



2024/1787

15.7.2024

REGLAMENTO (UE) 2024/1787 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO

de 13 de junio de 2024

relativo a la reducción de las emisiones de metano en el sector energético y por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/942

(Texto pertinente a efectos del EEE)

EL PARLAMENTO EUROPEO Y EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, y en particular su artículo 192, apartado 1,

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 Europeo ⁽¹⁾,

Visto el dictamen del Comité de las Regiones ⁽²⁾,

De conformidad con el procedimiento legislativo ordinario ⁽³⁾,

Considerando lo siguiente:

- (1) El metano solo es superado por el dióxido de carbono (CO₂) en su contribución global al cambio climático y es responsable de aproximadamente un tercio del calentamiento climático actual. La cantidad de metano en la atmósfera ha aumentado considerablemente a lo largo de la última década.
- (2) El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), creado en el marco de las Naciones Unidas, concluyó en su Sexto Informe de Evaluación que se necesitan reducciones sustanciales de las emisiones antropogénicas de metano de aquí a 2030 para limitar el calentamiento global a 1,5 °C. Dicho informe muestra que, aunque el metano tiene un tiempo medio de permanencia en la atmósfera más corto que el CO₂, entre diez y doce años en comparación con cientos de años, su efecto invernadero en un período de veinte años es más de 80 veces superior al del CO₂. En particular, según el IPCC, si bien el metano tiene un potencial de calentamiento global 29,8 veces mayor que el CO₂ en un plazo de cien años, dicho potencial es 82,5 veces más potente en un plazo de veinte años.
- (3) Del informe de 2020 sobre la calidad del aire en Europa («Air quality in Europe — 2020 report») elaborado por la Agencia Europea de Medio Ambiente resulta que el metano contribuye a la formación de ozono troposférico y a la contaminación atmosférica. La lucha contra las emisiones de metano no solo supondría una medida en materia de medio ambiente y clima, sino que también mejoraría la protección de la salud de las personas.
- (4) Según estimaciones recientes del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y de la Coalición Clima y Aire Limpio (CCAL), una reducción de las emisiones de metano del 45 % de aquí a 2030, basada en las medidas específicas disponibles y las medidas adicionales acordes con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, podría evitar 0,3 °C de calentamiento global de aquí a 2045.
- (5) Según el servicio de datos en línea «World Energy Balances» de la Agencia Internacional de la Energía, la Unión es el mayor importador mundial de energía fósil y, como tal, uno de los principales causantes de las emisiones mundiales de metano.
- (6) El Pacto Verde Europeo combina un amplio conjunto de medidas e iniciativas que se refuerzan mutuamente, destinadas a lograr la neutralidad climática en la Unión a más tardar en 2050. En su Comunicación de 11 de diciembre de 2019 sobre el Pacto Verde Europeo, la Comisión indicó que se facilitaría la descarbonización del sector del gas, para lo cual, entre otras cosas, se abordaría el problema de las emisiones de metano en el sector

⁽¹⁾ DO C 323 de 26.8.2022, p. 101.

⁽²⁾ DO C 498 de 30.12.2022, p. 83.

⁽³⁾ Posición del Parlamento Europeo de 10 de abril de 2024 (pendiente de publicación en el Diario Oficial) y Decisión del Consejo de 27 de mayo de 2024.

energético. En octubre de 2020, la Comisión adoptó una Estrategia de la UE para Reducir las Emisiones de Metano (en lo sucesivo, «Estrategia para el metano»), en la que se establecían medidas para reducir las emisiones de metano en la Unión, también en el sector energético, y a escala mundial. El Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽⁴⁾ fija el objetivo de neutralidad climática en todos los sectores de la economía a más tardar en 2050 y establece un objetivo vinculante de la Unión de reducción interna de las emisiones netas de gases de efecto invernadero (emisiones una vez deducidas las absorciones) de, al menos, un 55 % con respecto a los niveles de 1990, de aquí a 2030. De la evaluación de impacto que acompaña a la propuesta del presente Reglamento se desprende que, con arreglo a las hipótesis de la opción estratégica preferida para la propuesta legislativa sobre el metano, en combinación con las hipótesis del conjunto de medidas legislativas «Objetivo 55», el 77 % del total de las emisiones de metano asociadas al petróleo, al gas y al carbón previstas para 2030 puede reducirse de forma rentable desde una perspectiva social y medioambiental. Esto contribuiría a limitar el calentamiento global a 1,5 °C y permitiría a la Unión asumir efectivamente el liderazgo en la lucha contra las emisiones de metano y reforzar su seguridad energética.

- (7) Las emisiones de metano están incluidas en el ámbito de los objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión para 2030, establecidos en el Reglamento (UE) 2021/1119, y de los objetivos nacionales vinculantes de reducción de emisiones establecidos en virtud del Reglamento (UE) 2018/842 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽⁵⁾. Sin embargo, no existe actualmente un marco jurídico de la Unión que establezca medidas específicas para reducir las emisiones antropogénicas de metano en el sector energético. Además, la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽⁶⁾ se aplica a las emisiones de metano procedentes del refino de petróleo y gas, pero no se aplica a las emisiones de metano de otras actividades del sector energético.
- (8) En este contexto, el presente Reglamento debe aplicarse a la reducción de las emisiones de metano en la exploración y producción de petróleo y gas natural, en los pozos inactivos, los pozos taponados temporalmente y los pozos taponados permanentemente y abandonados, en la recolección y el tratamiento de gas natural, en el transporte, la distribución y el almacenamiento subterráneo de gas, así como en las instalaciones de gas natural licuado (GNL). El presente Reglamento también debe aplicarse a las minas de carbón activas, tanto subterráneas como a cielo abierto, y a las minas de carbón subterráneas cerradas o abandonadas.
- (9) Un marco jurídico adecuado de la Unión debe abordar las normas para la medición, el seguimiento, la notificación y la verificación precisos y correctos de las emisiones de metano en los sectores del petróleo, el gas y el carbón, así como para la reducción de dichas emisiones, también mediante campañas de detección y reparación de fugas (LDAR, por sus siglas en inglés) y restricciones del venteo y la combustión en antorcha, al mismo tiempo que garantiza la protección de los trabajadores frente a las emisiones de metano. Las normas establecidas en el presente Reglamento deben aumentar la transparencia con respecto a las importaciones de energía fósil a la Unión y contribuir a que se adopten más soluciones de mitigación de las emisiones de metano en todo el mundo. Deben usarse horizontes temporales de veinte y cien años en relación con el potencial de calentamiento global.
- (10) Es probable que el cumplimiento de las obligaciones derivadas del presente Reglamento necesite inversiones por parte de las entidades reguladas, y los costes asociados a dichas inversiones deben tenerse en cuenta en la fijación de tarifas, respetando los principios de eficiencia. Los costes necesarios no deben generar una carga financiera desproporcionada para los usuarios finales ni para los consumidores.
- (11) Cada Estado miembro debe designar al menos a una autoridad competente para supervisar que los operadores, las empresas, los operadores mineros y los importadores cumplan efectivamente las obligaciones establecidas en el presente Reglamento, y debe notificar a la Comisión dicha designación y cualquier cambio al respecto. Dichas autoridades competentes deben disponer de recursos económicos y humanos suficientes y deben adoptar todas las medidas necesarias para garantizar el cumplimiento del presente Reglamento de conformidad con las funciones que les hayan sido atribuidas específicamente. Las autoridades competentes deben establecer un punto de contacto. Teniendo en cuenta el carácter transfronterizo de las actividades del sector energético y de las emisiones de metano, las autoridades competentes deben cooperar entre sí y con la Comisión. En ese contexto, la Comisión y las autoridades competentes deben formar juntas una red de autoridades públicas que apliquen el presente Reglamento con el objetivo de fomentar una cooperación estrecha, con los mecanismos necesarios para intercambiar información y mejores prácticas, y hacer posible la celebración de consultas.

⁽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).

⁽⁵⁾ Reglamento (UE) 2018/842 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, sobre reducciones anuales vinculantes de las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de los Estados miembros entre 2021 y 2030 que contribuyan a la acción por el clima, con objeto de cumplir los compromisos contraídos en el marco del Acuerdo de París, y por el que se modifica el Reglamento (UE) n.º 525/2013 (DO L 156 de 19.6.2018, p. 26).

⁽⁶⁾ Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) (DO L 334 de 17.12.2010, p. 17).

- (12) A fin de garantizar una aplicación ordenada y eficaz del presente Reglamento, la Comisión debe apoyar a los Estados miembros a través del instrumento de apoyo técnico establecido por el Reglamento (UE) 2021/240 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽⁷⁾, aportando conocimientos técnicos a medida para diseñar y aplicar reformas, incluidas reformas que promuevan la reducción de las emisiones de metano en el sector energético. Tal apoyo técnico podría consistir, por ejemplo, en reforzar la capacidad administrativa, armonizar los marcos legislativos e intercambiar las mejores prácticas pertinentes.
- (13) A fin de que las autoridades competentes puedan desempeñar sus funciones, los operadores, las empresas, los operadores mineros y los importadores deben prestarles toda la asistencia necesaria. Además, los operadores, las empresas, los operadores mineros y los importadores deben adoptar todas las medidas necesarias indicadas por las autoridades competentes en el plazo fijado o convenido con ellas.
- (14) Uno de los principales mecanismos de que dispongan las autoridades competentes deben ser las inspecciones, lo que incluye el examen de la documentación y los registros, las mediciones de emisiones y los controles in situ. Las inspecciones deben realizarse periódicamente, sobre la base de una evaluación de los riesgos asociados con cada emplazamiento, como los riesgos medioambientales, realizada por las autoridades competentes. Las autoridades competentes deben tener en cuenta los mecanismos de control establecidos y las mejores prácticas a su disposición. Además, deben realizarse inspecciones para investigar denuncias fundamentadas y casos de incumplimiento y para garantizar que las reparaciones o sustituciones de los componentes y las medidas de mitigación se efectúen de conformidad con el presente Reglamento, así como para verificar periódicamente el cumplimiento de este Reglamento por parte de los importadores. Cuando las autoridades competentes detecten una infracción grave del presente Reglamento, deben notificar las medidas correctoras que ha de adoptar el operador, la empresa, el operador minero o el importador. Como alternativa, las autoridades competentes deben poder optar por ordenar al operador, a la empresa, al operador minero o al importador que les presente para su aprobación, una serie de medidas correctoras frente a la infracción. Las autoridades competentes deben llevar registros de las inspecciones, y la información pertinente debe hacerse pública de conformidad con la Directiva 2003/4/CE del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽⁸⁾.
- (15) Para determinar la gravedad de una infracción del presente Reglamento, las autoridades competentes deben tener en cuenta los daños medioambientales y los efectos en la seguridad y la salud de las personas, así como la probabilidad de que la infracción afecte de manera significativa a la fiabilidad y solidez de los datos en el contexto de las obligaciones de seguimiento y notificación que establece el presente Reglamento.
- (16) Habida cuenta de la proximidad de algunas fuentes de emisiones de metano con zonas urbanas o residenciales y sus efectos en la salud, el medio ambiente y el clima, las personas físicas o jurídicas deben poder presentar ante las autoridades competentes denuncias debidamente fundamentadas de posibles infracciones del presente Reglamento. En ese contexto, debe ser posible utilizar el Portal Europeo de e-Justicia para alojar la información pertinente, tal como la proporcionen los Estados miembros, en particular los datos de contacto de las autoridades competentes, las etapas más importantes del procedimiento de denuncia, así como los derechos y las normas básicas que deben seguirse. Las autoridades competentes deben mantener informados a los denunciantes sobre el procedimiento y las decisiones adoptadas y los denunciantes deben recibir una resolución definitiva en un plazo razonable después de presentar la denuncia.
- (17) Un marco de verificación sólido mejora la credibilidad de los datos notificados. Además, el nivel de detalle y la complejidad técnica de las mediciones de las emisiones de metano hacen necesaria una verificación adecuada de los datos sobre emisiones de metano notificados por los operadores, las empresas, los operadores mineros y los importadores. Aunque la autoverificación es posible, la verificación por terceros garantiza una mayor independencia y transparencia. Además, proporciona un conjunto armonizado de competencias y un nivel de conocimientos especializados que podrían no estar disponibles para todas las entidades públicas. Los verificadores deben estar acreditados por organismos de acreditación de conformidad con el Reglamento (CE) n.º 765/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽⁹⁾ o autorizados por otros medios de modo comparable al Reglamento (CE) n.º 765/2008. Así pues, los verificadores independientes deben garantizar que los informes de emisiones elaborados por los operadores, las empresas, los operadores mineros y los importadores sean precisos y correctos, y cumplan los requisitos establecidos en el presente Reglamento. Las actividades de verificación deben ajustarse a las normas y metodologías pertinentes europeas u otras internacionales, aplicables a los verificadores y deben tener debidamente en cuenta la naturaleza de las actividades verificadas. Los verificadores deben revisar los datos de los informes de

⁽⁷⁾ Reglamento (UE) 2021/240 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 10 de febrero de 2021, por el que se establece un instrumento de apoyo técnico (DO L 57 de 18.2.2021, p. 1).

⁽⁸⁾ Directiva 2003/4/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 28 de enero de 2003, relativa al acceso del público a la información medioambiental y por la que se deroga la Directiva 90/313/CEE del Consejo (DO L 41 de 14.2.2003, p. 26).

⁽⁹⁾ Reglamento (CE) n.º 765/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de julio de 2008, por el que se establecen los requisitos de acreditación y por el que se deroga el Reglamento (CEE) n.º 339/93 (DO L 218 de 13.8.2008, p. 30).

emisiones para evaluar la fiabilidad, credibilidad y precisión de dichos datos. Cuando proceda, a fin de garantizar la precisión de los datos, los verificadores deben realizar controles in situ con y sin previo aviso. Los verificadores deben ser distintos de las autoridades competentes y deben ser independientes de los operadores, las empresas, los operadores mineros y los importadores, quienes deben prestar a los verificadores toda la asistencia necesaria para permitir o facilitar las actividades de verificación, en particular en lo que se refiere al acceso a los emplazamientos y a la presentación de documentación o registros.

