



XX de mayo de 2026

PROYECTO DE REAL DECRETO DE IMPULSO DEL BIOMETANO

I

En el marco del paquete normativo «Objetivo 55» promulgado en el último lustro por las instituciones de la Unión Europea, relativo a la seguridad de suministro de energía, el ahorro energético, la diversificación de las importaciones de combustibles fósiles y la aceleración en el despliegue de energías renovables, se aprobaron la Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno, por la que se modifica la Directiva (UE) 2023/1791 y se deroga la Directiva 2009/73/CE, y el Reglamento (UE) 2024/1789 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativo a los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno y por el que se modifican los Reglamentos (UE) n°1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 y (UE) 2022/869 y la Decisión (UE) 2017/684 y se deroga el Reglamento (CE) n° 715/2009, con el objetivo de alcanzar la referida reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en 2030.

En este contexto, la crisis energética ocasionada por la invasión de Ucrania por parte de Rusia puso de manifiesto la vulnerabilidad que suponía para el conjunto de Europa la dependencia energética de combustibles rusos. Por ello, se impulsó el marco normativo y estratégico denominado “REPowerEU” orientado a reducir la dependencia energética de Rusia y acelerar la transición a recursos autóctonos. En esta línea, el Reglamento (UE) 2026/261 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de enero de 2026, sobre la eliminación progresiva de las importaciones de gas natural ruso y la preparación de la eliminación progresiva de las importaciones de petróleo ruso, la mejora del seguimiento de las posibles dependencias energéticas y por el que se modifica el Reglamento (UE) 2017/1938, especifica como alternativas a las importaciones rusas de gas natural: la electrificación, la eficiencia energética, el impulso de la producción de biogás, biometano e hidrógeno limpio y otras fuentes renovables, y la reducción voluntaria de la demanda de gas natural. Además, obliga a los Estados miembros a mantener los esfuerzos para maximizar el uso de las infraestructuras existentes y eliminar las potenciales barreras regulatorias.

En el ámbito nacional, la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, prevé en su artículo 12 que el Gobierno adopte medidas para el fomento de los gases renovables, entre los que se incluye el biometano. En concreto, el apartado segundo del citado artículo dispone que, para el cumplimiento de los objetivos establecidos en el Plan



Nacional Integrado de Energía y Clima, se podrán determinar objetivos anuales de penetración de gases renovables.

A este respecto, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 recogió, en su medida 1.8 destinada a la promoción de los gases renovables, el desarrollo de regulaciones que permitiesen la inyección de otros gases en la red de gas natural y estimaba alcanzar una producción de 10,4 TWh de biogás en 2030.

Asimismo, en marzo de 2022 se adoptó la Hoja de Ruta del Biogás, que mantenía la ambición sobre la producción de biogás señalando que, al menos, un 1% del gas consumido a través de la red de gas natural en 2030 sería biometano, y detallaba un conjunto de instrumentos y medidas destinadas a su consecución. En particular, la medida 9 se orientaba a establecer objetivos anuales de penetración de biogás/biometano en la venta o consumo de gas natural, mediante la imposición legal a consumidores, suministradores o productores de que un determinado porcentaje o cuota de su suministro o producción energética provenga de biogás para su inyección en la red gasista.

La producción de biogás y biometano en España ha ido incrementándose sustancialmente en estos últimos años. Mientras que en el año 2021 sólo había una planta de biometano en operación, a principios del año 2026 ya existían 23, y 21 de ellas están actualmente inyectando biometano en el sistema gasista.

Esta evolución se ha visto reflejada en la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, que destina su medida 1.15 específicamente al desarrollo del biogás y el biometano y aumenta el objetivo de producción de biogás hasta los 20 TWh en 2030.

Más recientemente, el conflicto en Oriente Medio iniciado el pasado 28 de febrero ha vuelto a demostrar con crudeza que la dependencia de combustibles fósiles importados constituye una vulnerabilidad estructural para la economía española y el bienestar de la ciudadanía. El bloqueo del Estrecho de Ormuz —por el que venía transitando del orden del 20% del gas y el petróleo mundial— disparó el precio de los combustibles en los mercados internacionales, obligando a los distintos Estados a adoptar medidas de protección. Si bien España afronta esta situación en mejores condiciones que otros países de nuestro entorno gracias a los avances en transición energética de los últimos años y a la robustez y flexibilidad de su sistema energético, ha sido necesario adoptar medidas para proteger a los consumidores y continuar acelerando el proceso de transición.

En este contexto, el Gobierno aprobó un Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio, que articuló una respuesta en dos ejes: de un lado, un escudo coyuntural para proteger a hogares y sectores productivos del impacto inmediato; de otro, medidas estructurales de reducción de la dependencia energética exterior mediante la aceleración



del despliegue de las energías renovables, tanto en el ámbito eléctrico como en el de los gases renovables.

