

Bruselas, 18 de octubre de 2022
(OR. en)

13236/22

Expedientes interinstitucionales:
2021/0424(COD)
2021/0425(COD)

**ENER 491
ENV 973
CLIMA 486
IND 388
RECH 525
COMPET 766
ECOFIN 969
CODEC 1433**

NOTA

De:	Secretaría General del Consejo
A:	Comité de Representantes Permanentes/Consejo
Asunto:	Directiva relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno y Reglamento relativo a los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno - Debate de orientación

Con vistas al Consejo TTE (Energía) del 25 de octubre de 2022, adjunto se remite a las delegaciones un documento de reflexión sobre la Directiva relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno y el Reglamento relativo a los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (versión refundida).

**Documento de reflexión sobre el Reglamento y la Directiva
relativos a los mercados del gas y del hidrógeno**

El 15 de diciembre de 2021, la Comisión presentó una propuesta de Directiva relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno y una propuesta de Reglamento relativo a los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (en lo sucesivo, el Reglamento y la Directiva sobre el gas), que se inscriben en el nuevo marco de la UE para descarbonizar los mercados del gas, promover el uso del hidrógeno y reducir las emisiones de metano.

Durante la Presidencia francesa, las propuestas y sus respectivas evaluaciones de impacto se presentaron a los ministros y fueron objeto de un primer cambio de impresiones entre los Estados miembros. En julio de 2022, la Presidencia checa inició las negociaciones sobre las propuestas en el Grupo «Energía». A partir de los primeros resultados de esos debates, la Presidencia presentó una primera revisión, tanto del Reglamento como de la Directiva, el 9 de septiembre de 2022, para poder seguir debatiendo en profundidad las propuestas en el Grupo «Energía» en las semanas siguientes.

Teniendo en cuenta los progresos realizados hasta la fecha y con el fin de marcar el rumbo de los trabajos futuros, la Presidencia propone ahora tres temas de debate, en cada uno de los cuales somete varias opciones a la consideración de los ministros.

1. Calendario para el desarrollo de los mercados de hidrógeno, con especial atención a la separación vertical de los gestores de redes de hidrógeno

Aunque la propuesta de la Comisión prevé un marco normativo más flexible para el hidrógeno durante la fase de desarrollo del mercado, a más tardar el 1 de enero de 2031 deben aplicarse normas más exhaustivas que faciliten la integración del mercado y el comercio transfronterizo. Algunos Estados miembros consideran que la fecha de 2030 fijada para la fase transitoria en la aplicación de la normativa no ofrece ni la flexibilidad ni el tiempo necesarios para que el mercado del hidrógeno se desarrolle y madure en la medida suficiente. Sin embargo, no establecer una fecha armonizada en toda la UE para la finalización del período transitorio conlleva el riesgo de que se produzca una divergencia entre los sistemas normativos de los distintos Estados miembros que podría obstaculizar el desarrollo de un mercado interior eficiente.

Las normas propuestas para la separación vertical de los gestores de redes de hidrógeno (artículo 62 de la Directiva) prevén un modelo de separación patrimonial. Se propone que el modelo de gestor de red independiente exista para aquellas redes de hidrógeno que, a la entrada en vigor del Reglamento y la Directiva sobre el gas, pertenezcan a una empresa integrada verticalmente. Más polémica es la propuesta de dejar de aplicar el modelo de gestor de transporte independiente en 2031: algunos Estados miembros temen que podría obstaculizar el desarrollo de las redes de hidrógeno, y por ende de los mercados, debido a que los gestores de redes de transporte de gas sujetos al modelo de gestor de transporte independiente no tendrían ningún incentivo para invertir en la reconversión de sus infraestructuras.

El período transitorio propuesto para los mercados de hidrógeno, hasta el final de 2030, aparece en varios artículos del Reglamento y la Directiva sobre el gas. El Reglamento propone que no se apliquen tarifas para el acceso a las redes de hidrógeno en los puntos de interconexión entre Estados miembros a partir del 1 de enero de 2031 (artículo 6 del Reglamento) y que dichas tarifas se sustituyan por un mecanismo de compensación entre los correspondientes gestores de redes de hidrógeno para la financiación de infraestructuras transfronterizas (artículo 53 de la Directiva). Con arreglo a la propuesta de Directiva, antes del final de 2030 los Estados miembros deberán garantizar la aplicación de un sistema de acceso regulado de terceros a las redes de hidrógeno (artículo 31 de la Directiva) y los gestores de redes de hidrógeno podrán acogerse a excepciones por lo que respecta a las redes de hidrógeno existentes y a las redes de hidrógeno limitadas geográficamente.

En este sentido, se ruega a los ministros que reflexionen sobre las siguientes opciones:

- a) *Aplicar un mecanismo de revisión de la fecha límite de 2031 para el período transitorio de la normativa, a escala de la Unión, en virtud del cual la Comisión evaluaría las condiciones del mercado en [2028], con arreglo a criterios preestablecidos (por ejemplo, el funcionamiento del mercado, la competencia o los efectos de la divergencia de normas en el comercio transfronterizo), y decidiría si ampliar o no el período transitorio a escala de la Unión.*
- b) *Ampliar el período transitorio para los elementos relativos al diseño del mercado del hidrógeno hasta el año [X].*
- c) *Mantener el modelo de operador de transporte independiente después de 2030 para los gestores de redes de transporte de gas existentes que estén sujetos al modelo de operador de transporte independiente.*

2. Descuentos tarifarios para gases renovables y gases hipocarbónicos en la red de gas natural y tarifas transfronterizas en las redes de hidrógeno