- (18) En el desempeño de sus funciones y el ejercicio de sus competencias con arreglo al presente Reglamento, la Comisión, las autoridades competentes y los verificadores deben tener en cuenta la información puesta a disposición a escala internacional, por ejemplo por el Observatorio Internacional de Emisiones de Metano (IMEO, por sus siglas en inglés), en particular en lo que se refiere a las metodologías para la agregación y el análisis de los datos y la verificación de las metodologías y los procesos estadísticos empleados por los operadores, las empresas, los operadores mineros y los importadores para cuantificar los datos en sus informes de emisiones. Los criterios de referencia a este respecto pueden incluir el marco de información, los documentos de orientación técnica y los modelos de informe de la Alianza para la Reducción de las Emisiones de Metano Provenientes de la Producción de Petróleo y Gas (OGMP, por sus siglas en inglés).
- (19) El IMEO fue creado en octubre de 2020 por la Unión en asociación con el PNUMA, la CCAC y la Agencia Internacional de la Energía, y fue presentado en la Cumbre del G20 de octubre de 2021. Se ha encomendado al IMEO la función de recopilar, conciliar, verificar y publicar datos sobre las emisiones antropogénicas de metano a escala mundial. El IMEO podría contribuir a descubrir los superemisores mediante un sistema de detección precoz y de alerta.
- (20) La Unión, como Parte en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático ⁽¹⁰⁾ (CMNUCC) y en el Acuerdo de París aprobado en virtud de dicha Convención ⁽¹¹⁾ (en lo sucesivo, «Acuerdo de París»), debe presentar anualmente un informe del inventario de las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero que constituye un agregado de los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero de los Estados miembros, elaborado utilizando metodologías de buenas prácticas aceptadas por el IPCC.
- (21) El Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹²⁾ exige a los Estados miembros que comuniquen a la Comisión los datos del inventario de gases de efecto invernadero y sus proyecciones nacionales. Según lo dispuesto en dicho Reglamento, esta notificación debe realizarse utilizando las directrices de notificación de la CMNUCC, y a menudo se basa en factores de emisión por defecto en lugar de mediciones directas a nivel de fuente, lo que provoca incertidumbres sobre el origen, la frecuencia y la magnitud de las emisiones.
- (22) Los datos del país notificados con arreglo a las disposiciones de notificación de la CMNUCC se presentan a la secretaría de la CMNUCC según distintos niveles de notificación, en consonancia con las directrices del IPCC. En ese contexto, el IPCC sugiere en general que se utilicen métodos de niveles superiores para las fuentes de emisión que influyan significativamente en el inventario total de gases de efecto invernadero de un país en lo que se refiere al nivel, la tendencia o la incertidumbre absolutos.
- (23) Un «nivel» representa un grado de complejidad metodológica. Hay tres niveles disponibles. Los métodos de nivel 1 suelen utilizar factores de emisión por defecto del IPCC y requieren los datos de actividad más básicos y menos desglosados. Los niveles superiores suelen utilizar métodos más elaborados y factores de emisión específicos de la fuente, la tecnología, la región o el país, que a menudo se basan en mediciones y requieren normalmente datos de actividad más desglosados. En concreto, el nivel 2 exige que se utilicen factores de emisión específicos del país, en lugar de factores de emisión por defecto, mientras que el nivel 3 exige datos o mediciones de cada planta e incluye la aplicación de una rigurosa evaluación ascendente por tipo de fuente en cada instalación por separado. En su Perfeccionamiento de 2019 de las Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, el IPCC declaró que pasar del nivel 1 al nivel 3 supone un aumento de la certidumbre de las mediciones de las emisiones relacionadas con el metano.
- (24) Los Estados miembros tienen prácticas diferentes en lo que respecta al nivel en el que notifican a la secretaría de la CMNUCC sus emisiones de metano relacionadas con la energía. Notificar en el nivel 2 las grandes fuentes de emisión está en consonancia con las directrices de notificación del IPCC, ya que el nivel 2 se considera un método de nivel superior. Notificar en el nivel 1, que es el nivel más bajo, sigue siendo muy común en varios Estados miembros para las emisiones de metano procedentes del carbón, el gas y el petróleo. En consecuencia, las metodologías de estimación y la notificación de las emisiones de metano relacionadas con la energía varían de un Estado miembro a otro.

⁽¹⁰⁾ DO L 33 de 7.2.1994, p. 13.

⁽¹¹⁾ DO L 282 de 19.10.2016, p. 4.

⁽¹²⁾ Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.º 663/2009 y (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) n.º 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 328 de 21.12.2018, p. 1).

- (25) En la actualidad, las iniciativas voluntarias impulsadas por el sector industrial siguen siendo la principal línea de acción para la cuantificación y mitigación de las emisiones de metano en muchos países. Una iniciativa clave en el sector energético impulsada por el sector industrial es la OGMP, una iniciativa voluntaria sobre medición y notificación de las emisiones de metano, creada en 2014 por el PNUMA y la CCAC, en la que está representada la Comisión. La OGMP se centra en el establecimiento de las mejores prácticas para aumentar la disponibilidad de información mundial sobre la cuantificación y la gestión de las emisiones de metano e impulsar medidas de mitigación para reducir las emisiones de este gas. En la labor de la OGMP de desarrollo de normas y metodologías participan los Gobiernos, la sociedad civil y las empresas. Hasta la fecha, se han adherido a la OGMP 2.0 del PNUMA más de 115 empresas, con activos en más de sesenta países de cinco continentes, que representan más del 35 % de la producción mundial de petróleo y gas, y más del 70 % de los flujos de GNL. El marco de la OGMP 2.0 es la última versión de una norma dinámica de emisiones de metano y puede proporcionar una base adecuada para las normas sobre emisiones de metano, a partir de normas científicas sólidas.
- (26) En este contexto, es necesario mejorar la medición de las emisiones de metano y la calidad de los datos notificados, incluidos los relativos a las principales fuentes de emisiones de metano asociadas a la energía producida y consumida en la Unión. Además, debe garantizarse la disponibilidad de datos a nivel de fuente y una cuantificación sólida de las emisiones de metano, aumentando así la fiabilidad de la notificación y el alcance de las medidas adecuadas de mitigación.
- (27) Para que la cuantificación y la notificación sean eficaces, debe exigirse a los operadores y a las empresas que cuantifiquen y notifiquen las emisiones de metano por fuente, y que pongan a disposición de los Estados miembros datos agregados para que estos puedan mejorar la precisión de sus inventarios e informes. Además, es necesaria una verificación eficaz de los datos notificados. Para reducir todo lo posible la carga administrativa para los operadores y las empresas, estos deben informar anualmente.
- (28) El presente Reglamento, que se basa en las partes pertinentes del marco de la OGMP 2.0, contribuye a la recopilación de datos fiables y sólidos que constituyan una base suficiente para realizar un seguimiento de las emisiones de metano y, en caso necesario, prevé medidas adicionales para seguir reduciéndolas.
- (29) El marco de la OGMP 2.0 tiene cinco niveles de notificación. La notificación a nivel de fuente comienza en el nivel 3, que se considera comparable al nivel 3 de la CMNUCC. Permite utilizar factores de emisión genéricos. La notificación de nivel 4 de la OGMP 2.0 requiere mediciones directas de las emisiones de metano a nivel de fuente y permite el uso de factores de emisión específicos. La notificación de nivel 5 de la OGMP 2.0 requiere mediciones complementarias a nivel de emplazamiento, además de una cuantificación a nivel de fuente de las emisiones de metano. Asimismo, el marco de la OGMP 2.0 exige a las empresas que notifiquen las mediciones directas de emisiones de metano procedentes de activos operados, en un plazo de tres años a partir de la adhesión a la OGMP 2.0, y las de activos no operados, en un plazo de cinco años. Deben fijarse los plazos en los que los operadores y las empresas deben presentar los informes exigidos en virtud del presente Reglamento, sobre la base del enfoque adoptado por la OGMP 2.0 con respecto a la notificación a nivel de fuente y teniendo en cuenta que un gran número de empresas de la Unión ya se han adherido a la OGMP 2.0. Además de la cuantificación a nivel de fuente, la cuantificación a nivel de emplazamiento permite la evaluación, verificación y conciliación de las estimaciones a nivel de fuente agregadas por emplazamiento, lo que mejora la confianza en las emisiones notificadas. Al igual que en el marco de la OGMP 2.0, deben exigirse mediciones a nivel de emplazamiento para conciliar la cuantificación a nivel de fuente.
- (30) Según los datos del inventario de gases de efecto invernadero de la Unión, que se basa en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero notificados de conformidad con el Reglamento (UE) 2018/1999, más de la mitad de las emisiones directas de metano en el sector energético se debe a la liberación involuntaria de metano a la atmósfera. En el caso del petróleo y el gas, tales emisiones involuntarias representan la mayor parte de las emisiones de metano.
- (31) Pueden producirse fugas involuntarias de metano a la atmósfera durante la perforación y la extracción, así como durante el tratamiento, el almacenamiento, el transporte y la distribución a los consumidores finales. Tales fugas también pueden producirse en pozos inactivos, pozos taponados temporalmente o pozos taponados permanentemente y abandonados. Algunas emisiones de metano pueden ser el resultado de imperfecciones o del desgaste normal de componentes técnicos tales como juntas, bridas y válvulas, o de componentes dañados, por ejemplo, en caso de accidente. La corrosión también puede causar fugas en las paredes de los equipos presurizados.
- (32) A fin de reducir las emisiones de metano, los operadores deben adoptar todas las medidas de mitigación adecuadas para minimizar las emisiones de metano en sus actividades.

- (33) Más concretamente, las emisiones de metano procedentes de fugas suelen reducirse mediante campañas de LDAR, efectuadas, en primer lugar, para detectar fugas y, después, para repararlas o sustituir los componentes con fugas. Por lo tanto, los operadores deben efectuar campañas de LDAR periódicas, también de los componentes que ventean metano, con el fin de detectar equipos que funcionen mal.
- (34) A tal fin, debe establecerse un enfoque armonizado para garantizar la igualdad de condiciones para todos los operadores de la Unión. Ese enfoque debe incluir requisitos mínimos para las campañas de LDAR, dejando al mismo tiempo un grado adecuado de flexibilidad a los Estados miembros y a los operadores. Dicha flexibilidad es esencial para permitir la innovación y el desarrollo de nuevos componentes, nuevas tecnologías de LDAR y nuevos métodos de detección, evitando así un bloqueo tecnológico perjudicial para la protección del medio ambiente. Siguen apareciendo nuevas tecnologías de LDAR y nuevos métodos de detección y los Estados miembros deben fomentar la innovación en este sector, para que puedan adoptarse componentes, tecnologías de LDAR y métodos de detección que produzcan menos emisiones y que también sean precisos y rentables.
- (35) Las obligaciones relativas a las campañas de LDAR deben reflejar buenas prácticas. Las campañas de LDAR deben tener como principal objetivo detectar y eliminar las fugas lo antes posible mediante la reparación o la sustitución del componente con fugas, más que cuantificarlas, y las zonas con mayor riesgo de fugas deben controlarse con mayor frecuencia. La determinación de la frecuencia de las campañas de LDAR y la decisión de reparar o sustituir un componente deben basarse no solo en la necesidad de reparar o sustituir los componentes de los que se escapa metano por encima del umbral de emisiones de metano, sino también en factores operativos, teniendo en cuenta los riesgos para la seguridad. Así pues, cuando se detecte un riesgo mayor para la seguridad o un riesgo mayor de emisiones de metano, las autoridades competentes deben poder recomendar campañas de LDAR más frecuentes para los componentes pertinentes o la sustitución de componentes por una tecnología menos propensa a fugas. Todas las fugas, independientemente de su tamaño, deben ser objeto de examen y control, ya que las pequeñas fugas pueden hacerse más grandes. Las reparaciones de fugas deben ir seguidas de la confirmación de que han sido eficaces. A fin de permitir el uso de componentes o tecnologías de detección de emisiones de metano nuevos o más avanzados, debe especificarse la magnitud de la pérdida de metano a partir de la cual es necesaria una reparación, permitiendo al mismo tiempo a los operadores elegir el dispositivo de detección. Cuando proceda, debe ser posible utilizar tecnologías de detección, como el seguimiento continuo, como parte de las campañas de LDAR, siempre que cumplan los requisitos del presente Reglamento para las tecnologías avanzadas de detección. Los operadores con mejores resultados que produzcan o traten petróleo o gas natural deben poder aplicar diferentes frecuencias de campaña de LDAR, siempre que se cumplan las condiciones del presente Reglamento y cuenten con la aprobación de las autoridades competentes.
- (36) Para detectar fugas, las campañas de LDAR deben efectuarse, mediante tecnologías y técnicas de detección adecuadas y disponibles: en el caso de los componentes de superficie y los situados por encima del nivel del mar, tan cerca como sea posible de cada fuente concreta de emisión potencial; en el caso de los componentes subterráneos, en el punto de contacto entre el terreno y la atmósfera, en una primera fase, y, cuando se detecte una fuga, tan cerca como sea posible de la fuente de emisión, en una segunda fase; y aplicando las mejores técnicas de detección disponibles en el mercado para los componentes marinos situados por debajo del nivel del mar o debajo del fondo marino.
- (37) Por lo que se refiere a los componentes subterráneos, las campañas de LDAR se efectúan generalmente mediante un proceso en dos fases. La primera fase consiste en efectuar una primera detección de fugas y determina si se ha de realizar una excavación o un sondeo («bar-hole drilling») cuando la tubería sea directamente accesible. Los operadores excavan o sondan el suelo si el nivel de la fuga es igual o superior al umbral para la primera detección de fugas. La segunda fase consiste en efectuar una segunda detección de fugas y determina si procede reparar la fuga. Los operadores reparan la fuga si su nivel es igual o superior al umbral para la segunda detección de fugas.
- (38) Los límites de detección mínimos sirven para garantizar que los dispositivos de detección tengan una sensibilidad suficiente para detectar fugas tal como exige el presente Reglamento. La Comisión debe determinar esos límites de detección mínimos y las técnicas de detección que deben utilizarse, teniendo en cuenta los diferentes tipos de componentes y las campañas de LDAR, para todas las categorías de componentes, junto con los umbrales aplicables a la primera fase de las campañas de LDAR para los componentes subterráneos.
- (39) La reparación o sustitución se debe efectuar inmediatamente después de la detección de una fuga de nivel igual o superior al umbral, especificado en el presente Reglamento, o tan pronto como sea posible después de la detección. Aunque podría ser necesario tener en cuenta aspectos administrativos, técnicos y de seguridad excepcionales, deben aportarse pruebas para justificar cualquier retraso en la reparación o sustitución. Las reparaciones o sustituciones deben utilizar las mejores tecnologías disponibles en el mercado que proporcionen protección a largo plazo contra futuras fugas.

- (40) Las pequeñas redes conectadas tal como se definen en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹³⁾ pueden enfrentarse a problemas de seguridad del suministro y estabilidad de la red en caso de paro del sistema. Por consiguiente, a fin de evitar tales riesgos para la seguridad del suministro, se deben realizar labores de reparación o sustitución durante los paros programados del sistema.
- (41) Debido a su potente efecto de emisión de gases de efecto invernadero, debe prohibirse el venteo, salvo en caso de emergencia o mal funcionamiento, o en determinados casos específicos en los que sea inevitable y estrictamente necesario. Con el fin de asegurarse de que los operadores no emplean equipos diseñados para ventear, deben adoptarse normas tecnológicas que permitan la utilización de alternativas con emisiones más bajas.
- (42) La combustión en antorcha se considera combustión rutinaria en antorcha cuando se realiza durante la producción normal de petróleo, gas y carbón, a falta de instalaciones adecuadas o de una geología que se preste para reinyectar el gas producido, utilizarlo in situ o enviarlo a un mercado. Debe prohibirse la combustión rutinaria en antorcha. La combustión en antorcha debe permitirse cuando sea la única alternativa al venteo y cuando este no esté prohibido. La eliminación de la combustión rutinaria en antorcha también aumentaría la disponibilidad de gas natural para los mercados del gas. El venteo es más perjudicial para el medio ambiente que la combustión en antorcha, ya que el gas liberado suele contener altos niveles de metano, mientras que la combustión en antorcha oxida el metano y lo convierte en CO₂, que tiene menor potencial de calentamiento global. Por lo tanto, cuando no se disponga de otra opción, debe preferirse la combustión en antorcha al venteo.
- (43) El uso de la combustión en antorcha como alternativa al venteo requiere que los dispositivos de antorcha sean eficientes en la combustión del metano. Por este motivo, también debe incluirse un requisito de eficiencia de combustión para los casos en que se permite la combustión en antorcha y deben eliminarse progresivamente los dispositivos de combustión en antorcha diseñados con una eficiencia de destrucción y eliminación inferior al 99 %. También debe exigirse el uso de encendedores automáticos o quemadores piloto continuos, que producen una ignición más fiable, ya que no les afecta el viento.
- (44) La reinyección o la utilización in situ del metano o el envío de metano al mercado siempre deben ser preferibles al venteo o la combustión en antorcha. Los operadores que venteen deben demostrar a las autoridades competentes que no eran posibles la reinyección, la utilización in situ, el almacenamiento para uso posterior, el envío del metano a un mercado ni la combustión en antorcha, y los operadores que quemen en antorcha deben demostrar a las autoridades competentes que no eran posibles la reinyección, la utilización in situ, el almacenamiento para uso posterior ni el envío del metano a un mercado.
- (45) Los operadores deben notificar sin demora los incidentes importantes de venteo y combustión en antorcha a las autoridades competentes y presentar a dichas autoridades informes anuales más completos sobre todos los incidentes de venteo y los incidentes de combustión en antorcha. También deben garantizar que los equipos y dispositivos de venteo y combustión en antorcha cumplan las normas establecidas en el Derecho de la Unión.
- (46) Las emisiones de metano procedentes de pozos inactivos, pozos taponados temporalmente y pozos taponados permanentemente y abandonados suponen un riesgo para la salud, la seguridad y el medio ambiente. Por lo tanto, se les deben seguir aplicando las obligaciones de seguimiento —lo que incluye la cuantificación y, cuando haya equipos de seguimiento de la presión, el seguimiento de la presión— y las obligaciones de notificación, y estos pozos y emplazamientos de pozos deben ser taponados permanentemente, rehabilitados y saneados, según proceda. En tales casos, los Estados miembros deben tener un papel predominante, en particular en la elaboración de inventarios y, cuando no se pueda determinar quiénes son los responsables, en la notificación de emisiones de metano y la elaboración de planes de mitigación dentro de plazos claros.
- (47) En el caso de los pozos taponados permanentemente y abandonados, debe proporcionarse documentación adecuada que demuestre que no hay emisiones de metano con respecto a todos los pozos que hayan sido taponados permanentemente y abandonados en los treinta años previos a la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento o en esa fecha o posteriormente, y, cuando dicha documentación esté disponible, con respecto a los pozos taponados permanentemente y abandonados más de treinta años antes de la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento. Dicha documentación debe incluir, como mínimo, una cuantificación basada en factores de emisión o muestras, o pruebas fiables del aislamiento subsuperficial permanente, de conformidad con la norma ISO 16530-1:2017, la norma internacional aplicable en materia de integridad de los pozos de las industrias del petróleo y del gas natural.