En este sentido, el Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio, mandata al Gobierno, en el artículo 26, a establecer, por real decreto, objetivos anuales de penetración de biometano para fines distintos al transporte, en la venta o consumo de gas natural y gas natural licuado, así como la definición de los sujetos obligados a su cumplimiento, la metodología de cálculo y los mecanismos de control y cumplimiento.

Adicionalmente, el citado Real Decreto-ley, establece la implementación de un sello de excelencia social, territorial y ambiental que podrá ser exigible a las plantas de producción de biometano que entren en operación con posterioridad a la fecha de inicio de la aplicación de los objetivos anteriores y que vayan a contribuir al cumplimiento de los mismos. Este sello se otorgará a las plantas de producción de biometano considerando, entre otros criterios, la contribución del proyecto a la seguridad de suministro energético; a la economía circular y la descarbonización; a la integración, participación y retorno territoriales, así como a la creación de empleo local y la cohesión territorial. Así, el pasado 15 de abril se publicó una consulta pública previa para recabar las aportaciones sobre los criterios de concesión de este sello que se implementará por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en colaboración con las asociaciones sectoriales, organizaciones no gubernamentales en defensa del medio ambiente y otros organismos.

Por todo ello, el establecimiento de unas cuotas mínimas de penetración de biometano contribuye a la sustitución paulatina del gas natural, de procedencia fósil e importado, mediante la promoción de la producción de biometano y la priorización del uso de este gas renovable de origen autóctono, permitiendo reducir la dependencia energética exterior en cumplimiento de los objetivos nacionales y las exigencias por parte de la Comisión Europea. A estos objetivos contribuirá tanto el aprovechamiento directo del biogás, como su uso en forma de biometano, una vez enriquecido e inyectado en la red gasista. Para garantizar una integración equilibrada y planificada, se establece una senda progresivamente creciente de proporción de biometano, que comienza en el año 2028 y se prolonga hasta el año 2035.

Además, con el fomento de la producción y el consumo de biometano como alternativa al gas natural de origen fósil se favorece el desarrollo económico, la atracción de inversión y la generación de empleo, especialmente en zonas rurales; la valorización de residuos orgánicos, contribuyendo a alcanzar los objetivos en materia de economía circular; la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero; y la reducción de la dependencia energética exterior.

Asimismo, mediante las correspondientes autorizaciones ambientales y sustantivas, las comunidades autónomas, en el marco de sus competencias constitucionalmente atribuidas, verifican que las plantas de biometano que se autoricen contribuyen a alcanzar los referidos



objetivos nacionales en relación con el tratamiento y valorización de los residuos orgánicos existentes, al asegurar la aplicación de las mejores técnicas disponibles, el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y la integración ambiental en el territorio, así como la interacción entre todos los factores mencionados.

II

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, determina en su apartado primero que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ámbito de sus competencias regulatorias, deberá tener en consideración las prioridades estratégicas establecidas por el Gobierno, que se materializarán en unas orientaciones de política energética adoptadas por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica, referencia que debe entenderse dirigida al actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Al respecto, la Orden TED/463/2024, de 24 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia relacionadas con el sector del gas natural, establece en el apartado primero del artículo segundo las orientaciones a la actualización y adaptación del sector de gasista a la descarbonización con medidas de mejora de la eficiencia en el acceso al sistema gasista, como la maximización del volumen de biometano inyectado en el sistema gasista en lo que a mecanismos de conexión y acceso se refiere, la minimización del coste global de las instalaciones de conexión de las plantas de producción y la consideración de potenciales afecciones zonales a la calidad y seguridad de suministro.

En la misma línea, la Orden TED/1318/2025, de 19 de noviembre, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en relación con circulares de carácter normativo cuya tramitación se tiene previsto iniciar en 2025, dispone en el apartado sexto del artículo segundo las orientaciones al régimen retributivo aplicable a nuevas instalaciones y a la modificación de las existentes, explicitando que el desarrollo de gases renovables minimizará las inversiones de conexión con la red existente de los productores de gases renovables, evitando dar señales económicas que incentiven inversiones innecesarias o que impliquen riesgos económicos elevados para el sistema gasista.

Considerando lo anterior, este real decreto cumple con lo previsto en las políticas energéticas mencionadas, dado que garantiza la penetración de biometano respecto a las ventas o consumos de gas natural en sectores distintos al transporte, que cuenta con su



propia norma. Además, indica los sujetos obligados a tal obligación y dispone su supervisión y control.

Mediante este real decreto, acorde a las referidas orientaciones, se modifica el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, con el objetivo de favorecer el desarrollo de las plantas de producción de otros gases y la inyección de estos en el sistema gasista maximizando el uso de las infraestructuras existentes y minimizando el coste global de las inversiones a acometer y de la operación del conjunto del sistema gasista.

