



Common Rules for the Internal  
Markets in Renewable and Natural  
Gases and in Hydrogen

---

18 marzo 2024

# Common Rules for the Internal Markets in Renewable and Natural Gases and in Hydrogen



## 10 Claves:

### Redes

1. Actualiza la normativa de mercado de gas trasladando al sector del gas avances introducidos en la normativa del mercado eléctrico en 2019 (mirroring), particularmente en protección del consumidor y precios regulados.
- 2. Establece las bases para la descarbonización del sistema de gas natural, a través de los gases renovables y gases bajos en carbono<sup>1</sup> (incluido el blending de hidrógeno en redes de gas natural)**
- 3. Incorpora la referencia al objetivo de 35 bcm de biometano en 2030 de REPowerEU.**
- 4. Prioridad de conexión para el biometano.**
- 5. Principios de ATR y separación de actividades (de transporte y distribución de H2, y entre transporte de gas natural e H2)**
- 6. TSOs y DSOs deberán desarrollar procedimientos y acuerdos para permitir el flujo inverso.**
7. Establece el primer marco normativo para el desarrollo del mercado del hidrógeno.
8. Preferencia de acceso regulado (tarifas), permitiendo acceso negociado hasta 2032 (excepción: futuras terminales de H2)
9. Permite descuentos del -100% y -75% para gases renovables y bajos en carbono, respectivamente, en tarifas de inyección a red y peajes transfronterizos, y del -100% para el almacenamiento.
10. Incorpora medidas en cuanto a mecanismos de intervención de emergencia y compras conjuntas voluntarias.

**Los gases renovables, en primer término el biometano, son claves para el futuro energético de la Unión Europea**

# Common Rules for the Internal Markets in Renewable and Natural Gases and in Hydrogen



## ... y algunos mensajes importantes:

### Considerandos Reglamento:

- La Comisión ha propuesto aumentar significativamente la **producción de biometano en la UE hasta 35 bcm/año en 2030.**
- **Los EEMM deben especificar en sus planes nacionales de energía los objetivos y las políticas y medidas para el desarrollo del biometano.**
- **Los distribuidores tienen un papel importante en lo que respecta a la integración en el sistema de los gases renovables y bajos en carbono.**

### Considerandos Directiva:

- **La integración del biometano**, con arreglo a los criterios establecidos en la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, **en el sistema de gas natural apoya los objetivos climáticos de la Unión y contribuye a diversificar el suministro energético.**
- Las solicitudes de conexión a la red de producción de gas renovable deben evaluarse en plazos razonables y ser supervisadas por las autoridades reguladoras pertinentes. **Debe ser posible dar prioridad a las solicitudes de conexión de biometano en las redes de transporte y distribución.**
- El gas natural sigue desempeñando un papel clave en el suministro de energía, ya que el consumo de energía de los hogares procedente del gas natural sigue siendo mayor que el de la electricidad. **Aunque la electrificación es un elemento clave de la transición ecológica, en el futuro seguirá habiendo un consumo de gas natural doméstico que incluirá volúmenes crecientes de gas renovable, en particular biometano.**
- **Los Estados miembros deben adoptar medidas concretas para contribuir a un uso más amplio del biometano.**
- **Se concede al biometano u otros tipos de gas un acceso no discriminatorio a la red de gas natural**, siempre que dicho acceso sea permanentemente compatible con las reglas técnicas y las normas de seguridad pertinentes.