⁽¹³⁾ Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (DO L 158 de 14.6.2019, p. 125).

- (48) Cuando se aporten a las autoridades competentes pruebas fiables de cantidades considerables de emisiones de metano en un pozo marino inactivo, en un pozo taponado temporalmente o en un pozo taponado permanentemente y abandonado, según el caso, que hayan sido confirmadas por un tercero independiente, las autoridades competentes deben decidir sobre la aplicación a dicho pozo de las obligaciones para los pozos taponados temporalmente.
- (49) El número de pozos inactivos, pozos taponados temporalmente y pozos taponados permanentemente y abandonados en el territorio de los Estados miembros es muy variable y algunos Estados miembros tienen un número muy elevado de tales pozos en sus territorios. Dichos Estados miembros deben poder aplicar un enfoque más gradual para el cumplimiento de sus obligaciones relativas a la elaboración de un inventario de esos pozos, con el fin de garantizar la proporcionalidad de los costes y las cargas administrativas asociados a ese inventario.
- (50) Dado que la probabilidad de que las fugas de metano procedentes de pozos marinos alcancen la superficie depende de varios factores y tiende a disminuir a medida que aumenta la profundidad del agua, y que la cantidad de recursos necesarios para la campaña y la intervención en los pozos marinos aumenta a medida que aumentan la profundidad del agua y la distancia de la costa, se debe considerar la posibilidad de establecer determinadas exenciones a las obligaciones previstas en el presente Reglamento para los pozos marinos situados en aguas con mayor profundidad, si se pueden aportar pruebas sólidas de que es muy probable que el efecto de las posibles emisiones de metano procedentes de dichos pozos en el clima sea insignificante.
- (51) Los datos del inventario de gases de efecto invernadero de la Unión muestran que las emisiones de metano procedentes de minas de carbón son, por sí solas, la principal fuente de emisiones de metano en el sector energético de la Unión. En 2019, las emisiones directas del sector del carbón representaron el 31 % de todas las emisiones de metano, un porcentaje casi igual al porcentaje de emisiones directas de metano procedentes de los sectores del petróleo y el gas natural combinados, que fue del 33 %.
- (52) En la actualidad, no existen disposiciones legales específicas a escala de la Unión que limiten las emisiones de metano procedentes del sector del carbón, a pesar de la disponibilidad de múltiples tecnologías de mitigación. No existe ninguna norma internacional ni de la Unión en materia de seguimiento, notificación y verificación aplicable específicamente al carbón. En la Unión, las emisiones de metano procedentes de la industria del carbón se notifican dentro del conjunto de las emisiones de gases de efecto invernadero de los Estados miembros. Los datos de las minas de carbón subterráneas también se incluyen en el registro europeo de emisiones y transferencias de contaminantes establecido por el Reglamento (CE) n.º 166/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁴⁾.
- (53) Estudios recientes muestran que las emisiones de metano están vinculadas principalmente a las actividades de la minería subterránea, tanto en minas de carbón activas como cerradas y abandonadas. En las minas de carbón subterráneas activas, la concentración de metano en el aire se controla continuamente, ya que constituye un peligro para la salud y la seguridad. En el caso de las minas de carbón subterráneas, la gran mayoría de las emisiones de metano ocurren a través de los sistemas de ventilación y drenaje o de desgasificación, que representan las dos formas principales de reducir las concentraciones de metano en los conductos de ventilación de una mina de carbón.
- (54) Una vez que ha cesado la producción y se cierra o se abandona una mina de carbón, esta continúa liberando metano, que es lo que se denomina «metano de minas abandonadas» (MMA). Dichas emisiones de metano suelen ocurrir en puntos bien definidos de la fuente, como los pozos de ventilación o las válvulas de seguridad. Debido al incremento de la ambición climática y al desplazamiento de la producción de energía hacia fuentes de energía menos intensivas en carbono, es probable que las emisiones de MMA aumenten en la Unión. Se calcula que, incluso diez años después de que hayan cesado las extracciones, las minas de carbón no inundadas siguen emitiendo metano a unos niveles que alcanzan aproximadamente el 40 % de las emisiones registradas en el momento del cierre. Además, el tratamiento del MMA no se realiza de manera uniforme, debido a la existencia en la Unión de distintos derechos y obligaciones de propiedad y explotación. Por lo tanto, los Estados miembros deben elaborar inventarios de las minas de carbón subterráneas cerradas y de las minas de carbón subterráneas abandonadas en las que hayan cesado las actividades después del 3 de agosto de 1954 y los responsables que hayan sido determinados deben estar obligados a instalar dispositivos de medición de las emisiones de metano.
- (55) Las minas de carbón a cielo abierto activas en la Unión producen lignito y emiten menos metano que las minas de carbón subterráneas. Las minas de carbón de lignito de la Unión son en su mayoría explotaciones de carbón a cielo abierto, con la excepción de una mina de lignito subterránea en un Estado miembro. Según el inventario de gases de efecto invernadero de la Unión, en 2019 las minas de carbón a cielo abierto activas emitieron 166 kilotoneladas de metano, frente a las 828 kilotoneladas de metano procedentes de las minas de carbón subterráneas. La medición de las emisiones de metano de las minas de carbón a cielo abierto es difícil debido a la tendencia del metano a difundirse en una amplia zona. Por lo tanto, y a pesar de la disponibilidad de la tecnología adecuada, rara vez se miden las emisiones de metano de las minas de carbón a cielo abierto. Las emisiones de metano de las minas de

⁽¹⁴⁾ Reglamento (CE) n.º 166/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de enero de 2006, relativo al establecimiento de un registro europeo de emisiones y transferencias de contaminantes y por el que se modifican las Directivas 91/689/CEE y 96/61/CE del Consejo (DO L 33 de 4.2.2006, p. 1).

carbón a cielo abierto pueden calcularse utilizando factores de emisión específicos del carbón de la cuenca y, con mayor precisión, utilizando factores de emisión específicos de las minas o de los yacimientos, ya que las cuencas carboníferas tienen yacimientos con diferentes capacidades para contener metano. Los factores de emisión pueden calcularse midiendo el contenido de gas de las vetas muestreadas a partir de testigos de perforación de las exploraciones. Por consiguiente, los operadores mineros deben cuantificar las emisiones de metano en las minas de carbón a cielo abierto utilizando esos factores de emisión.

- (56) Las emisiones de metano procedentes de minas de carbón subterráneas totalmente inundadas tienden a disminuir significativamente a lo largo del tiempo, a medida que las condiciones hidrogeológicas se estabilizan tras el cierre de la mina de carbón y completado el proceso de inundación. Por consiguiente, debe ser posible eximir a dichas minas de carbón de las obligaciones en materia de cuantificación, cuando esté debidamente justificado.
- (57) Los operadores mineros deben realizar mediciones y cuantificación continuas de las emisiones de metano procedentes de los pozos de ventilación en las minas de carbón subterráneas y mediciones continuas del metano venteado y quemado en antorcha en las estaciones de drenaje. Deben utilizar factores de emisión específicos por lo que respecta a las minas de carbón a cielo abierto. Deben comunicar esos datos a las autoridades competentes.
- (58) Las emisiones de metano pueden mitigarse con más eficacia en las minas de carbón subterráneas, tanto activas como cerradas, o en las minas de carbón subterráneas abandonadas. De momento, la mitigación efectiva de las emisiones de metano procedentes de las minas a cielo abierto activas y de las minas de carbón a cielo abierto cerradas o abandonadas se ve limitada por la tecnología. No obstante, con el fin de apoyar la investigación y el desarrollo de tecnologías de mitigación de esas emisiones de metano en el futuro, el seguimiento, la notificación y la verificación de la magnitud de dichas emisiones deben ser efectivos y detallados.
- (59) Las minas de carbón subterráneas activas son minas de carbón térmico o de hulla coquizable. El carbón térmico se utiliza principalmente como fuente de energía, y la hulla coquizable se utiliza como combustible y como reactivo en el proceso de fabricación de acero. Tanto las minas de carbón térmico como las de hulla coquizable deben ser objeto de medición, notificación y verificación, así como de medidas de mitigación con respecto a las emisiones de metano. Las medidas de mitigación deben aplicarse mediante la eliminación gradual del venteo y la combustión en antorcha. Las medidas de mitigación no deben suponer el deterioro de la seguridad de los trabajadores.
- (60) En el caso de las minas de carbón subterráneas activas, las medidas de mitigación deben aplicarse a través de la eliminación progresiva de los dispositivos de combustión en antorcha diseñados con una eficiencia de destrucción y eliminación inferior al 99 %. A pesar de que la inundación de las minas de carbón subterráneas cerradas o abandonadas permite evitar que se produzcan emisiones de metano, esta solución no se aplica sistemáticamente y plantea riesgos para el medio ambiente. En esas minas de carbón, también deben eliminarse progresivamente los dispositivos de combustión en antorcha diseñados con una eficiencia de destrucción y eliminación inferior al 99 %. Dado que las limitaciones geológicas y los factores medioambientales impiden adoptar un enfoque único en lo que respecta a las minas de carbón subterráneas abandonadas, los Estados miembros deben establecer su propio plan de mitigación, teniendo en cuenta dichas limitaciones y la viabilidad técnica de la mitigación del MMA.
- (61) A fin de reducir las emisiones de metano procedentes de las minas de carbón activas, los Estados miembros deben poder introducir sistemas de incentivos para la reducción de las emisiones de metano, supeditados a las normas aplicables sobre ayudas estatales. Dichos sistemas podrían incentivar, en particular, las inversiones en la captura e inyección de metano en la red y la reducción de las emisiones de metano procedentes de los pozos de ventilación y de la combustión en antorcha. Los Estados miembros deben poder introducir sistemas específicos de tasas y gravámenes para facilitar las inversiones en la reducción de las emisiones de metano, entre otras cosas, como parte de los programas de ayudas estatales destinados al desmantelamiento de las capacidades de producción de carbón, supeditados a las normas aplicables sobre ayudas estatales.
- (62) Deben permitirse las mejores prácticas de mitigación existentes para reducir las emisiones de metano en las minas de carbón cerradas o abandonadas, como el desarrollo de proyectos geotérmicos y de almacenamiento de calor en minas de carbón inundadas, las aplicaciones hidroeléctricas en minas de carbón no inundadas, la captura de las emisiones de metano mediante la desgasificación, el uso de dispositivos de desgasificación pertinentes para la seguridad, el uso del gas de una mina para la producción de energía o el embalsado del agua de una mina y otros posibles usos.
- (63) La Unión depende de las importaciones para el 70 % de su consumo de antracita, el 97 % de su consumo de petróleo y el 90 % de su consumo de gas natural. Si bien se calcula que el porcentaje de las emisiones antropogénicas mundiales de metano emitidas en Europa es de solo en torno al 6 %, el consumo de combustibles fósiles y la dependencia de las importaciones de estos combustibles contribuyen significativamente a las emisiones de metano de la Unión.
- (64) Los efectos del calentamiento global causados por las emisiones de metano son transfronterizos. Aunque algunos terceros países productores de energía fósil están empezando a actuar a nivel nacional para reducir las emisiones de metano en su sector energético, muchos productores y exportadores de terceros países no están sujetos a ninguna

reglamentación en su respectivo mercado nacional. Necesitan incentivos claros para reducir sus emisiones de metano. Por consiguiente, debe ponerse a disposición de los mercados y del público en general información transparente sobre las emisiones de metano asociadas a la producción de petróleo crudo, gas natural y carbón comercializados en la Unión.