Así, se reconocen los equipos de flujo inverso como pertenecientes a las instalaciones de transporte o de distribución, asignando su propiedad al titular de la conducción de mayor presión nominal, con el fin de optimizar técnica y económicamente la instalación y la operación de estos equipos, considerándolos como una unidad indivisible con la existente posición, y estación de regulación y medida, en su caso, en la que se instale. En tanto que serán parte del sistema gasista, estos equipos gozarán de las particularidades en tramitación, derechos y obligaciones que les corresponden, y el acceso de terceros a ellos habrá de ser garantizado por sus titulares. Por tanto, su operación y mantenimiento corresponderá a sus referidos titulares, transportistas o distribuidores con experiencia en la gestión de las instalaciones del sistema gasista, lo cual es la manera óptima desde el punto de vista de la eficiencia y la seguridad. Se explicita que quedarán excluidos de la planificación en materia de hidrocarburos.

Con el fin de ordenar un dimensionamiento y ubicación eficiente de estos equipos, los cuales serán propuestos por los productores que los precisen, se mandata al Gestor Técnico del Sistema a elaborar un análisis anual de necesidades de estos equipos que optimice, de forma global para el sistema, la integración de otros gases, minimizando el coste agregado de las inversiones necesarias y maximizando el volumen de gas renovable que pueda ser inyectado. A fin de dar seguridad jurídica y transparencia a esta ordenación, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará anualmente, en base a esta propuesta, la relación de los equipos de flujo inverso que serán retribuidos por el sistema gasista.

En cuanto a las líneas directas de conexión de plantas de producción de otros gases, están definidas en el artículo 78 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del "Plan + seguridad para tu energía (+SE)", así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía.

En consideración a la necesidad de aclaración de los derechos y responsabilidades asociadas a su uso y operación, trasladada por los sujetos afectados, se establece la



delimitación y propiedad de las “instalaciones de conexión de plantas de producción de otros gases con las redes de transporte o distribución”, término introducido en el artículo 12 bis del referido real decreto mediante el Real Decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural.

En concreto, se establece la obligatoriedad de la cesión de la titularidad por parte del productor y la obligatoriedad de aceptación por parte del titular de la red a la que se conecta, desde el momento de la puesta en marcha de esta canalización. Con ello se garantiza la gestión y operación más eficiente técnica y económicamente posible. Además, se explicita que el titular transportista o distribuidor será el responsable de su operación y mantenimiento.

En tanto que, desde esa cesión, esta canalización formará parte del sistema gasista como instalación de transporte o distribución, el acceso de terceros que en el futuro soliciten conectarse (bien sea un nuevo productor, una red de distribución o un consumidor) será dado por el titular transportista o distribuidor. Por su parte, en coherencia con que la construcción será sufragada por el productor, se explicita que estas canalizaciones no devengarán retribución por inversión a cargo del sistema gasista.

Por último, se especifica que tanto las líneas directas, y los elementos que se ubiquen en ella, o en la posición, nueva o modificada, a la que se conecta, como los equipos de flujo inverso, deberán cumplir todos los requisitos técnicos, la configuración de las instalaciones y los requerimientos de ejecución, exigibles a las líneas directas de conexión de otros gases, y a los elementos en ellas ubicados, a las posiciones en las que la línea directa se conecta, y a los equipos de flujo inverso. que las Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista establezcan, las cuales serán convenientemente desarrolladas para ello y así garantizar la seguridad y gestión eficiente de las instalaciones nuevas o existentes. Asimismo, se explicita que los productores no estarán obligados a soportar el coste adicional que pudieran suponer prestaciones superiores a las necesarias de conformidad con la normativa vigente. Para ello se dispone que el productor y del transportista o distribuidor, respectivamente, acreditarán, ante el órgano competente de la tramitación, la conformidad de la otra parte implicada en la construcción u operación de la instalación.

III

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.^a y 25.^a de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y sobre bases del régimen minero y energético, así como en la habilitación prevista en el artículo 12 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo.



La norma se adecua a los principios de buena regulación: necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia referidos en el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

El principio de necesidad está garantizado por la conveniencia de impulsar desde las administraciones públicas el desarrollo de los gases renovables como sustitutos de los gases fósiles importados mediante el establecimiento de cuotas obligatorias y la regulación de las nuevas infraestructuras necesarias para la inyección de estos en el sistema gasista español.

En relación con el principio de eficacia, esta norma con rango de real decreto es el instrumento necesario y adecuado dado que, como se ha expuesto, es el Gobierno quien, por ley, ostenta la habilitación para disponer sobre las materias que se regulan en el real decreto.

Por su parte, el real decreto cumple con el principio de proporcionalidad al contener exclusivamente la regulación imprescindible para la consecución de los objetivos previamente mencionados y no imponer más obligaciones que las necesarias a los agentes afectados.