**La UE insta a los EEMM a que sean ambiciosos en biometano y reconoce el papel clave de los DSOs en su integración**

# Common Rules for the Internal Markets in Renewable and Natural Gases and in Hydrogen

## ¿Cómo declinar esta Directiva a la realidad de España?

La integración del biometano en el sistema de gas natural apoya los objetivos climáticos de la UE y contribuye a diversificar el suministro energético

Los EEMM deben especificar en sus planes nacionales de energía los objetivos y las políticas y medidas para el desarrollo del biometano

Apoyo a los gases renovables y referencia al objetivo de 35 bcm de biometano en 2030 de REPowerEU

La **revisión del PNIEC** debe:

- **Incrementar la ambición de España en gases renovables**, es especial en biometano (la Comisión Europea estableció un objetivo indicativo en 2030 para España del 13% de su demanda actual de gas natural)
- **Priorizar la inyección de biometano en las redes.**

Es necesario **otorgar un rol equitativo entre DSOs de gas y electricidad** en la formación de la nueva **EU DSO Entity**.

Separación de actividades entre transporte de gas natural e H2, no así en distribución

Prioridad de conexión para el biometano

Se concede al biometano u otros tipos de gas un acceso no discriminatorio a la red de gas natural

TSOs y DSOs deberán desarrollar procedimientos y acuerdos para permitir el flujo inverso

- **Potenciar el rol de los DSOs en el desarrollo de los valles de H2**, proporcionan experiencia en el desarrollo y operación de infraestructuras capilares.
- **Utilizar el blending como catalizador del desarrollo del H2 verde**, porque facilita el aprovechamiento óptimo de las infraestructuras (no hay economías de escala en el inicio de un vector energético emergente)
- Por eficiencia y rapidez, **se debería incorporar la posibilidad de retrofitting de la red distribución**, en especial, si como al española es de polietileno, moderna y de alta calidad.

**Anexo**

# Common Rules for the Internal Markets in Renewable and Natural Gases and in Hydrogen



## Otros aspectos destacados de la Directiva:

- **Se crea ENNOH europeo** similar a ENTSO-E y ENTSO-G. Deberá colaborar estrechamente con ENTSO-E y ENTSO-G. Art. 40 (1-1a), Art. 42 (1)
- De acuerdo con los principios de integración de sistemas energéticos, se establece **recomendación desarrollo conjunto de redes de gas, electricidad e hidrógeno (TYNDP)**
- **Los TSOs deberán cooperar para evitar restricciones a los flujos transfronterizos debidos a diferencias en la calidad del gas. No estarán sujetos a lo anterior los flujos transfronterizos con mezclas de hasta el 2% de hidrógeno**
- La Comisión podrá adoptar **actos de ejecución o modificar los códigos de red para introducir especificaciones que faciliten la integración económicamente eficiente de grandes volúmenes de biometano en la red** existente de gas. Art. 20b
- Obliga a los DSO a tener planes de desmantelamiento (decommissioning plans) si se espera una reducción en la demanda y si su Estado lo solicita.
- Facilidades para el desarrollo de infraestructuras y el mercado de hidrógeno:
  - ✓ Se establece un límite máximo de 2 años (extensible +1 año) para los procedimientos administrativos de autorización de instalaciones y redes de gas e hidrógeno. Art. 7 (1, 3)
  - ✓ Los procedimientos de autorización de los Estados miembros para la construcción y operación de la infraestructura gasista deberán aplicar también a las infraestructuras de hidrógeno. Art. 7 (7)
- ENTSO-G deberá incluir en su “European supply adequacy outlook” un análisis del progreso en la producción anual de biometano. Art. 23 (4)
- Planificación de la red: A partir del 1/1/2027, ENNOH será responsable de la preparación de los TYNDP de hidrógeno (antes, ENTSO-G). Deberá haber colaboración con ENTSO-G y ENTSO-E a la hora de elaborarlos. Art. 43a (1-3)
- **Precios regulados del gas natural salvo consumidores vulnerables no por debajo de mercado.** En situación de crisis pueden estar por debajo de mercado, pero abiertos a todos los comercializadores con compensación de costes.
- Prohibición de contratos a largo plazo de gas fósil (sin abatimiento) más allá de 2049.
- Permite a los EEMM limitar reserva capacidad regasificación volúmenes de GNL Rusia.

¡Gracias!