- (65) En la actualidad, existen pocos datos precisos —notificados con el nivel 3 de la CMNUCC o empleando métodos equivalentes— sobre las emisiones internacionales de metano. Muchos terceros países exportadores de energía fósil no han presentado hasta ahora datos completos del inventario a la secretaría de la CMNUCC. Además, existen pruebas del gran aumento de las emisiones de metano procedentes de las actividades de producción de petróleo y gas a escala mundial, a saber, de 65 a 80 millones de toneladas anuales en los últimos veinte años.
- (66) Como se anunció en la Estrategia para el metano, la Unión se ha comprometido a trabajar en cooperación con sus socios energéticos y otros terceros países clave importadores y exportadores de energía fósil para hacer frente a las emisiones de metano a escala mundial. La diplomacia de la energía en materia de emisiones de metano ya ha dado resultados importantes. En septiembre de 2021, la Unión y los Estados Unidos anunciaron el Compromiso Mundial sobre el Metano, que se puso en marcha en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP 26) en noviembre de 2021. El Compromiso Mundial sobre el Metano representa el compromiso político de colaborar en la reducción colectiva, de aquí a 2030, de las emisiones mundiales de metano en un 30 %, en comparación con los niveles de 2020, y de adoptar medidas nacionales integrales para alcanzar ese objetivo. También incluye el compromiso de progresar en la aplicación de las mejores metodologías de inventario disponibles para cuantificar las emisiones de metano. Más de cien países, que representan casi la mitad de las emisiones antropogénicas mundiales de metano, ya se han adherido al Compromiso.
- (67) El IMEO desempeña un papel importante en el aumento de la transparencia en relación con las emisiones mundiales de metano del sector energético y la Comisión debe seguir cooperando con el IMEO.
- (68) Paralelamente a su labor diplomática para alcanzar compromisos mundiales a fin de reducir significativamente las emisiones de metano, la Unión sigue fomentando todos los esfuerzos relacionados con una reducción significativa de las emisiones de metano a escala mundial, en particular en los terceros países que suministran energía fósil a la Unión.
- (69) Por consiguiente, debe exigirse a los importadores de petróleo crudo, gas natural y carbón a la Unión que proporcionen a las autoridades competentes información sobre las medidas relacionadas con la medición, notificación, verificación y mitigación de las emisiones de metano que han acometido los exportadores a la Unión y los productores de terceros países, en particular sobre la aplicación de medidas reglamentarias o voluntarias para controlar las emisiones de metano de los productores de terceros países que suministran petróleo crudo, gas natural o carbón, como las campañas de LDAR o medidas para controlar y restringir los incidentes de venteo y los incidentes de combustión en antorcha. Los niveles de medición y notificación establecidos en los requisitos de información aplicables a los importadores deben corresponder a los aplicables a los operadores de la Unión. Asimismo, la obligación de los importadores de proporcionar información sobre las medidas adoptadas para el control de las emisiones de metano no debe ser más gravosa que la obligación correspondiente de los operadores de la Unión. Los Estados miembros deben comunicar la información sobre dichas medidas a la Comisión. A partir de esa información, la Unión debe crear y gestionar una base de datos de transparencia sobre el metano que contenga, entre otros datos, información notificada por las empresas de la Unión y por los importadores de petróleo crudo, gas natural y carbón. Esa base de datos serviría de fuente de información para las decisiones de compra de los importadores de petróleo crudo, gas natural y carbón, así como para otras partes interesadas y el público en general. Además de la base de datos de transparencia sobre el metano, la Comisión debe desarrollar perfiles de rendimiento del metano que contengan datos sobre las emisiones de metano relacionadas con el petróleo crudo, el gas natural y el carbón comercializados en la Unión. Esos perfiles también deben incluir una evaluación de los esfuerzos realizados por los productores e importadores de la Unión y los productores y exportadores de terceros países que suministran energía fósil a la Unión para medir, notificar y reducir sus emisiones de metano. Esos perfiles también deben incluir información sobre las medidas reglamentarias relativas a la medición, notificación, verificación y mitigación adoptadas por los terceros países en los que se produce petróleo crudo, gas natural y carbón.
- (70) Además, la Comisión debe establecer un instrumento de seguimiento mundial del metano que proporcione información sobre el acaecimiento, la magnitud y la ubicación de eventos que resulten en elevadas emisiones de metano procedentes de fuentes de energía, así como un mecanismo de reacción rápida a fin de hacer frente a los eventos superemisores que se produzcan dentro o fuera de la Unión. A este respecto, la Comisión debe tener en cuenta cualquier información debidamente justificada sobre eventos superemisores recibida de los Estados miembros o de terceros. Se debe alentar a los Estados miembros a que compartan dicha información con la Comisión. Esos instrumentos deben seguir potenciando la obtención de resultados reales y demostrables fruto de la aplicación de las medidas que regulan las emisiones de metano y de la adopción de medidas eficaces de mitigación por parte de las

empresas de la Unión y de quienes proveen de energía fósil a la Unión. Debe ser posible que dichos instrumentos se basen en instrumentos o marcos internacionales existentes. Dichos instrumentos deben centralizar la información procedente de varios proveedores y servicios de datos certificados, incluidos el componente Copernicus del Programa Espacial de la Unión creado por el Reglamento (UE) 2021/696 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁵⁾ y el IMEO. Dichos instrumentos deben proporcionar información a los efectos de los diálogos bilaterales de la Comisión con los terceros países pertinentes en lo que respecta a las políticas y medidas en materia de emisiones de metano.

- (71) Juntos, la base de datos de transparencia sobre el metano, los perfiles de rendimiento del metano, el instrumento de seguimiento mundial del metano y el mecanismo de reacción rápida, deben contribuir a aumentar la transparencia para los compradores en la Unión, permitiéndoles tomar decisiones informadas sobre el abastecimiento, y aumentar la probabilidad de que se adopten más soluciones de mitigación de las emisiones de metano en todo el mundo. Además, dichos instrumentos deben servir de mayor incentivo para que las empresas de terceros países apliquen normas internacionales de medición y notificación de emisiones de metano, como las adoptadas en el marco de la OGMP 2.0, o adopten medidas eficaces de medición, y medidas de notificación y mitigación, y permitan la verificación.
- (72) Los nuevos contratos que los importadores de la Unión celebren para el suministro de petróleo crudo, gas natural o carbón deben reforzar la adopción en terceros países de normas para el seguimiento, la notificación y la verificación de emisiones de metano equivalentes a las establecidas en el presente Reglamento. Deben establecerse normas que permitan a los proveedores de terceros países y a los importadores de la Unión demostrar la equivalencia de dichas medidas con los requisitos del presente Reglamento en lo que respecta al petróleo crudo, el gas natural o el carbón importados a la Unión. Si bien no se pueden imponer cláusulas a tal efecto en el caso de los contratos existentes, es posible incluirlas en los nuevos contratos o en los contratos existentes que están en proceso de renovación, incluso tácitamente. En ese contexto, serían útiles para las empresas unas cláusulas modelo recomendadas por la Comisión.
- (73) Debe ser posible lograr la equivalencia del seguimiento, la notificación y la verificación de las emisiones de metano no solo mediante medidas aplicadas por empresas individuales, sino también en terceros países, a través de los marcos jurídicos vigentes que rigen el seguimiento, la notificación y la verificación. Por consiguiente, la Comisión debe estar facultada para establecer los requisitos relativos a las pruebas que deben aportar los terceros países a este respecto, colaborando activamente con todos los terceros países exportadores y teniendo debidamente en cuenta cualquier circunstancia diferente presente en dichos terceros países, así como las obligaciones de la Unión en virtud del Derecho internacional. La Comisión también debe estar facultada para establecer y revocar la equivalencia de determinados terceros países, cuando proceda.
- (74) Deben preverse instrumentos —incluidos los diálogos sobre los eventos superemisores, las decisiones de equivalencia en materia de seguimiento, notificación y verificación y la adopción de marcos de cooperación— a fin de garantizar la correcta aplicación de las obligaciones impuestas a los importadores, así como a los productores o exportadores establecidos en terceros países que suministren petróleo crudo, gas natural o carbón a la Unión. La Comisión debe poder proponer instrumentos a fin de cooperar con terceros países. La adopción de esos instrumentos debe estar sujeta a las disposiciones pertinentes de los Tratados, cuando proceda.
- (75) La Comisión no debe entablar un diálogo con terceros países sobre eventos superemisores, debe abstenerse de adoptar decisiones en cuanto a la equivalencia y no debe recomendar la apertura de negociaciones para un marco de cooperación cuando esto pueda comportar el riesgo de que se eludan las medidas restrictivas adoptadas en virtud del artículo 29 del Tratado de la Unión Europea (TUE) o del artículo 215 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) sobre la importación de petróleo crudo, gas natural y carbón.
- (76) Una vez que se pongan en marcha la base de datos de transparencia sobre el metano, los perfiles de rendimiento del metano, el instrumento de seguimiento mundial del metano y el mecanismo de reacción rápida, la Comisión debe establecer la metodología para calcular la intensidad de metano de la producción de petróleo crudo, gas natural y carbón. Dicha metodología debe hacerse pública. Sobre esta base, la Comisión debe evaluar las repercusiones que distintos niveles de valores máximos de intensidad de metano pueden tener en la seguridad del abastecimiento energético, así como en la competitividad de la economía de la Unión.
- (77) La Comisión debe estar facultada para establecer clases y valores máximos obligatorios de intensidad de metano asociados a la producción de petróleo crudo, gas natural y carbón comercializados en la Unión, sobre la base de la metodología para calcular la intensidad de metano de la producción de petróleo crudo, gas natural y carbón y la evaluación de las repercusiones que puede tener el establecimiento de valores máximos de intensidad de metano.

⁽¹⁵⁾ Reglamento (UE) 2021/696 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 28 de abril de 2021, por el que se crean el Programa Espacial de la Unión y la Agencia de la Unión Europea para el Programa Espacial y por el que se derogan los Reglamentos (UE) n.º 912/2010, (UE) n.º 1285/2013 y (UE) n.º 377/2014 y la Decisión n.º 541/2014/UE (DO L 170 de 12.5.2021, p. 69).

Esos valores deben fijarse en niveles que promuevan la reducción de las emisiones mundiales de metano, y que al mismo tiempo preserven la seguridad del abastecimiento energético a escala nacional y de la Unión, velen por un trato no discriminatorio y protejan la competitividad de la economía de la Unión.

- (78) A fin de garantizar una aplicación armonizada del presente Reglamento y de crear un marco técnico común para todos los agentes de los sectores del petróleo, el gas y el carbón, la Comisión debe considerar, de conformidad con el Reglamento (UE) n.º 1025/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁶⁾, pedir a las organizaciones europeas de normalización pertinentes que elaboren normas armonizadas para la medición y cuantificación de las emisiones de metano en los sectores del petróleo, el gas y el carbón, para las campañas de LDAR y para los equipos de venteo y combustión en antorcha. Dichas normas deben convertirse en obligatorias a efectos de la aplicación del presente Reglamento, a fin de garantizar un enfoque armonizado entre los operadores, las empresas, los operadores mineros y los implicados en garantizar el cumplimiento del presente Reglamento, en particular la Comisión, las autoridades competentes y los verificadores. Cuando no puedan establecerse normas armonizadas o estas no garanticen el cumplimiento de los requisitos del presente Reglamento, la Comisión debe estar facultada para adoptar prescripciones técnicas que se ocupen de los requisitos necesarios. Hasta la fecha de aplicación de dichas normas o prescripciones técnicas, los operadores, las empresas y los operadores mineros deben seguir las prácticas industriales más avanzadas y utilizar las mejores tecnologías disponibles.
- (79) Los Estados miembros deben establecer el régimen de sanciones aplicables a cualquier infracción del presente Reglamento y adoptar todas las medidas necesarias para garantizar su ejecución. Dichas sanciones deben ser efectivas, proporcionadas y disuasorias, y deben poder incluir multas y multas coercitivas. A fin de que las sanciones tengan un efecto disuasorio significativo, deben ser adecuadas al tipo de infracción, al beneficio económico derivado de la infracción y al tipo y gravedad del daño medioambiental y su repercusión en la seguridad y salud de las personas. Al imponer sanciones, las autoridades pertinentes deben tener debidamente en cuenta la naturaleza, gravedad y duración de la infracción en cuestión. Las sanciones deben imponerse de manera no discriminatoria y en consonancia con el Derecho de la Unión, internacional y nacional. Deben respetarse las garantías procesales aplicables y los principios de la Carta de los Derechos Fundamentales de la Unión Europea.
- (80) Por motivos de coherencia, debe establecerse una lista de los tipos de infracciones que han de ser objeto de sanciones. Además, a fin de facilitar una aplicación coherente de las sanciones en todos los Estados miembros, debe establecerse una lista no exhaustiva de criterios comunes indicativos para la aplicación de sanciones. El efecto disuasorio de las sanciones debe reforzarse previendo la posibilidad de publicar la información relativa a las sanciones impuestas por los Estados miembros, siempre que se cumpla con lo dispuesto en los Reglamentos (UE) 2016/679 ⁽¹⁷⁾ y (UE) 2018/1725 ⁽¹⁸⁾ del Parlamento Europeo y del Consejo cuando las sanciones se impongan a personas físicas.
- (81) Como consecuencia de las disposiciones que prevén que las inversiones de las entidades reguladas se tengan en cuenta en la fijación de tarifas, debe modificarse el Reglamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁹⁾ para encomendar a la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) la tarea de facilitar un conjunto de indicadores y valores de referencia que permita comparar los costes unitarios de inversión vinculados a la medición, cuantificación, seguimiento, notificación, verificación y reducción de las emisiones de metano para proyectos comparables.
- (82) A fin de definir los elementos del proceso de eliminación gradual del venteo y la combustión en antorcha en las minas de hulla coquizable, deben delegarse en la Comisión los poderes para adoptar actos con arreglo al artículo 290 del TFUE con el fin de completar el presente Reglamento mediante el establecimiento de restricciones al venteo de metano procedente de los pozos de ventilación de las minas de hulla coquizable. Además, a fin de que pueda exigirse más información a los importadores, cuando resulte necesario, deben delegarse en la Comisión los poderes para adoptar actos con arreglo al artículo 290 del TFUE con el fin de completar el presente Reglamento modificando la información que deben proporcionar los importadores, o añadiendo información nueva. Asimismo, a fin de

⁽¹⁶⁾ Reglamento (UE) n.º 1025/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, sobre la normalización europea, por el que se modifican las Directivas 89/686/CEE y 93/15/CEE del Consejo y las Directivas 94/9/CE, 94/25/CE, 95/16/CE, 97/23/CE, 98/34/CE, 2004/22/CE, 2007/23/CE, 2009/23/CE y 2009/105/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y por el que se deroga la Decisión 87/95/CEE del Consejo y la Decisión n.º 1673/2006/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 316 de 14.11.2012, p. 12).

⁽¹⁷⁾ Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de abril de 2016, relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de datos personales y a la libre circulación de estos datos y por el que se deroga la Directiva 95/46/CE (Reglamento general de protección de datos) (DO L 119 de 4.5.2016, p. 1).

⁽¹⁸⁾ Reglamento (UE) 2018/1725 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2018, relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de datos personales por las instituciones, órganos y organismos de la Unión, y a la libre circulación de esos datos, y por el que se derogan el Reglamento (CE) n.º 45/2001 y la Decisión n.º 1247/2002/CE (DO L 295 de 21.11.2018, p. 39).

⁽¹⁹⁾ Reglamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (DO L 158 de 14.6.2019, p. 22).

establecer la metodología para calcular la intensidad de metano asociada al petróleo crudo, gas natural y carbón comercializados en la Unión a nivel del productor, así como de establecer los valores y clases máximos de intensidad de metano pertinentes, deben delegarse en la Comisión los poderes para adoptar actos con arreglo al artículo 290 del TFUE con el fin de completar el presente Reglamento. Por último, a fin de garantizar una aplicación armonizada del presente Reglamento, deben delegarse en la Comisión los poderes para adoptar actos con arreglo al artículo 290 del TFUE con el fin de completar el presente Reglamento mediante la adopción de normas armonizadas y prescripciones técnicas. 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 legislación⁽²⁰⁾. 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.

- (83) A fin de garantizar condiciones uniformes de ejecución del presente Reglamento, deben conferirse a la Comisión competencias de ejecución para adoptar normas detalladas relativas a los modelos para la notificación de las emisiones de metano, los límites mínimos de detección y las técnicas de detección para los dispositivos de detección, los umbrales aplicables a la primera fase de las campañas de LDAR, así como el procedimiento, los requisitos y las decisiones individuales en relación con la equivalencia de las medidas de seguimiento, notificación y verificación en terceros países, 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 Consejo⁽²¹⁾.
- (84) La Comisión debe realizar un seguimiento y examinar la aplicación del presente Reglamento y presentar un informe al Parlamento Europeo y al Consejo. Ese informe debe evaluar, en particular, la eficacia y la eficiencia del presente Reglamento, el nivel de reducción de las emisiones de metano alcanzado y si se requieren medidas adicionales o alternativas. Dicho informe debe tener en cuenta la normativa pertinente de la Unión en ámbitos conexos. En función de las conclusiones de dicho informe, y como parte de la revisión del presente Reglamento, la Comisión puede considerar la posibilidad de presentar propuestas legislativas adecuadas, en su caso.
- (85) Dado que los objetivos del presente Reglamento, a saber, establecer normas para la medición, cuantificación, seguimiento, notificación y verificación precisos y correctos, así como la reducción de las emisiones de metano en el sector energético de la Unión, no pueden ser alcanzados de manera suficiente por los Estados miembros, sino que, debido a las dimensiones y efectos de la acción, pueden lograrse mejor a escala de la Unión, esta puede adoptar medidas, de acuerdo con el principio de subsidiariedad establecido en el artículo 5 del TUE. De conformidad con el principio de proporcionalidad establecido en el mismo artículo, el presente Reglamento no excede de lo necesario para alcanzar dichos objetivos.