Igualmente se ajusta al principio de seguridad jurídica, toda vez que el real decreto se aplica a partir del 1 de enero de 2028 y respeta los derechos de los promotores de plantas de producción de biometano y de los sujetos del sistema gasista involucrados, establecidos en la normativa nacional y en los reglamentos europeos de aplicación.

Con respecto al principio de eficiencia, las medidas reguladas en el presente real decreto no implican mayores cargas administrativas que las estrictamente necesarias, dado que la única nueva obligación de trámite administrativo es el imprescindible envío de la acreditación del cumplimiento de las cuotas por parte de los sujetos obligados.

En cuanto al principio de transparencia, tal y como establece el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, este real decreto ha sido sometido a información pública en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico con periodo de alegaciones de XXX a XXX. Por su parte, no precisó ser previamente sometido al trámite de consulta pública previa, de conformidad con lo previsto en el artículo 133.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, y en el artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, en tanto que el establecimiento de cuotas de biometano por parte del Gobierno es un mandato con rango legal al haber sido dispuesto en el referido Real Decreto-Ley 7/2026, de 20 de marzo, mientras que la modificación del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, ya fue recogido en el trámite de audiencia del proyecto de Real Decreto de impulso a la descarbonización del sector del transporte y fomento de los combustibles renovables, mediante su publicación en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, entre el 9 y el 19 de enero de 2026.



Finalmente, el presente real decreto ha sido objeto de informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobado por su Consejo el XXX y para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas por las empresas del sector en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, el cual sigue ejerciendo sus funciones hasta la constitución del Consejo Consultivo de Energía de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

En su virtud, a propuesta de la Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de acuerdo con el Consejo de Estado, conforme a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día XX de XX de 2026.

DISPONGO:

Artículo 1. *Objeto*

1. Constituye el objeto de este real decreto el establecimiento de una cuota mínima anual obligatoria de penetración de biometano para fines diferentes al transporte, así como las previsiones para su supervisión y control.

2. Asimismo, la norma establece las infracciones y sanciones ante el incumplimiento de estas obligaciones o la falta de remisión de información a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

3. Por último, se establecen las modificaciones normativas necesarias para facilitar la penetración de los gases renovables, entre ellos el biometano a inyectar en el sistema gasista español maximizando el uso de las infraestructuras existentes.

Artículo 2. *Cuotas mínimas de penetración de biometano para usos distintos del transporte.*

1. Los sujetos obligados deberán consumir o suministrar, a cualesquiera de sus clientes finales, una cantidad mínima de biometano acreditado del 0,5% en 2028, del 1,1% en 2029, del 1,8% en 2030, del 2,5% en 2031, del 3,3% en 2032, del 4,1% en 2033, del 5% en 2034 y del 6% en 2035, respecto a la suma de gas natural y gas natural licuado consumido o suministrado en el mercado nacional ese año natural; de esta suma se excluirá el consumo de los siguientes puntos de suministro:

- a) las centrales de ciclo combinado para generación eléctrica;
- b) los conectados a redes de distribución de gas manufacturado en territorios insulares no conectados a la red de gasoductos;



- c) aquellos en los que el suministro se emplea como carburante para transporte terrestre, marítimo o aéreo;
- d) las instalaciones de cogeneración, definidas en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

2. Se considerará biometano acreditado aquel que disponga de garantías de origen de biometano, conforme al artículo 19 del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables; y a la Orden TED/1026/2022, de 28 de octubre, por la que se aprueba el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables.

3. El biometano, el gas natural y el gas natural licuado se medirán en unidades de energía en base al poder calorífico superior en condiciones normales, conforme a lo dispuesto en el capítulo 2 de la Orden TED/181/2025, de 13 de febrero, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista de competencia ministerial.

4. Las cuotas mínimas de penetración de biometano del año 2035 se aplicarán en los años sucesivos mientras no se aprueben otros valores.

Artículo 3. *Sujetos obligados a acreditar la cuota de biometano sobre su volumen de ventas o consumos de gas.*

Los sujetos obligados referidos en el artículo 2 son los siguientes:

a) Los comercializadores, definidos en el artículo 58.d), de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, por las ventas a sus clientes finales en el mercado nacional en ese año natural, excluyendo el consumo de los puntos de suministro referidos en el artículo 2.1.

b) Los consumidores directos en mercado, definidos en el artículo 58.e), de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, por el volumen consumido que no haya sido adquirido a un comercializador en ese año natural, excluyendo el consumo de los puntos de suministro referidos en el artículo 2.1.

Artículo 4. *Supervisión y control del cumplimiento de las cuotas de biometano.*

1. Por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se establecerán las disposiciones necesarias para desarrollar un procedimiento para el control del cumplimiento de la obligación, que determinará, entre otras cuestiones, la periodicidad de éste y la forma de remisión de la información necesaria para acreditar el cumplimiento de la obligación.