I. Tarifas transfronterizas en las redes de hidrógeno específicas

La Comisión propone un futuro mercado del hidrógeno en el que no se aplicarían tarifas transfronterizas desde el 1 de enero de 2031 (artículo 6 del Reglamento). Al igual que en los mercados de la electricidad, con ello se crearían unas condiciones de competencia equitativas para la producción de hidrógeno y se evitaría la acumulación de tarifas (*pancaking*), algo que es importante con el fin de evitar un aumento de los costes para el consumidor final. La aplicación de un sistema sin tarifas transfronterizas y con mecanismos adecuados de reparto de los costes puede ser más viable en una fase temprana de implantación de la infraestructura de hidrógeno que en un mercado más maduro, en el que ya se han realizado inversiones considerables en infraestructura. Con el fin de garantizar el desarrollo de infraestructuras (transfronterizas) de hidrógeno en ausencia de tarifas transfronterizas, se propone un mecanismo de compensación financiera entre los gestores de redes de hidrógeno (artículo 53 de la Directiva). Algunos Estados miembros prefieren mantener el mecanismo de tarificación existente también para el hidrógeno, mientras que otros son partidarios de aplazar la eliminación de las tarifas transfronterizas en las redes de hidrógeno.

Así pues, se ruega a los ministros que reflexionen sobre las siguientes opciones:

- a) *Establecer un mecanismo de revisión de la fecha límite de 2031 para la eliminación de las tarifas transfronterizas en las redes de hidrógeno, a escala de la Unión, en virtud del cual la Comisión evaluaría las condiciones del mercado en [2028], con arreglo a criterios preestablecidos (por ejemplo, el funcionamiento del mercado, la competencia o los efectos de la divergencia de normas en el comercio transfronterizo), y decidiría si aplazar o no la obligación de eliminar las tarifas transfronterizas en las redes de hidrógeno.*
- b) *Aplazar la obligación de eliminar las tarifas transfronterizas en las redes de hidrógeno hasta el año [X].*
- c) *Sustituir la obligación de eliminar las tarifas transfronterizas a partir del 1 de enero de 2031 por una decisión conjunta de las autoridades reguladoras nacionales en materia de tarifas transfronterizas. En caso de discrepancia, la decisión final correspondería a la ACER.*

II. Descuentos tarifarios para gases renovables y gases hipocarbónicos en la red de gas natural

La propuesta de la Comisión prevé varios descuentos tarifarios cuyo principal objetivo es promover la utilización y el comercio transfronterizo de gases renovables e hipocarbónicos (artículo 16 del Reglamento¹). Algunos Estados miembros sostienen que debe darse prioridad a los gases renovables. A otros les preocupa que los descuentos tarifarios no sean una herramienta adecuada para fomentar la utilización de estos gases, así como la pérdida de ingresos de los gestores de redes de transporte de gas regulados, que podría conllevar un aumento del precio del gas fósil para los consumidores finales.

En este contexto, se ruega a los ministros que reflexionen sobre las siguientes opciones:

- a) *Diferenciar entre los descuentos para los gases renovables y para los gases hipocarbónicos, es decir, establecer niveles de descuento distintos para los gases renovables y los gases hipocarbónicos.*
- b) *No aplicar descuentos tarifarios en todos los puntos de interconexión, incluidos los puntos de entrada y salida desde y hacia terceros países, y prever que los Estados miembros apliquen descuentos en los puntos de entrada desde instalaciones de producción de gases renovables y gases hipocarbónicos y en los puntos de entrada y salida desde y hacia las instalaciones de almacenamiento.*
- c) *No aplicar descuentos obligatorios para los gases renovables y los gases hipocarbónicos, es decir, que se pague la tarifa íntegra para el transporte de gases renovables y gases hipocarbónicos.*

¹ Según el artículo 16 del Reglamento, se aplicará un descuento tarifario del 75 % en los puntos de entrada desde instalaciones de producción de gases renovables y gases hipocarbónicos y un descuento del 75 % en las tarifas de transporte desde y hacia instalaciones de almacenamiento de la red de gas natural. Se aplicará un descuento tarifario del 100 % a los gases renovables y los gases hipocarbónicos en todos los puntos de interconexión de la red de gas natural.

3. Mezclas de hidrógeno

El Reglamento obliga a los gestores de redes de transporte a aceptar flujos de gas con un contenido en hidrógeno de hasta el 5 % en los puntos de interconexión entre los Estados miembros de la UE a partir del 1 de octubre de 2025 (artículo 20 del Reglamento). Si las diferencias en los métodos de mezcla dan lugar a restricciones en los flujos transfronterizos, se aplica el procedimiento de coordinación transfronteriza de la calidad del gas (artículo 19 del Reglamento). Algunos Estados miembros no quieren mezclar hidrógeno en sus redes nacionales de gas natural y prefieren transportar y utilizar hidrógeno puro. Otros son partidarios de retrasar la fecha de aplicación y reducir el nivel máximo de mezcla para evitar costes elevados y limitar los posibles riesgos.

Por ello, se ruega a los ministros que reflexionen sobre las siguientes opciones:

- a) Modificar el nivel máximo de mezcla en los puntos de interconexión y fijarlo en un [X] %.*
- b) Aplazar la aplicación del nivel máximo de mezcla en los puntos de interconexión al 1 de octubre de [X].*
- c) No definir un nivel máximo de mezcla armonizado y dejar que los Estados miembros limítrofes y los correspondientes gestores de redes de transporte acuerden bilateralmente los niveles máximos de mezcla en los puntos de interconexión.*