HAN ADOPTADO EL PRESENTE REGLAMENTO:

CAPÍTULO 1

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1

Objeto y ámbito de aplicación

1. El presente Reglamento establece normas para la medición, cuantificación, seguimiento, notificación y verificación precisos y correctos de las emisiones de metano del sector energético en la Unión, así como para la reducción de dichas emisiones, entre otros, mediante campañas de detección y reparación de fugas, obligaciones de reparación y restricciones del venteo y la combustión en antorcha. El presente Reglamento también establece normas sobre los instrumentos que garantizan la transparencia respecto de las emisiones de metano.
2. El presente Reglamento se aplica a:
 - a) la exploración y producción de petróleo y gas natural, así como la recolección y el tratamiento de gas natural;

⁽²⁰⁾ DO L 123 de 12.5.2016, p. 1.

⁽²¹⁾ 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).

- b) los pozos inactivos, los pozos taponados temporalmente y los pozos taponados permanentemente y abandonados;
 - c) el transporte y la distribución de gas natural, salvo los sistemas de medición en los puntos de consumo final y las partes de líneas de acometida entre la red de distribución y el sistema de medición ubicadas en la propiedad del cliente final, así como el almacenamiento subterráneo y las actividades en las instalaciones de GNL, y
 - d) las minas de carbón activas, tanto subterráneas como a cielo abierto, las minas de carbón subterráneas cerradas y las minas de carbón subterráneas abandonadas.
3. El presente Reglamento se aplica también a las emisiones de metano que ocurren fuera de la Unión, en lo que respecta al petróleo crudo, al gas natural y al carbón comercializados en la Unión, a que se refiere el capítulo 5.

Artículo 2

Definiciones

A los efectos del presente Reglamento, se entenderá por:

- 1) «emisiones de metano», todas las emisiones directas procedentes de cualquier componente, ya sea como resultado de un venteo, de una combustión en antorcha incompleta o de fugas;
- 2) «componente», cualquier parte o elemento del equipo utilizado en instalaciones o infraestructuras de petróleo, gas natural o carbón, que pueda emitir metano;
- 3) «operador», toda persona física o jurídica que explote o controle un activo o, cuando el Derecho nacional lo disponga, en quien se haya delegado un poder económico determinante sobre el funcionamiento técnico de un activo;
- 4) «activo», una unidad empresarial o de explotación, que puede estar compuesta por varias instalaciones o emplazamientos, incluidos los activos operados y los activos no operados;
- 5) «activos operados», los activos que estén bajo el control de explotación del operador;
- 6) «activos no operados», los activos que no estén bajo el control de explotación del operador;
- 7) «emplazamiento», un conjunto de componentes con alguna relación entre sí en tanto que subdivisión de un activo;
- 8) «transporte», el transporte tal como se define en el artículo 2, punto 17, de la Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽²²⁾;
- 9) «gestor de la red de transporte», el gestor de la red de transporte tal como se define en el artículo 2, punto 18, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 10) «distribución», la distribución tal como se define en el artículo 2, punto 19, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 11) «gestor de la red de distribución», el gestor de la red de distribución tal como se define en el artículo 2, punto 20, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 12) «operador minero», toda persona física o jurídica que explote o controle una mina de carbón o, cuando el Derecho nacional lo disponga, en quien se haya delegado un poder económico determinante sobre el funcionamiento técnico de una mina de carbón;
- 13) «verificación», las actividades realizadas por un verificador para evaluar la conformidad con el presente Reglamento de los informes transmitidos por los operadores, las empresas y los operadores mineros con arreglo al presente Reglamento;

⁽²²⁾ 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 (DO L, 2024/1788, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj>).

- 14) «verificador», la persona jurídica que realice actividades de verificación y que, en el momento en el que se expida una declaración de verificación, esté acreditada por un organismo nacional de acreditación con arreglo al Reglamento (CE) n.º 765/2008, o, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 5, apartado 2, de dicho Reglamento, la persona física autorizada de otro modo a realizar actividades de verificación;
- 15) «fuente», un componente o estructura geológica que libere metano a la atmósfera, de forma deliberada o involuntaria, intermitente o continuada;
- 16) «factor de emisión», un coeficiente que cuantifique las emisiones de un gas por unidad de actividad, basado bien en una muestra de datos de medición o bien en otros métodos de cuantificación que se promedien para determinar un índice representativo de emisiones para un nivel dado de actividad bajo unas condiciones dadas de funcionamiento;
- 17) «factor de emisión genérico», un factor de emisión normalizado para cada tipo de fuente de emisión, obtenido a partir de inventarios o bases de datos pero que, en cualquier caso, no esté verificado mediante mediciones directas;
- 18) «factor de emisión específico», un factor de emisión para un tipo de fuente de emisión obtenido a partir de mediciones directas;
- 19) «medición directa», la medición de las emisiones de metano a nivel de fuente con un dispositivo de medición que permita tal medición;
- 20) «cuantificación», las actividades destinadas a determinar la cantidad de emisiones de metano mediante mediciones directas o, cuando estas no sean viables, sobre la base de otros métodos, como herramientas de simulación y otros cálculos técnicos detallados, o una combinación de dichos métodos;
- 21) «emisiones de metano a nivel de emplazamiento», todas las fuentes de emisiones de metano dentro de un emplazamiento;
- 22) «medición a nivel de emplazamiento», una medición que recoja una visión general completa de todas las emisiones de metano a nivel de emplazamiento, incluidas, para una red de tuberías, las emisiones de los segmentos de dicha red y que implica generalmente el uso de sensores montados en una plataforma móvil, como un vehículo, dron, aeronave, embarcación o satélite, o el uso de otros medios, como redes de sensores fijos o de sensores puntuales continuos;
- 23) «empresa», toda persona física o jurídica que realice al menos una de las actividades siguientes: exploración y producción de petróleo o de gas natural, recolección y tratamiento de gas natural, o transporte, distribución y almacenamiento subterráneo de gas natural, también con respecto al GNL;
- 24) «instalación de GNL», una instalación de GNL tal como se define en el artículo 2, punto 33, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 25) «campana de detección y reparación de fugas» o «campana de LDAR», la campana destinada a determinar y detectar las fuentes de fugas de metano y otras emisiones de metano involuntarias y de repararlas o sustituir los componentes pertinentes;
- 26) «campana de detección y reparación de fugas de tipo 1» o «campana de LDAR de tipo 1», la campana de detección y reparación de fugas efectuada de conformidad con los requisitos establecidos con arreglo al artículo 14, apartados 2, 7 y 8, y al anexo I, parte 1, para las campañas de LDAR de tipo 1;
- 27) «campana de detección y reparación de fugas de tipo 2» o «campana de LDAR de tipo 2», la campana de detección y reparación de fugas efectuada de conformidad con los requisitos establecidos con arreglo al artículo 14, apartados 2, 7 y 8, y al anexo I, parte 1, para las campañas de LDAR de tipo 2;
- 28) «lugar de producción», un lugar en el que se extraiga petróleo o gas natural del suelo y en el que no se efectúe ningún tratamiento;
- 29) «lugar de tratamiento», un lugar en el que se utilicen procesos, como la separación del petróleo y del gas natural del agua, para el tratamiento del petróleo y del gas natural;
- 30) «paro», la situación en la que un emplazamiento o parte de sus componentes deje de funcionar en condiciones normales de funcionamiento y esté parado, y en la que se requiera una reducción total o parcial de la presión antes de que puedan iniciarse los trabajos de reparación o mantenimiento;
- 31) «venteo», la liberación directa a la atmósfera de metano sin quemar;

- 32) «combustión en antorcha», la eliminación de metano por combustión controlada en un dispositivo diseñado para tal fin;
- 33) «combustión rutinaria en antorcha», la combustión en antorcha durante la producción normal de petróleo o de gas natural, a falta de instalaciones adecuadas o de una geología susceptible de reinyectar el metano, utilizarlo in situ o enviarlo a un mercado, excepto la combustión en antorcha debida a una emergencia o un mal funcionamiento;
- 34) «antorcha», un dispositivo equipado con un quemador piloto utilizado para la combustión en antorcha;
- 35) «emergencia», la situación temporal, inesperada e infrecuente en la que las emisiones de metano sean inevitables y necesarias para evitar efectos negativos inminentes y sustanciales en la seguridad de las personas, la salud o el medio ambiente, a excepción de las situaciones derivadas de las siguientes circunstancias o relacionadas con ellas:
- a) que el operador no haya instalado equipos adecuados de capacidad suficiente para el ritmo y la presión de producción previstos o reales;
 - b) que el operador no limite la producción cuando el ritmo de producción supere la capacidad del equipo o del sistema de recolección correspondiente, excepto cuando el exceso de producción se deba a una emergencia, a un mal funcionamiento o a una reparación no programada aguas abajo y no se prolongue más de ocho horas a partir del momento de la notificación del problema de capacidad aguas abajo;
 - c) un mantenimiento programado;
 - d) una negligencia del operador;
 - e) fallos repetidos, concretamente, cuatro o más fallos de la misma pieza de equipo en los treinta días precedentes;
- 36) «mal funcionamiento», un fallo o avería repentino e inevitable del equipo que escape al control razonable del operador y perturbe sustancialmente las actividades, sin que no constituya un fallo o avería de equipo causado total o parcialmente por un mantenimiento deficiente, por una negligencia o por otra causa evitable;
- 37) «eficiencia de destrucción y eliminación», el porcentaje en masa de metano que se destruya o elimine después de que haya cesado la combustión en relación con la cantidad de metano que entre en la antorcha;
- 38) «pozo inactivo», un pozo de exploración o producción de petróleo o gas o emplazamiento de tal pozo, en tierra o en el mar, en el que no se hayan realizado actividades de exploración o producción durante al menos un año, salvo los pozos taponados temporalmente y los pozos taponados permanentemente y abandonados;
- 39) «pozo taponado temporalmente», un pozo de exploración o producción de petróleo o gas o emplazamiento de tal pozo, en tierra o en el mar, en el que se hayan instalado barreras para aislar temporalmente el depósito de producción y en el que siga habiendo acceso al pozo;
- 40) «pozo taponado permanentemente y abandonado», un pozo de exploración o producción de petróleo o gas o emplazamiento de tal pozo, en tierra o en el mar, que haya sido taponado y al que no se pueda volver a acceder, en el que se haya puesto fin a todas las actividades y del que se hayan retirado todas las instalaciones relacionadas con el pozo de conformidad con los requisitos normativos aplicables, y sobre el que pueda proporcionarse documentación tal como se establece en el anexo V, parte 1, punto 3;
- 41) «saneamiento», el proceso de limpieza de las aguas y los suelos contaminados;
- 42) «rehabilitación», el proceso de devolver el suelo y la vegetación de un pozo de petróleo o de gas o del emplazamiento de tal pozo a unas condiciones similares a las que existían antes de que se perturbaran;
- 43) «mina de carbón», un emplazamiento en el que se extraiga o se haya extraído carbón, incluidos terrenos, excavaciones, galerías subterráneas, pozos, excavaciones subterráneas escalonadas, túneles y accesos, estructuras, instalaciones, equipos, maquinaria y herramientas, situados a cielo abierto o subterráneos, y utilizados en, o resultantes de, las labores de extracción de lignito, carbón subbituminoso, carbón bituminoso o antracita de sus yacimientos naturales en la tierra por cualquier medio o método, e incluye las labores de preparación del carbón para su extracción;

- 44) «mina de carbón activa», una mina de carbón cuyos ingresos procedan, en su mayor parte, de la extracción de lignito, carbón subbituminoso, carbón bituminoso o antracita, y en la que se cumpla al menos una de las condiciones siguientes:
- a) se esté efectuando el desarrollo de la mina;
 - b) se haya producido carbón en los últimos noventa días;
 - c) los ventiladores de la mina estén en funcionamiento;
- 45) «mina de carbón subterránea», una mina de carbón en la que el carbón se extraiga haciendo túneles en la tierra hasta llegar al lecho de carbón, en el cual el carbón se extraiga a continuación con equipos de minería subterránea, como cortadoras y maquinaria para minería continua, por tajo largo y tajo corto, y se transporte a la superficie;
- 46) «mina de carbón a cielo abierto», una mina de carbón en la que el carbón se encuentre cerca de la superficie y pueda extraerse eliminando las capas de roca y suelo que lo recubren;
- 47) «pozo de ventilación», un pasaje vertical utilizado para llevar aire fresco bajo tierra o para extraer metano y otros gases de una mina de carbón subterránea;
- 48) «estación de drenaje», una estación que recolecte el metano procedente de un sistema de drenaje de gas de una mina de carbón;
- 49) «sistema de drenaje», un sistema que pueda abarcar varias fuentes de metano y que drene el gas rico en metano procedente de las vetas de carbón o de los estratos rocosos circundantes y lo transporte a una estación de drenaje;
- 50) «actividades posteriores a la extracción», las actividades realizadas después de que el carbón haya sido extraído y transportado a la superficie, entre las que se incluyen la manipulación, el tratamiento, el almacenamiento y el transporte del carbón;
- 51) «medición continua», la medición cuya lectura se tome al menos cada minuto;
- 52) «yacimiento de carbón», un área que contenga grandes cantidades y concentraciones de carbón explotable, definida según la metodología del Estado miembro para documentar los yacimientos minerales geológicos;
- 53) «mina de carbón cerrada», una mina de carbón en la que la producción de carbón haya cesado, que se haya cerrado de conformidad con los requisitos aplicables en materia de concesión de licencias u otros acuerdos, y para la que un operador, propietario o licenciataria tenga todavía un permiso, licencia u otro documento jurídico válidos que confieran la responsabilidad de la mina de carbón;
- 54) «mina de carbón abandonada», una mina de carbón en la que la producción de carbón haya cesado, pero con respecto a la cual no pueda determinarse el operador, propietario o licenciataria que esté sujeto a las obligaciones derivadas de un permiso, licencia u otro documento jurídico válidos que confieran la responsabilidad de la mina de carbón, o que no se haya cerrado de manera regulada;
- 55) «uso alternativo de una mina de carbón subterránea abandonada», el uso de la infraestructura minera subsuperficial y de los equipos de extracción de carbón para fines distintos de la producción de carbón;
- 56) «equipo de extracción de carbón», cualquier equipo que quede vinculado a los estratos que contienen metano, como las aberturas de evacuación y las tuberías de drenaje;
- 57) «mina de hulla coquizable», una mina de carbón en la que al menos el 50 % de la producción media de los tres últimos años disponibles es hulla coquizable, tal como se define en el anexo B del Reglamento (CE) n.º 1099/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽²³⁾;
- 58) «productor», una empresa que, en el marco de una actividad comercial, produzca petróleo crudo, gas natural o carbón extrayéndolo del suelo de una zona objeto de la concesión, tratándolo o transportándolo a través de infraestructuras conectadas dentro de dicha zona;

⁽²³⁾ Reglamento (CE) n.º 1099/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2008, relativo a las estadísticas sobre energía (DO L 304 de 14.11.2008, p. 1).