2. Anualmente, los sujetos obligados deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, un



informe en el que se detalle el volumen de biometano acreditado consumido o suministrado a sus clientes finales.

Artículo 5. Sello de excelencia social, territorial y ambiental.

Por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se regulará la exigencia de que, para contribuir al cumplimiento de las cuotas dispuestas en el artículo 2, las plantas de producción de biometano que entren en operación con posterioridad a la fecha de inicio de la aplicación de dichas cuotas, dispongan del sello de excelencia social, territorial y ambiental, referido en el artículo 26.3 del Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio.

Artículo 6. Infracciones y sanciones.

Conforme lo dispuesto en el artículo 109.1.aa) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, el incumplimiento de las obligaciones de penetración de biometano reguladas en el artículo 2 tendrá la consideración de infracción muy grave.

Disposición adicional única. Habilitación general de desarrollo.

Se habilita a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a desarrollar cuantas cuestiones sean necesarias para la aplicación de este real decreto, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, entre otras:

a) actualizar las cuotas establecidas en el artículo 2, así como los consumos exentos, en función de la disponibilidad de otros gases, el nivel de consumo de gas natural y el cumplimiento de los objetivos de descarbonización de aquellos sectores que consuman gas natural. Estas actualizaciones deberán ser aprobadas al menos seis meses antes de la fecha de su aplicación.

b) aprobar una cuota obligatoria mínima para otros gases basados principalmente en metano de origen no biológico y compatibles con la red de gas natural, adicional a la prevista en el artículo 2.

Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

Se modifican los siguientes artículos y se introduce uno nuevo en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural:



Primero. El subapartado h) del artículo 4.1 queda redactado como sigue:

“h. Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, suministro eléctrico, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones, centros de control y demás elementos auxiliares necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida.

Se considerarán elementos auxiliares de la red de transporte, los equipos de flujo inverso que impulsen el gas desde un gasoducto de menor presión nominal, ya sea de transporte o de distribución, a otro de mayor presión. Estos equipos serán titularidad del transportista del gasoducto de mayor presión nominal a la que se conecten. La autorización administrativa y el acta de puesta en servicio serán otorgadas por el órgano competente que autorizó el gasoducto de mayor presión nominal. Estos equipos de flujo inverso quedarán excluidos de la planificación en materia de hidrocarburos referida en el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.”

Segundo. Se introduce un nuevo apartado 3 en el artículo 4:

“3. El informe de integración de la inyección de otros gases que el Gestor Técnico del Sistema remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas anualmente, antes del 31 de diciembre, acorde a lo dispuesto en el capítulo 11 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista de competencia ministerial, aprobadas por Orden TED/181/2025, de 13 de febrero, incluirá un análisis global de la integración de otros gases en el sistema gasista, así como una propuesta justificada de posibles actuaciones de flujo inverso y su ordenación técnica, elaborada a partir de la información disponible en la fecha de referencia prevista en la mencionada normativa, considerando horizontes temporales de un año y superiores.

Este análisis optimizará la integración de otros gases, minimizando el coste agregado de las inversiones necesarias y maximizando el volumen de gas renovable que pueda ser inyectado en el sistema gasista, preservando en todo caso la seguridad, la calidad y la correcta operación del sistema.

Los equipos de flujo inverso enumerados serán identificados únicamente por su ubicación aproximada, salto de presión, caudal nominal y posibilidades de escalabilidad; protegiendo, en todo caso, la información sensible de los proyectos de nuevas plantas de producción de biometano o de ampliación de las existentes.

En base a esta propuesta, previo trámite de audiencia pública e informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará anualmente, antes del 1 de febrero, la relación de los equipos de flujo inverso que serán retribuidos por el sistema gasista. Esta relación no otorgará derechos ni prioridades de acceso o conexión, y no alterará el procedimiento de tramitación continua de



solicitudes previsto en la Circular 2/2025, de 9 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.”

Tercero. Se modifica el último párrafo del artículo 8, con el siguiente contenido:

“Tendrán también la condición de instalaciones de distribución las plantas satélites de gas natural licuado que alimenten una red de distribución, así como los equipos de flujo inverso que impulsen gas desde una red de distribución de menor presión a otra de mayor presión. Estos equipos de flujo inverso serán titularidad del distribuidor de la red de mayor presión nominal. La autorización administrativa y el acta de puesta en servicio serán otorgadas por el órgano competente que autorizó el gasoducto de mayor presión nominal. Estos equipos quedarán excluidos de la planificación en materia de hidrocarburos referida en el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.”

Cuarto. El artículo 12 bis queda redactado como sigue:

“Artículo 12 bis. Conexión de plantas de producción de otros gases con las redes de transporte o distribución.