- 59) «importador», toda persona física o jurídica que, en el marco de una actividad comercial, comercialice en la Unión petróleo crudo, gas natural o carbón originarios de un tercer país, incluida cualquier persona física o jurídica establecida en la Unión designada para realizar los actos y trámites exigidos en virtud del capítulo 5;
- 60) «exportador», la contraparte contractual del importador en cada contrato celebrado para el suministro de petróleo crudo, gas natural o carbón a la Unión;
- 61) «perfil de rendimiento del metano», la información y las fichas técnicas individuales de los Estados miembros, los terceros países y, cuando proceda, los productores o importadores de la Unión, así como los productores o exportadores de terceros países que suministren petróleo crudo, gas natural o carbón a la Unión o comercialicen petróleo crudo, gas natural o carbón en la Unión, según proceda, que se publiquen en la base de datos de transparencia sobre el metano;
- 62) «evento superemisor», un evento sucedido dentro o fuera de la Unión y en el que una fuente o un conjunto de fuentes estrechamente conectadas entre sí en un emplazamiento emitan más de 100 kg de metano por hora;
- 63) «proceso de conciliación», la investigación y explicación de las razones de cualquier discrepancia estadísticamente significativa entre la cuantificación a nivel de fuente y la medición a nivel de emplazamiento de las emisiones de metano.

Artículo 3

Costes soportados por los operadores

1. Al fijar o aprobar las tarifas o las metodologías que deben utilizar los gestores de redes de transporte, los gestores de redes de distribución, los gestores de instalaciones de GNL u otras entidades reguladas, incluidos, en su caso, los gestores de almacenamiento subterráneo de gas, las autoridades reguladoras con arreglo al artículo 57 de la Directiva (UE) 2019/944 y al capítulo X de la Directiva (UE) 2024/1788, tendrán en cuenta los costes soportados y las inversiones realizadas para cumplir las obligaciones derivadas del presente Reglamento, en la medida en que se correspondan con las de una entidad regulada eficiente y comparable desde el punto de vista estructural y sean transparentes.

Las autoridades reguladoras podrán utilizar los costes unitarios de inversión a que se refiere el apartado 2 para comparar los costes soportados por los operadores.

2. Cada tres años, la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) establecerá y hará público un conjunto de indicadores y valores de referencia correspondientes para la comparación de los costes unitarios de inversión relacionados con la medición, la cuantificación, el seguimiento, la notificación, la verificación y la reducción de las emisiones de metano, también las procedentes de fugas, venteos y combustiones en antorcha, para proyectos comparables.

Las autoridades reguladoras pertinentes a que se refiere el apartado 1 y las entidades reguladas pertinentes proporcionarán a la ACER todos los datos necesarios para la comparación a que se refiere el párrafo primero del presente apartado.

CAPÍTULO 2

AUTORIDADES COMPETENTES Y VERIFICACIÓN INDEPENDIENTE

Artículo 4

Autoridades competentes

1. Cada Estado miembro designará una o varias autoridades competentes responsables del seguimiento de la aplicación del presente Reglamento y de exigir su cumplimiento.

Los Estados miembros comunicarán a la Comisión los nombres y datos de contacto de sus autoridades competentes a más tardar el 5 de febrero de 2025. Los Estados miembros informarán sin dilación a la Comisión de cualquier cambio en los nombres o datos de contacto de sus autoridades competentes.

2. La Comisión pondrá a disposición del público la lista de las autoridades competentes y la actualizará periódicamente tras recibirse notificación de algún cambio procedente de un Estado miembro.

3. Los Estados miembros se asegurarán de que las autoridades competentes establezcan un punto de contacto y dispongan de competencias y recursos adecuados para desempeñar las funciones establecidas en el presente Reglamento.

Artículo 5

Funciones de las autoridades competentes

1. Las autoridades competentes adoptarán, en el ejercicio de sus funciones, las medidas necesarias para garantizar el cumplimiento del presente Reglamento.

2. Los operadores, las empresas, los operadores mineros y los importadores prestarán a las autoridades competentes toda la asistencia necesaria para permitir o facilitar el desempeño de las funciones de las autoridades competentes con arreglo al presente Reglamento, en particular en lo que se refiere a la presentación de documentación o registros, el acceso a los emplazamientos y, en caso de que el emplazamiento esté situado en el mar, el transporte desde el emplazamiento y hasta él.

3. Las autoridades competentes cooperarán entre sí y con la Comisión y podrán cooperar con autoridades de terceros países a fin de garantizar el cumplimiento del presente Reglamento. La Comisión creará una red de autoridades competentes para fomentar la cooperación, con los mecanismos necesarios para intercambiar información, especialmente sobre seguimiento, regulación y cumplimiento, y las mejores prácticas y para hacer posible la celebración de consultas. Los puntos de contacto establecidos en las autoridades competentes apoyarán dichas actividades.

4. Cuando los informes deban hacerse públicos según lo dispuesto en el presente Reglamento, las autoridades competentes los pondrán a disposición del público de forma gratuita, en un sitio web designado y en un formato de libre acceso, descargable y de lectura mecánica.

Cuando no se divulgue alguna información por uno o varios de los motivos a que se refiere el artículo 4 de la Directiva 2003/4/CE o, en su caso, en virtud del Derecho de la Unión sobre la protección de datos personales, las autoridades competentes indicarán el tipo de información no divulgada y los motivos de que no se divulgue.

Artículo 6

Inspecciones

1. Las inspecciones incluirán inspecciones rutinarias a los operadores y operadores mineros e inspecciones no rutinarias a los operadores, empresas, operadores mineros e importadores tal como se establecen en el presente artículo.

2. Las inspecciones incluirán, cuando sea pertinente, controles in situ o auditorías sobre el terreno, exámenes de la documentación y los registros que demuestren el cumplimiento de los requisitos del presente Reglamento, detección y medición de las emisiones de metano, así como cualquier acción de seguimiento emprendida por las autoridades competentes o en su nombre para comprobar y promover el cumplimiento de los requisitos del presente Reglamento.

Cuando en una inspección se detecte una infracción grave del presente Reglamento, las autoridades competentes emitirán, como parte del informe a que se refiere el apartado 5, una notificación con las medidas correctoras que debe realizar el operador, la empresa, el operador minero o el importador, en la que se indiquen plazos claros para dichas medidas.

Como alternativa, las autoridades competentes podrán decidir ordenar al operador, a la empresa, al operador minero o al importador que presente a la autoridad competente pertinente para su aprobación, una serie de medidas correctoras frente a las infracciones graves que hayan detectado, en el plazo de un mes después de que la inspección haya finalizado. Dichas medidas se incluirán en el informe a que se refiere el apartado 5.

3. La primera inspección rutinaria deberá haberse completado a más tardar el 5 de mayo de 2026. Tras la primera inspección rutinaria, las autoridades competentes elaborarán programas de inspección rutinaria basados en una evaluación de riesgos. Las autoridades competentes podrán decidir sobre el alcance y la frecuencia de las inspecciones rutinarias, sobre la base de una evaluación de los riesgos asociados a cada emplazamiento, como el riesgo medioambiental, incluido el efecto acumulativo de todas las emisiones de metano como contaminante, y los riesgos para la seguridad y la salud de las personas, así como cualquier infracción del presente Reglamento detectada.

El intervalo entre inspecciones no podrá ser superior a tres años. Cuando en una inspección se detecte alguna infracción grave del presente Reglamento, la siguiente inspección se realizará en el plazo de diez meses.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 3 del presente artículo, las autoridades competentes realizarán inspecciones no rutinarias para:

- a) investigar las denuncias fundamentadas a que se refiere el artículo 7 y los casos de incumplimiento lo antes posible a partir de la fecha en que las autoridades competentes tengan conocimiento de tales denuncias o incumplimientos y a más tardar diez meses a partir de dicha fecha;
- b) asegurarse, cuando las autoridades competentes lo consideren oportuno, de que las reparaciones de fugas o las sustituciones de componentes se hayan realizado de conformidad con el artículo 14 y de que se hayan aplicado medidas de mitigación de conformidad con los artículos 18, 22 y 26;
- c) garantizar el cumplimiento cuando se haya concedido una excepción en virtud del artículo 14, apartado 5;
- d) verificar, cuando las autoridades competentes lo consideren pertinente, el cumplimiento del presente Reglamento por parte de las empresas y los importadores.

5. Después de cada inspección, las autoridades competentes prepararán un informe en el que se hará constar la base jurídica de la inspección, las etapas procedimentales seguidas, las conclusiones pertinentes y las recomendaciones relativas a las medidas adicionales que debe adoptar el operador, la empresa, el operador minero o el importador, así como los plazos para su ejecución.

Cuando proceda, las autoridades competentes podrán preparar un informe que cubra múltiples inspecciones de activos, emplazamientos o componentes del mismo operador, empresa, operador minero o importador, siempre que dichas inspecciones se realicen antes de la siguiente inspección rutinaria.

El informe se notificará al operador, la empresa, el operador minero o el importador correspondiente y se hará público en el plazo de dos meses a partir de la fecha de la inspección. Cuando la inspección haya estado motivada por una denuncia presentada de conformidad con el artículo 7, las autoridades competentes informarán al denunciante una vez publicado el informe.

Las autoridades competentes harán público el informe de conformidad con la Directiva 2003/4/CE. Cuando no se divulgue alguna información por uno o varios de los motivos a que se refiere el artículo 4 de dicha Directiva, las autoridades competentes indicarán en el informe el tipo de información no divulgada y los motivos de que no se divulgue.

6. Cuando el informe a que se refiere el apartado 5 determine que un operador, empresa, operador minero o importador no cumple los requisitos del presente Reglamento, este adoptará todas las medidas necesarias para que sus actividades se ajusten al presente Reglamento. Las medidas se adoptarán sin demora en el plazo que indiquen las autoridades competentes.

7. Los Estados miembros podrán suscribir acuerdos formales con las instituciones, órganos, organismos o servicios pertinentes de la Unión o de otros Estados miembros o con otras organizaciones intergubernamentales u organismos públicos adecuados, cuando se disponga de ellos, para aportar conocimientos técnicos especializados destinados a apoyar a sus autoridades competentes en el ejercicio de las funciones que les atribuye el presente artículo.

A los efectos del presente apartado, se considerará que una organización intergubernamental o un organismo público no es adecuado cuando su objetividad pueda verse comprometida por un conflicto de interés.

Artículo 7

Denuncias

1. Toda persona física o jurídica podrá presentar una denuncia por escrito ante las autoridades competentes en relación con una posible infracción del presente Reglamento por parte de un operador, empresa, operador minero o importador.
2. Las denuncias deberán estar debidamente fundamentadas y contener pruebas suficientes de la presunta infracción.
3. Cuando resulte patente que la denuncia no aporta pruebas suficientes para justificar una investigación, las autoridades competentes informarán al denunciante, en un plazo razonable no superior a dos meses desde la recepción de la denuncia, de los motivos de su decisión de no abrir una investigación.

El presente apartado no se aplicará cuando las denuncias que no estén suficientemente fundamentadas se presenten de forma repetida y, por ese motivo, sean consideradas abusivas por las autoridades competentes.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 3 y en el Derecho nacional aplicable, las autoridades competentes mantendrán informado al denunciante de las medidas adoptadas en el procedimiento y, cuando proceda, le informarán de las vías de recurso alternativas adecuadas, como la posibilidad de acudir a los órganos jurisdiccionales nacionales o cualquier otro procedimiento de reclamación nacional o internacional.

5. Sin perjuicio del Derecho nacional aplicable y sobre la base de procedimientos comparables, las autoridades competentes fijarán y publicarán plazos indicativos para tomar una decisión sobre las denuncias.

Artículo 8

Actividades de verificación y declaración de verificación

1. Los verificadores realizarán actividades de verificación para evaluar la conformidad de los informes de emisiones que les presenten los operadores, empresas, operadores mineros o importadores con los requisitos establecidos en el presente Reglamento. Dichas actividades de verificación incluirán la revisión de todas las fuentes de datos y metodologías utilizadas a fin de evaluar la fiabilidad, credibilidad y precisión de los informes de emisiones, en particular lo siguiente:

- a) la elección y el empleo de factores de emisión;
- b) las metodologías, los cálculos, los muestreos o las distribuciones estadísticas, que posibiliten la determinación de las emisiones de metano;
- c) los riesgos de medición o notificación inadecuadas;
- d) los sistemas de control o de aseguramiento de la calidad aplicados por los operadores, empresas, operadores mineros o importadores.

2. Al realizar las actividades de verificación a que se refiere el apartado 1 del presente artículo, los verificadores utilizarán las normas y las prescripciones técnicas, según proceda, para la medición y cuantificación de las emisiones de metano, y su mitigación establecidas de conformidad con el artículo 32.

Hasta la fecha de aplicación de dichas normas y prescripciones técnicas, según proceda, los operadores, empresas, operadores mineros e importadores, según corresponda, proporcionarán información a los verificadores sobre las normas pertinentes, incluidas las normas europeas u otras normas internacionales, o las metodologías que utilicen, a efectos de las actividades de verificación.

Las actividades de verificación también incluirán, cuando proceda, controles in situ con y sin previo aviso para evaluar la fiabilidad, credibilidad y precisión de las fuentes de datos y las metodologías empleadas.

3. Las actividades de verificación a que se refiere el presente artículo se ajustarán a las normas y metodologías europeas u otras internacionales, aplicables a los verificadores a fin de limitar la carga para los operadores, empresas, operadores mineros e importadores, y también para las autoridades competentes, y tendrán debidamente en cuenta la naturaleza de las actividades verificadas y las orientaciones emitidas por la Comisión a este respecto.

4. Si, tras su evaluación, los verificadores constatan con certeza razonable que el informe de emisiones cumple los requisitos del presente Reglamento, expedirán una declaración de verificación que declare la conformidad del informe de emisiones y especifique las actividades de verificación realizadas.

Los verificadores solo expedirán la declaración de verificación cuando haya datos e información fiables, creíbles y precisos que permitan determinar las emisiones de metano con un grado razonable de certeza y a condición de que los datos notificados sean coherentes con los datos estimados, estén completos y sean coherentes.

Si, tras su evaluación, los verificadores llegan a la conclusión de que el informe de emisiones no cumple los requisitos del presente Reglamento, informarán de ello al operador, la empresa, el operador minero o el importador y le proporcionarán observaciones motivadas al respecto, a la luz de las normas reconocidas. El operador, la empresa, el operador minero o el importador presentarán al verificador un informe de emisiones revisado, sin demora y dentro del plazo fijado por este.

5. Los operadores, las empresas, los operadores mineros y los importadores prestarán toda la asistencia necesaria a los verificadores para permitir o facilitar el desempeño de las actividades de verificación, en particular en lo que se refiere al acceso al emplazamiento y a la presentación de documentación o registros.

*Artículo 9***Independencia y acreditación o autorización de los verificadores**

1. Los verificadores serán independientes de los operadores, de las empresas, de los operadores mineros y de los importadores y realizarán las actividades de verificación que dispone el presente Reglamento por el interés general. A tal fin, ni los verificadores ni ninguna parte de la misma entidad jurídica podrán ser operadores, empresas, operadores mineros o importadores, ni ser propietarios ni propiedad de un operador, empresa, operador minero o importador.

Los verificadores no podrán tener vínculos con los operadores, empresas, operadores mineros o importadores que puedan afectar a su independencia e imparcialidad.

2. Los verificadores que sean personas jurídicas estarán acreditados por un organismo nacional de acreditación con arreglo al Reglamento (CE) n.º 765/2008.

Cuando el presente Reglamento no contenga ninguna disposición específica en relación con la acreditación de los verificadores, se aplicará el Reglamento (CE) n.º 765/2008.

3. Los Estados miembros podrán decidir autorizar a personas físicas para ser verificadores a efectos del presente Reglamento. Dichos verificadores estarán autorizados por una autoridad nacional que sea distinta del organismo nacional de acreditación designado con arreglo al artículo 4, apartado 1, del Reglamento (CE) n.º 765/2008.