La línea directa de conexión de las plantas de producción de otros gases con la red de transporte o distribución, definida en el artículo 78 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, comprenderá la canalización para la inyección del gas en la red, situada entre la arqueta o el terreno de la posición, nueva o modificada, en el gasoducto existente, excluyendo ésta, y el límite del terreno donde se ubica la planta.

El productor de otros gases podrá construir la línea directa por sus propios medios o solicitar su construcción al transportista o distribuidor titular de la red a la que se conecte.

En el momento de la puesta en marcha de la línea directa, el productor deberá cederla gratuitamente al transportista o distribuidor, quien deberá aceptar la cesión, quedando la instalación integrada en el sistema gasista como parte de la red de transporte o distribución, según corresponda, sin que devengue retribución por inversión a cargo del sistema gasista. El transportista o distribuidor será el responsable de su operación y mantenimiento.

En la tramitación de la línea directa así como, en su caso, en la solicitud del acta de puesta en servicio, el productor acreditará, al órgano competente, la conformidad del transportista o distribuidor, con el cumplimiento, tanto de la línea directa como de los equipos que en ella se ubiquen, de los requisitos técnicos, la configuración de las instalaciones y los requerimientos de ejecución, establecidos en la Orden TED/181/2025, de 13 de febrero, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista de competencia ministerial, y normativa que la desarrolle, en la Resolución de 10 de noviembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos,



balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos, y en las demás normas técnicas de aplicación.

Los sujetos que se conecten a la línea directa con posterioridad a la cesión deberán abonar a los sujetos que hubieran costado la construcción de la línea directa original, el coste actualizado de la inversión, de manera proporcional a la longitud del gasoducto compartido y al caudal de conexión asignado.

Las instalaciones y equipos imprescindibles para la inyección se ubicarán, a elección del productor, en la planta de producción o en la línea directa, siempre que se cumpla con las obligaciones impuestas al transportista o distribuidor en las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista de competencia ministerial, y normativa que la desarrolle, en la Resolución de 10 de noviembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y en las demás normas técnicas de aplicación.

Cuando los equipos de análisis de calidad se ubiquen en la planta de producción y cumplan los requisitos técnicos establecidos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista de competencia ministerial, y normativa que la desarrolle, en la Resolución de 10 de noviembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y en las demás normas técnicas de aplicación, no será obligatorio que el transportista o distribuidor instale equipos propios. Si los dispusiera, no podrá repercutir su coste de inversión en el productor. El transportista o distribuidor dispondrá de acceso en tiempo real a las señales de operación necesarias de estos equipos, como los datos de calidad del gas inyectado, y dispondrá de capacidad de control remoto, incluyendo el corte de la inyección en caso de incumplimiento de los requisitos de calidad. El transportista o distribuidor también tendrá derecho de acceso in situ a estos equipos para realizar comprobaciones periódicas de su funcionamiento o intervenciones requeridas para garantizar la calidad, seguridad y continuidad de la inyección, tras la previa concertación de la visita, salvo en situaciones de urgencia, y sin perturbar en ningún caso la operación de la instalación de producción.

Toda posición, nueva o modificada, necesaria para la inyección del gas renovable formará parte de la red de transporte o distribución en la que se inyecte. Su construcción o modificación, así como los trabajos de conexión de la línea directa y de instalación de los equipos imprescindibles ubicados en ella, serán realizados por el transportista o distribuidor, quien repercutirá en el productor solicitante el coste de compra de equipos y su instalación, así como de adecuación de la posición, nueva o modificada, sin imputar en ningún caso costes propios o de sus filiales. El productor podrá solicitar la acreditación documental de las partidas incluidas en el presupuesto y del procedimiento competitivo seguido en la adjudicación.

Los equipos imprescindibles instalados en la posición, nueva o modificada, únicamente dispondrán de los requisitos técnicos establecidos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista de competencia ministerial, y normativa que la desarrolle, en la Resolución



de 10 de noviembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y en las demás normas técnicas de aplicación.

En caso de que por imposibilidad técnica no fuera posible ubicar en el gasoducto existente los equipos imprescindibles de la posición, nueva o modificada, estos se podrán situar en cualquier otro punto de la línea directa, previo acuerdo entre el productor y el transportista o distribuidor. Asimismo, se podrán ubicar en la posición, nueva o modificada, otros equipos necesarios para la inyección, también previo acuerdo entre las partes.

En la tramitación de la posición, nueva o modificada, así como, en su caso, en la solicitud del acta de puesta en servicio, el transportista o distribuidor acreditará, al órgano competente, la conformidad del productor con la ubicación de los equipos necesarios para la inyección.

A efectos de los derechos y obligaciones de los usuarios y de los transportistas y distribuidores dispuestos en este real decreto y en la Orden TED/181/2025, de 13 de febrero, se considerará que el punto de conexión de la red de transporte con inyección de otros gases (PCTG) o el punto de conexión de la red de distribución con inyección de otros gases (PCDG) se corresponde con la posición, nueva o modificada, en el gasoducto existente.

En caso de discrepancias respecto a los trabajos relacionados con la posición, nueva o modificada, o con la conexión de la línea directa, las actuaciones producidas podrán elevarse a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para que resuelva en un plazo de dos meses, cuando la competencia corresponda a la Administración General del Estado, o, en su caso, al órgano competente de la correspondiente Comunidad Autónoma, para que resuelva en un plazo de tres meses.

El órgano competente de la comunidad autónoma, en colaboración con el Gestor Técnico del Sistema, los transportistas y distribuidores, y los potenciales productores, podrá ordenar la ubicación de las líneas directas en su ámbito territorial, con el objeto de reducir el coste total y la ocupación del suelo.”

Quinto. Se modifica el artículo 18 que queda redactado como sigue:

“Artículo 18. Inhabilitación para ejercer la actividad de comercialización.

1. Procederá la inhabilitación para ejercer la actividad de comercialización en los siguientes casos:

a. La apertura de la fase de liquidación en el procedimiento de concurso de acreedores o extinción de la personalidad jurídica del comercializador.

b. Incumplimiento probado de las condiciones exigidas para realizar la actividad de comercializador.



c. La comisión de una infracción de las tipificadas como muy graves en el artículo 109 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, cuando lleve aparejada la inhabilitación para ejercer la actividad de comercialización.

d. El incumplimiento por el comercializador de las obligaciones económicas establecidas para los mismos, en particular el impago en los plazos que correspondan de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas, las penalizaciones por desbalances o cualquier otra obligación de pago frente al sistema gasista.

2. De producirse las circunstancias previstas en el apartado 1, la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico resolverá sobre la imposibilidad de continuar en el ejercicio de la actividad de comercialización, previa audiencia de la comercializadora afectada.

El procedimiento de inhabilitación para ejercer como comercializadora de gas natural se iniciará mediante acuerdo que incorporará la propuesta de resolución, y será sometido a trámite de audiencia por un plazo de 10 días.

El acuerdo de inicio suspenderá el derecho al acceso a las bases de datos de puntos de suministro de las empresas distribuidoras sin perjuicio de la información necesaria para llevar a cabo el traspaso de los clientes a una comercializadora de último recurso de acuerdo con el procedimiento regulado en los siguientes apartados del presente artículo.

Transcurrido el plazo de 10 días, la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico resolverá si procede o no la inhabilitación.

3. Este procedimiento podrá tramitarse de forma acumulada con el procedimiento de traspaso de clientes a una empresa comercializadora de último recurso al que se refiere el artículo 18 bis, de acuerdo con lo previsto en el artículo 82 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Este traspaso podrá también acordarse de forma separada, una vez dictada la resolución de inhabilitación. En este caso, deberá conferirse previamente audiencia al interesado por un plazo de 10 días, transcurridos los cuales podrá dictarse resolución que así lo disponga, con el contenido antes expresado.

4. El plazo máximo para resolver y notificar la resolución será de tres meses contados desde la fecha en que la Dirección General de Política Energética y Minas acuerde la iniciación del procedimiento. El vencimiento del plazo máximo establecido sin que se haya dictado y notificado resolución expresa producirá la caducidad del procedimiento y el archivo de las actuaciones.

La orden de inhabilitación de la empresa comercializadora se publicará en el "Boletín Oficial del Estado" y se notificará individualmente al interesado afectado. En el caso de que el domicilio a efectos de notificación radicase en un país extranjero, la notificación se



efectuará mediante su publicación en el tablón de anuncios del Consulado o Sección Consular de la Embajada española correspondiente.

5. La orden por la que se resuelva el procedimiento determinará, en su caso el plazo de inhabilitación que será como máximo de cinco años.

Contra esta orden, que pone fin a la vía administrativa, podrá interponerse recurso de contencioso-administrativo en el plazo de dos meses desde su notificación.

También podrá interponerse potestativamente recurso de reposición ante la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en el plazo de un mes, a contar desde el día siguiente al de su notificación significando que, en caso de presentar recurso de reposición, no se podrá interponer recurso contencioso-administrativo hasta que se resuelva expresamente el recurso de reposición o se produzca la desestimación presunta del mismo, en virtud de lo dispuesto en el artículo 123.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

6. Durante un plazo de seis meses, a contar desde que gane eficacia la resolución de inhabilitación de una empresa, no surtirán efectos las comunicaciones y declaraciones responsables que fuesen presentadas por la referida empresa para el ejercicio de la actividad de comercialización o las que fueran presentadas por empresas del mismo grupo empresarial o por otras empresas vinculadas a la comercializadora inhabilitada y que hubieran sido creadas en los seis meses anteriores o posteriores a la inhabilitación.