4. Cuando un Estado miembro decida aplicar el apartado 3, se asegurará de que la autoridad nacional pertinente cumpla los requisitos del presente Reglamento y aporte a la Comisión y a los demás Estados miembros todas las pruebas documentales necesarias para verificar la competencia de los verificadores autorizados con arreglo a dicho apartado.

*Artículo 10***Utilización e intercambio de información**

1. En el desempeño de sus funciones y el ejercicio de sus competencias con arreglo al presente Reglamento, la Comisión, las autoridades competentes y los verificadores tendrán en cuenta la información publicada por el Observatorio Internacional de Emisiones de Metano (IMEO, por sus siglas en inglés) o la Alianza para la Reducción de las Emisiones de Metano Provenientes de la Producción de Petróleo y Gas (OGMP, por sus siglas en inglés), u otra información pertinente disponible en el ámbito internacional, en particular la información sobre:

- a) la agregación de los datos sobre emisiones de metano de acuerdo con los métodos estadísticos apropiados;
- b) la verificación y validación de las metodologías y los procesos estadísticos empleados por el sector industrial para cuantificar los datos sobre emisiones de metano;
- c) el desarrollo de metodologías de agregación y análisis de datos conformes con las buenas prácticas científicas y estadísticas para garantizar un mayor grado de precisión de las estimaciones de emisiones de metano, con una caracterización adecuada de la incertidumbre;
- d) la publicación de los datos notificados agregados por fuente principal y por nivel de notificación, clasificados, cuando los haya, por activos operados y no operados, de conformidad con los requisitos de competencia y confidencialidad;
- e) la comunicación de discrepancias importantes halladas entre las fuentes de datos que contribuyen a la formulación de metodologías científicas más sólidas;
- f) la notificación de los eventos superemisores detectados mediante un sistema de detección precoz y alerta.

2. La Comisión presentará al IMEO los datos sobre emisiones de metano disponibles al público que considere pertinentes, tal como las autoridades competentes se los haya proporcionado a la Comisión de conformidad con el presente Reglamento.

CAPÍTULO 3

EMISIONES DE METANO EN LOS SECTORES DEL PETRÓLEO Y EL GAS

Artículo 11

Ámbito de aplicación

El presente capítulo se aplica a las actividades a que se refiere el artículo 1, apartado 2, letras a), b) y c).

Artículo 12

Seguimiento e información

1. A más tardar el 5 de agosto de 2025, los operadores presentarán a las autoridades competentes un informe que contenga la cuantificación de las emisiones de metano a nivel de fuente estimadas utilizando al menos factores de emisión genéricos para todas las fuentes. Dicho informe podrá contener la cuantificación de las emisiones de metano a nivel de fuente, de conformidad con los requisitos establecidos en el apartado 2 para algunas o la totalidad de las fuentes.

2. Los operadores y las empresas establecidos en la Unión presentarán a las autoridades competentes del Estado miembro en el que esté situado el activo un informe que contenga la cuantificación de las emisiones de metano a nivel de fuente:

- a) de los activos operados, a más tardar el 5 de febrero de 2026, y
- b) de los activos no operados, a más tardar el 5 de febrero de 2027, siempre que no hayan sido notificados en aplicación de la letra a).

Cuando la medición directa no sea posible, la notificación implicará el empleo de factores de emisión específicos basados en la cuantificación o el muestreo a nivel de fuente.

3. Los operadores y las empresas establecidos en la Unión presentarán a las autoridades competentes del Estado miembro en el que esté situado el activo un informe que contenga la cuantificación de las emisiones de metano a nivel de fuente, complementado con mediciones de las emisiones de metano a nivel de emplazamiento, permitiendo así la evaluación de las estimaciones a nivel de fuente agregadas por emplazamiento y la comparación con estas:

- a) de los activos operados, a más tardar el 5 de febrero de 2027 y a más tardar el 31 de mayo cada año a partir de entonces, y
- b) de los activos no operados, a más tardar el 5 de agosto de 2028 y a más tardar el 31 de mayo cada año a partir de entonces, siempre que no hayan sido notificados en aplicación de la letra a).

Antes de presentar el informe a las autoridades competentes, los operadores y empresas se asegurarán de que sea evaluado por un verificador e incluya una declaración de verificación expedida de conformidad con el artículo 8.

4. Los informes que se exigen en el presente artículo cubrirán el último año natural para el que se disponga de datos e incluirán, como mínimo, la información siguiente:

- a) tipo y ubicación de las fuentes de emisión;
- b) datos detallados para cada tipo de fuente de emisión, notificados en toneladas de metano y en toneladas equivalentes de CO₂, utilizando los potenciales de calentamiento atmosférico definidos en el Sexto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC);
- c) información detallada sobre las metodologías de cuantificación;
- d) todas las emisiones de metano de los activos operados;
- e) el porcentaje de propiedad y las emisiones de metano procedentes de activos no operados multiplicadas por el porcentaje de propiedad;
- f) una lista de las entidades con control operativo de los activos no operados.

La Comisión establecerá, mediante actos de ejecución, un modelo para los informes establecidos en el presente artículo, teniendo en cuenta los informes ya existentes sobre los inventarios nacionales, además de los documentos de orientación técnica y modelos de informe más recientes de la OGMP. Dichos actos de ejecución se adoptarán de conformidad con el procedimiento consultivo a que se refiere el artículo 35, apartado 2.

Hasta la adopción de los actos de ejecución correspondientes, los operadores y empresas utilizarán los documentos de orientación técnica y modelos de informe para las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas natural, la recolección y el tratamiento de gas natural, el transporte, la distribución y el almacenamiento subterráneo de gas y las instalaciones de GNL, según proceda, de la OGMP 2.0.

5. Las mediciones y cuantificaciones a que se refiere el presente artículo se realizarán de conformidad con las normas y prescripciones técnicas, según proceda, establecidas en virtud del artículo 32. Hasta la fecha de aplicación de dichas normas o prescripciones técnicas, los operadores y las empresas seguirán las prácticas industriales más avanzadas y utilizarán las mejores tecnologías disponibles para la medición y cuantificación de las emisiones de metano. En dicho contexto, los operadores y las empresas establecidos en la Unión podrán utilizar al efecto los documentos de orientación técnica más recientes de la OGMP 2.0, aprobados a más tardar el 4 de agosto de 2024.

Los operadores y las empresas proporcionarán a las autoridades competentes y a los verificadores información sobre las normas, incluidas las normas europeas u otras normas internacionales, o metodologías utilizadas.

6. Los operadores y las empresas establecidos en la Unión compararán las emisiones de metano cuantificadas a nivel de fuente con las medidas a nivel de emplazamiento. En caso de que existan discrepancias estadísticamente significativas entre la cuantificación a nivel de fuente y la medición a nivel de emplazamiento de las emisiones de metano, los operadores y las empresas:

- a) lo notificarán sin demora a las autoridades competentes antes de que finalice el período de notificación;
- b) efectuarán lo antes posible un proceso de conciliación e informarán a la autoridad competente de los resultados del proceso de conciliación, incluida cualquier prueba y documento justificativo, según sea necesario, a más tardar en el siguiente período de notificación.

El proceso de conciliación abordará las posibles razones de las discrepancias, incluyendo al menos la precisión e idoneidad de las tecnologías y los métodos utilizados para la cuantificación a nivel de fuente y la medición a nivel de emplazamiento de las emisiones de metano, o cualquier imprecisión de los datos que aparezca en los resultados debido a los métodos, las tecnologías o la extrapolación de resultados por los que se haya optado.

A efectos del proceso de conciliación, los operadores y las empresas considerarán la posibilidad de una cuantificación adicional a nivel de fuente o mediciones adicionales a nivel de emplazamiento a fin de aportar las pruebas necesarias para explicar las razones de las discrepancias. Sobre la base de los resultados del proceso de conciliación, los operadores y empresas realizarán ulteriores ajustes en términos numéricos en la cuantificación a nivel de fuente o en las mediciones a nivel de emplazamiento, cuando proceda.

Si las autoridades competentes consideran que la información proporcionada por el operador o empresa con arreglo a la letra b) del párrafo primero no explica adecuadamente las razones de las discrepancias, las autoridades competentes podrán solicitar al operador o empresa que proporcione información adicional o tome medidas adicionales.

7. Cuando la información tenga carácter confidencial de conformidad con la Directiva (UE) 2016/943 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽²⁴⁾, los operadores o empresas de que se trate indicarán en el informe el tipo de información que no se haya comunicado y los motivos de que no se comunique.

8. Las autoridades competentes pondrán a disposición del público y de la Comisión, de conformidad con el artículo 5, apartado 4, los informes a que se refiere el presente artículo, en el plazo de tres meses a partir de su presentación por los operadores o empresas pertinentes.

Artículo 13

Obligación general de mitigación

Los operadores tomarán todas las medidas de mitigación apropiadas para prevenir y reducir al mínimo las emisiones de metano en sus actividades.

⁽²⁴⁾ Directiva (UE) 2016/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de junio de 2016, relativa a la protección de los conocimientos técnicos y la información empresarial no divulgados (secretos comerciales) contra su obtención, utilización y revelación ilícitas (DO L 157 de 15.6.2016, p. 1).

Artículo 14

Detección y reparación de fugas

1. A más tardar el 5 de mayo de 2025 en el caso de los emplazamientos ya existentes, y en el plazo de seis meses a partir de la fecha de inicio de las actividades, en el caso de los nuevos emplazamientos, los operadores presentarán a las autoridades competentes un programa de detección y reparación de fugas (en lo sucesivo, «programa LDAR»).

El programa LDAR incluirá una descripción detallada de las campañas y actividades de LDAR —con los calendarios específicos—, que se efectuarán de conformidad con los requisitos del presente artículo, del anexo I, partes 1 y 2, y de las normas y prescripciones técnicas pertinentes, según proceda, establecidas en virtud del artículo 32. En caso de que se introduzca algún cambio en el programa LDAR, los operadores presentarán lo antes posible a las autoridades competentes un programa LDAR actualizado.

Hasta la fecha de aplicación de las normas o prescripciones técnicas establecidas en virtud del artículo 32, los operadores seguirán las prácticas industriales más avanzadas y utilizarán las mejores tecnologías disponibles en el mercado para las campañas de LDAR. Los operadores proporcionarán a las autoridades competentes y a los verificadores información sobre las normas, incluidas las normas internacionales, o metodologías utilizadas.

Las autoridades competentes podrán exigir al operador que modifique el programa LDAR teniendo en cuenta los requisitos del presente Reglamento.

2. Los operadores iniciarán la primera campaña de LDAR de tipo 2 de todos los componentes que estén bajo su responsabilidad, de conformidad con el programa LDAR, tan pronto como sea posible a partir del 4 de agosto de 2024.

En cualquier caso, los operadores efectuarán la primera campaña de LDAR de tipo 2 a más tardar el 5 de agosto de 2025 para los emplazamientos existentes. Sin perjuicio de las frecuencias establecidas en el anexo I, parte 1, los operadores podrán considerar como primera campaña de LDAR de tipo 2 las campañas de LDAR de tipo 2 efectuadas entre el 3 de agosto de 2022 y el 4 de agosto de 2024.

En el plazo de nueve meses a partir de la fecha de inicio de las actividades de los nuevos emplazamientos, los operadores efectuarán la primera campaña de LDAR de tipo 2 de todos los componentes que estén bajo su responsabilidad, de conformidad con el programa LDAR.

Tras efectuar la primera campaña de LDAR de tipo 2, los operadores efectuarán campañas de LDAR de tipo 1 y de tipo 2 con las frecuencias siguientes:

- a) para los componentes de superficie y subterráneos, excluidas las redes de distribución y transporte, de conformidad con las frecuencias mínimas establecidas en el anexo I, parte 1, punto 1;
- b) para los componentes de las redes de distribución y transporte, de conformidad con las frecuencias mínimas establecidas en el anexo I, parte 1, punto 2;
- c) para todos los componentes marinos, de conformidad con las frecuencias mínimas establecidas en el anexo I, parte 1, punto 3;
- d) para todos los demás componentes, de conformidad con las frecuencias mínimas establecidas en el anexo I, parte 1, punto 4.

3. Sin perjuicio de la obligación de efectuar campañas de LDAR de tipo 2 con arreglo al presente artículo, cuando se requiera una campaña de LDAR de tipo 1, los operadores podrán optar por efectuar en su lugar una campaña de LDAR de tipo 2.

4. En el marco de las campañas de LDAR, los operadores podrán utilizar tecnologías avanzadas de detección, siempre que:

- a) las autoridades competentes aprueben su uso en el contexto del programa LDAR;
- b) la medición se realice a nivel de cada posible fuente de emisión individual, y
- c) las tecnologías avanzadas de detección cumplan los requisitos establecidos en los apartados 7 y 8 y sean conformes a los requisitos establecidos en el anexo I, parte 2.

5. Como excepción a lo dispuesto en el apartado 2, párrafo cuarto, del presente artículo, cuando los operadores que produzcan o traten petróleo o gas natural aporten pruebas basadas en mediciones de los cinco años anteriores notificadas por los propios operadores de conformidad con el artículo 12 y evaluadas por un verificador, de que menos del 1 % de todos sus componentes y subcomponentes en cada emplazamiento presentan fugas y de que las emisiones agregadas de metano asociadas a esas fugas son inferiores al 0,08 % del volumen total de gas o al 0,015 % de la masa total de petróleo tratado o extraído, podrán aplicarse diferentes frecuencias a la campaña de LDAR para los componentes de los emplazamientos en los que no se hayan detectado fugas, previa aprobación de las autoridades competentes y siempre que:

- a) para todos los componentes situados en lugares de tratamiento, se realicen campañas de LDAR de tipo 1 al menos cada doce meses;
- b) para al menos el 25 % de los componentes situados en lugares de tratamiento, se realicen cada doce meses campañas de LDAR de tipo 2 en las que se comprueben todos los componentes cada cuarenta y ocho meses;
- c) para todos los componentes situados en lugares de producción, se realicen campañas de LDAR de tipo 1 al menos cada treinta y seis meses;
- d) para todos los componentes situados en lugares de producción, se realicen campañas de LDAR de tipo 2 al menos cada sesenta meses.

Si, tras las campañas de LDAR efectuadas de conformidad con el párrafo primero del presente apartado, el 1 % o un porcentaje mayor de los componentes y subcomponentes de cada emplazamiento presenta fugas, o las emisiones agregadas de metano asociadas a esas fugas son superiores al 0,08 % del volumen total de gas o al 0,015 % de la masa total de petróleo crudo tratado o extraído, el operador de que se trate estará sujeto en ese emplazamiento a las obligaciones establecidas en el apartado 2.

La autoridad competente notificará a la Comisión las exenciones concedidas en virtud del presente apartado y realizará las inspecciones no rutinarias a que se refiere el artículo 6, apartado 4.

6. Las campañas de LDAR se efectuarán con dispositivos de detección que permitan descubrir fugas del siguiente modo, para cada tipo de componente:

- a) en un nivel lo más próximo posible a cada fuente de emisión potencial, para los componentes de superficie y los componentes situados por encima del nivel del mar;
- b) en el punto de contacto entre el terreno y la atmósfera, para los componentes subterráneos en una primera fase y, cuando se detecte una fuga tal como se especifique en el acto de ejecución adoptado de conformidad con el apartado 7, tan cerca como sea posible de la fuente de emisión, en una segunda fase;
- c) aplicando las mejores técnicas de detección disponibles en el mercado para los componentes marinos situados por debajo del nivel del mar o debajo del fondo marino.