A estos efectos, se entenderán vinculadas las empresas que cumplan, entre otras, la condición de formar parte de un grupo de sociedades en los términos definidos en el artículo 42 del Código de Comercio, o aquellas cuyo representante sea común a ambas sociedades.

7. En caso de que un comercializador incumpla alguno de los requisitos exigidos para el ejercicio de su actividad, o alguna de sus obligaciones sectoriales clasificadas como infracción muy grave de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 109 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá, previa tramitación de un procedimiento que garantice la audiencia del interesado, declarar la extinción de la habilitación para actuar como comercializador.

En el marco del citado procedimiento y en atención a las circunstancias que en cada caso concurren, se podrán adoptar las medidas provisionales que sean necesarias para asegurar la eficacia de la resolución, incluyendo la inhabilitación temporal de la capacidad para actuar como comercializador.

8. Lo establecido en el presente artículo se entenderá sin perjuicio de las sanciones que puedan derivarse de acuerdo con lo dispuesto en el título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.”

Sexto. El artículo 22 queda redactado como sigue:



“Artículo 22. Derechos y obligaciones de los consumidores.

1. Los consumidores tendrán los siguientes derechos:

a) Realizar adquisiciones de gas en los términos establecidos en el capítulo II del Título IV de la Ley 34/1998, del 7 de octubre.

b) Elección de suministrador para la compra del gas natural.

c) El consumidor podrá elegir, entre las tarifas oficialmente aprobadas, la que estime más conveniente, teniendo en cuenta la presión máxima de diseño de las redes a la que esté conectado y el consumo anual.

d) Solicitar la verificación del buen funcionamiento de los equipos de medida de los suministros.

e) Disponer de un servicio de asistencia telefónica facilitado por su suministrador, en funcionamiento las veinticuatro horas del día, al que puedan dirigirse ante posibles incidencias en sus instalaciones.

f) Acceder a las instalaciones propiedad de terceros, de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución, en los términos previstos en la Ley 34/1998, del 7 de octubre, y normativa que la desarrolle.

2. Los consumidores tendrán las siguientes obligaciones:

a) Mantener y conservar sus instalaciones.

b) Garantizar que sus instalaciones cumplen los requisitos técnicos y de seguridad establecidos en la normativa vigente.

c) Permitir al personal autorizado por la empresa distribuidora, transportista en el caso previsto en el artículo 6.2.f), y la suministradora la entrada en el local o vivienda a que afecta el servicio contratado en horas hábiles o de normal relación con el exterior, para inspeccionar las instalaciones o efectuar la lectura de contador.

d) Efectuar el pago de los suministros de acuerdo a las condiciones contratadas.

e) Cumplir con los objetivos de penetración de otros gases establecidos por el Gobierno para cualquier sector económico en el marco de las políticas de descarbonización.

3. Los consumidores directos en mercado que adquieran gas sin recurrir a un comercializador tendrán además las siguientes obligaciones:

a) Comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio su condición de consumidor directo en mercado.

b) Cumplir con las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y contribuir, en su caso, a la diversificación de suministros conforme a la normativa vigente.



c) Realizar su suministro de gas coordinadamente con los transportistas y distribuidores y de acuerdo con la Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

d) Facilitar al Gestor Técnico del Sistema la información necesaria para facilitar la supervisión y control del sistema.

e) Cumplir con los objetivos de penetración de otros gases establecidos por el Gobierno para cualquier sector económico en el marco de las políticas de descarbonización.

4. En caso de que un consumidor directo en mercado incumpla alguno de los requisitos exigidos, o alguna de sus obligaciones sectoriales clasificadas como infracción muy grave de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 109 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá, previa la tramitación de un procedimiento que garantice la audiencia del interesado, declarar la extinción de la habilitación para desarrollar su actividad.

En el marco del citado procedimiento y en atención a las circunstancias que en cada caso concurren, se podrán adoptar las medidas provisionales que sean necesarias para asegurar la eficacia de la resolución, incluyendo la inhabilitación temporal para actuar como consumidor directo de mercado.”

Disposición final segunda. Normas de Gestión Técnica del Sistema

En un plazo máximo de seis meses a partir de la entrada en vigor de este real decreto se desarrollarán las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista de competencia ministerial necesarias para establecer los requisitos técnicos, la configuración de las instalaciones y los requerimientos de ejecución, exigibles a las líneas directas de conexión de otros gases, a los elementos en ellas ubicados, a las posiciones en las que la línea directa se conecta y a los equipos de flujo inverso.

Disposición final tercera. Título competencial.

El presente real decreto se dicta al amparo de lo previsto en el artículo 149.1.13.^a y 25.^a de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva sobre las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético.

Disposición final cuarta. Entrada en vigor.

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid, el xx de xx de xx.

FELIPE R.