7. A más tardar el 5 de agosto de 2025, la Comisión especificará, mediante un acto de ejecución:

- a) los límites mínimos de detección y las técnicas mínimas de detección que han de utilizarse para los distintos dispositivos de detección empleados para cumplir los requisitos relativos a todos los componentes a que se refiere el apartado 8;
- b) los umbrales aplicables a la primera fase de las campañas de LDAR que hayan de utilizarse al objeto de cumplir los requisitos relativos a los componentes subterráneos a que se refiere el apartado 8.

Esos límites, técnicas y umbrales mínimos de detección se basarán en las mejores tecnologías disponibles y en las mejores técnicas de detección disponibles, teniendo en cuenta los distintos tipos de componentes y las campañas de LDAR. Dicho acto de ejecución se adoptará de conformidad con el procedimiento de examen a que se refiere el artículo 35, apartado 3.

Hasta la adopción de dicho acto de ejecución, los operadores utilizarán, a fin de cumplir los requisitos del apartado 8, las mejores tecnologías disponibles y las mejores técnicas de detección disponibles, de conformidad con las especificaciones del fabricante para su funcionamiento y mantenimiento.

8. Los operadores repararán o sustituirán todos los componentes que emitan metano en los niveles o por encima de los niveles siguientes, a temperatura y presión estándar y utilizando dispositivos de detección de conformidad con las especificaciones del fabricante para su funcionamiento y mantenimiento:

- a) para campañas de LDAR de tipo 1: 7 000 partes por millón en volumen de metano o 17 gramos por hora de metano;
- b) para campañas de LDAR de tipo 2:
 - i) 500 partes por millón en volumen de metano o 1 gramo por hora de metano para los componentes de superficie y los componentes marinos por encima del nivel del mar,

- ii) 1 000 partes por millón en volumen de metano o 5 gramos por hora de metano para la segunda fase de las campañas de LDAR de componentes subterráneos,
- iii) 7 000 partes por millón en volumen de metano o 17 gramos por hora para los componentes marinos por debajo del nivel del mar o debajo del fondo marino.

9. La reparación o sustitución de los componentes a que se refiere el apartado 8 se realizará inmediatamente después de su detección. Si la reparación no puede realizarse inmediatamente después de su detección, se intentará lo antes posible, y a más tardar cinco días después de su detección, y se completará en un plazo de treinta días después de su detección.

Cuando un operador pueda demostrar que la reparación o sustitución no sería satisfactoria o no sería posible en el plazo de cinco días en un primer intento, o cuando prevea que no sería posible completar la reparación en el plazo de treinta días debido a consideraciones técnicas, administrativas o de seguridad, lo notificará a las autoridades competentes y les proporcionará pruebas al respecto, junto con los programas de reparación y seguimiento que contengan, como mínimo, los elementos establecidos en el anexo II, en un plazo máximo de doce días a partir de la fecha de detección.

Dichos programas de reparación y seguimiento incluirán todos los elementos de prueba necesarios que justifiquen cualquier retraso. Garantizarán que se reduzca todo lo posible el impacto medioambiental y se respeten al mismo tiempo las consideraciones técnicas, administrativas y de seguridad pertinentes. Las autoridades competentes podrán exigir al operador que modifique los programas de reparación y seguimiento teniendo en cuenta los requisitos del presente Reglamento. En cualquier caso, la reparación o sustitución se realizará lo antes posible.

Los operadores darán prioridad a las reparaciones de fugas de mayor magnitud.

Las reparaciones o sustituciones a que se refiere el presente apartado utilizarán las mejores tecnologías disponibles en el mercado que proporcionen protección a largo plazo contra futuras fugas.

Las consideraciones técnicas, administrativas y de seguridad a que se refiere el presente apartado se limitarán a:

- a) la seguridad del personal y las demás personas en las proximidades de la fuga detectada;
- b) cualquier impacto medioambiental adverso si el operador puede demostrar que dicho impacto sería mayor que los beneficios medioambientales, por ejemplo, cuando una reparación pueda generar un nivel global de emisiones de metano superior al que se generaría de no realizarse la reparación;
- c) la accesibilidad de un componente, incluido el mantenimiento programado, los requisitos del proceso de concesión de permisos o la autorización administrativa exigida;
- d) la falta de disponibilidad de piezas de recambio necesarias para la reparación del componente o de componentes de recambio, y
- e) un deterioro importante de la situación del suministro de gas que pueda generar uno de los niveles de crisis que se mencionan en el artículo 11, apartado 1, del Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽²⁵⁾.

10. Cuando se apliquen una o varias de las condiciones establecidas en el apartado 9, párrafo sexto, letras a) a e), y sea necesario efectuar un paro antes de que pueda realizarse la reparación o la sustitución, los operadores reducirán al mínimo la fuga en las veinticuatro horas siguientes a la detección y la repararán antes de que finalice el siguiente paro programado o en el plazo de un año, si transcurriera antes, a menos que sea razonable esperar que la realización de una reparación más temprana dé lugar a una situación en la sea muy probable que la cantidad de metano venteadado durante las actividades de reparación sea notablemente superior a la cantidad de metano que se escaparía de no realizarse la reparación, o a menos que sea razonable esperar que la realización de una reparación más temprana dé lugar a problemas de seguridad del suministro en pequeñas redes conectadas tal como se definen en la Directiva (UE) 2019/944.

El operador aportará sin demora a las autoridades competentes todas las pruebas necesarias que justifiquen su decisión de aplazar la reparación.

⁽²⁵⁾ 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).

Toda decisión de aplazar la reparación por razones técnicas, administrativas o de seguridad estará sujeta a la aprobación de las autoridades competentes y se incluirá en los programas de reparación y seguimiento. Las autoridades competentes podrán exigir al operador de que se trate que modifique los programas de reparación y seguimiento teniendo en cuenta los requisitos del presente Reglamento.

11. Los operadores establecerán sin demora, mantendrán actualizado y pondrán a plena disposición de las autoridades competentes un registro de todas las decisiones de aplazar la reparación en virtud del presente artículo, que incluya asimismo todos los elementos de prueba necesarios que justifiquen cada decisión y los correspondientes programas de reparación y seguimiento.

12. No obstante lo dispuesto en el apartado 2, los operadores controlarán los componentes con respecto a los cuales se hayan constatado emisiones:

- a) de niveles de metano iguales o superiores a los umbrales establecidos en el apartado 8 a temperatura y presión estándar durante una campaña de LDAR anterior, inmediatamente después de la reparación realizada con arreglo al apartado 9 y en un plazo máximo de cuarenta y cinco días a partir de esa fecha, a fin de asegurarse de que la reparación ha tenido éxito, y
- b) de niveles de metano inferiores a los umbrales establecidos en el apartado 8 a temperatura y presión estándar, en un plazo máximo de tres meses a partir de la fecha de detección de las emisiones, para comprobar, al menos una vez, si la magnitud de las pérdidas de metano ha sufrido variaciones y si es necesaria una reparación.

Cuando se detecte un riesgo mayor para la seguridad o un riesgo mayor de fugas de metano, las autoridades competentes podrán recomendar que se realicen campañas de LDAR de los componentes pertinentes con mayor frecuencia.

13. Sin perjuicio de las obligaciones de notificación previstas en el apartado 14, los operadores registrarán todas las fugas detectadas, independientemente de su magnitud, y las controlarán periódicamente y garantizarán que se reparen de conformidad con el apartado 9.

Los operadores conservarán el registro durante al menos diez años y proporcionarán dicha información a las autoridades competentes cuando estas la soliciten.

14. Cada año los operadores presentarán a las autoridades competentes del Estado miembro en el que estén situados los activos en cuestión todos los programas de reparación y seguimiento y un informe que resuma los resultados de todas las campañas de LDAR finalizadas en el año anterior.

Las autoridades competentes podrán exigir a los operadores que modifiquen el informe o los programas de reparación y seguimiento teniendo en cuenta los requisitos del presente Reglamento.

15. Los operadores podrán delegar cualquiera de las funciones establecidas en el presente artículo. Las funciones delegadas no afectarán a la responsabilidad de los operadores ni a la eficacia de la supervisión por parte de las autoridades competentes.

16. Los Estados miembros se asegurarán de que los prestadores de servicios de LDAR y los operadores dispongan de sistemas de certificación, acreditación o sistemas de cualificación equivalentes, con programas de formación adecuados, en relación con las campañas de LDAR.

17. Sin perjuicio de las Directivas 2008/56/CE⁽²⁶⁾ y 2013/30/UE⁽²⁷⁾ del Parlamento Europeo y del Consejo, las autoridades competentes podrán decidir eximir de los requisitos establecidos en el presente artículo los componentes de petróleo y gas marinos situados en su territorio a una profundidad del agua superior a 700 metros en caso de que el operador pueda aportar pruebas sólidas de que es muy probable que el efecto en el clima de las posibles emisiones de metano procedentes de dichos componentes sea insignificante.

Artículo 15

Restricciones al venteo y la combustión en antorcha

1. Se prohíbe el venteo, salvo en las circunstancias previstas en el presente artículo. Se prohíbe la combustión rutinaria en antorcha.
2. Únicamente se permitirán el venteo y la combustión en antorcha en caso de emergencia o de mal funcionamiento.

⁽²⁶⁾ Directiva 2008/56/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de junio de 2008, por la que se establece un marco de acción comunitaria para la política del medio marino (Directiva marco sobre la estrategia marina) (DO L 164 de 25.6.2008, p. 19).

⁽²⁷⁾ Directiva 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de junio de 2013, sobre la seguridad de las operaciones relativas al petróleo y al gas mar adentro, y que modifica la Directiva 2004/35/CE (DO L 178 de 28.6.2013, p. 66).

3. No obstante lo dispuesto en el apartado 2, se permitirán el venteo y la combustión en antorcha cuando sean inevitables y estrictamente necesarios y con arreglo a las obligaciones de notificación establecidas en el artículo 16.

Se considerará que el venteo y la combustión en antorcha son inevitables y estrictamente necesarios en las siguientes situaciones específicas en las que el venteo y la combustión en antorcha, según proceda, no pueden eliminarse completamente o son necesarios por razones de seguridad:

- a) durante las operaciones normales de los dispositivos neumáticos, los compresores, los tanques de almacenamiento a presión atmosférica, los dispositivos de muestreo y medición y las juntas de gas seco, u otros componentes diseñados para el venteo, siempre y cuando dicho equipo cumpla las normas o prescripciones técnicas establecidas en virtud del artículo 32 y sea objeto de un mantenimiento adecuado para reducir todo lo posible las fugas de metano;
- b) para eliminar o limpiar las acumulaciones de líquidos en un pozo a la presión atmosférica;
- c) durante el calibrado o el muestreo de un tanque de almacenamiento u otro recipiente de baja presión, siempre que el tanque o recipiente cumpla las normas o prescripciones técnicas establecidas en virtud del artículo 32;
- d) durante el trasvase de líquidos desde un tanque de almacenamiento u otro recipiente de baja presión a un vehículo de transporte, siempre que el depósito o recipiente cumpla las normas o las prescripciones técnicas establecidas en virtud del artículo 32;
- e) durante la reparación, el mantenimiento, los procedimientos de prueba y el desmantelamiento, incluidas la evacuación de presión y la despresurización de equipos para realizar la reparación y el mantenimiento;
- f) durante una prueba del cabezal de entubación («bradenhead test»);
- g) durante una prueba de fugas del obturador («packer leakage test»);
- h) durante una prueba de producción («production test») de una duración inferior a veinticuatro horas;
- i) cuando el metano no cumpla con las especificaciones de la tubería colectora, siempre y cuando el operador analice muestras de metano dos veces por semana para determinar si se han alcanzado las especificaciones y conduzca el metano a una tubería colectora tan pronto como se alcancen las especificaciones de la tubería;
- j) durante la puesta en marcha de tuberías, equipos o instalaciones, solo durante el tiempo necesario para purgar las impurezas de la tubería o el equipo;
- k) durante la limpieza por raspado, la evacuación de presión para realizar reparaciones, el desmantelamiento o la purga de una tubería con fines de reparación o mantenimiento, y solo cuando el gas no pueda ser contenido o redirigido a una parte no afectada de la tubería.

4. Cuando se permita el venteo con arreglo a lo dispuesto en los apartados 2 y 3, los operadores únicamente ventearán en caso de que la combustión en antorcha no sea técnicamente viable debido a la falta de inflamabilidad o a la incapacidad de mantener una llama, ponga en peligro la seguridad de las operaciones o del personal o en caso de que pueda tener peor impacto medioambiental en términos de emisiones. En tal situación, como parte de las obligaciones de notificación establecidas en el artículo 16, los operadores notificarán a las autoridades competentes la necesidad de utilizar el venteo en lugar de la combustión en antorcha y aportarán pruebas de ello.

5. Se sustituirán los equipos que venteen por alternativas que no produzcan emisiones, cuando estén disponibles en el mercado y si cumplen las normas o prescripciones técnicas para los componentes diseñados para el venteo establecidas en virtud del artículo 32.

6. Además de las condiciones establecidas en los apartados 2 y 3, únicamente se permitirá la combustión en antorcha en caso de que la reinyección, la utilización in situ, el almacenamiento para uso posterior o el envío del metano al mercado no sean viables por razones distintas de las económicas. En tal situación, como parte de las obligaciones de notificación establecidas en el artículo 16, los operadores demostrarán a las autoridades competentes la necesidad de utilizar la combustión en antorcha en lugar de la reinyección, la utilización in situ, el almacenamiento para uso posterior o el envío del metano al mercado.

7. Cuando se construya, sustituya o renueve un emplazamiento en su totalidad, los operadores únicamente instalarán y utilizarán dispositivos neumáticos, compresores, tanques de almacenamiento a presión atmosférica, dispositivos de muestreo y medición y juntas de gas seco de emisión cero disponibles en el mercado. Cuando se sustituya o renueve parcialmente un emplazamiento, los operadores solo instalarán y utilizarán en la parte correspondiente dispositivos neumáticos, compresores, tanques de almacenamiento a presión atmosférica, dispositivos de muestreo y medición y juntas de gas seco de emisión cero disponibles en el mercado.

8. Los operadores cumplirán lo dispuesto en el presente artículo sin demora y, en cualquier caso, a más tardar el 5 de febrero de 2026 en el caso de los emplazamientos existentes y a más tardar doce meses después de la fecha de inicio de las actividades en el caso de los nuevos emplazamientos. Cuando los operadores no puedan cumplir lo dispuesto en el presente artículo debido a un retraso excepcional provocado por la necesidad de obtener un permiso o cualquier otra autorización administrativa de las autoridades pertinentes o a la indisponibilidad de los equipos de venteo o de combustión en antorcha, proporcionarán a las autoridades competentes un calendario de aplicación detallado. Dicho calendario incluirá pruebas suficientes del cumplimiento de las condiciones establecidas en el presente apartado. Las autoridades competentes podrán exigir modificaciones de dicho calendario.

Artículo 16

Notificación de incidentes de venteo e incidentes de combustión en antorcha

1. Los operadores notificarán a las autoridades competentes todos los incidentes de venteo e incidentes de combustión en antorcha:

- a) causados por una emergencia o un mal funcionamiento, o
- b) que duren un total de ocho horas o más en un período de veinticuatro horas a partir de un único incidente.

La notificación a que se refiere el párrafo primero se efectuará sin demora después del incidente y, a más tardar, en un plazo de cuarenta y ocho horas a partir del inicio del incidente o del momento en que el operador haya tenido conocimiento de este, de conformidad con los elementos indicados en el anexo III.

Como excepción a lo dispuesto en el párrafo primero, la combustión en antorcha controlada que se produzca durante los paros se indicará en el informe anual.

2. Los operadores presentarán a las autoridades competentes informes anuales sobre todos los incidentes de venteo e incidentes de combustión en antorcha a que se refieren el apartado 1 del presente artículo y el artículo 15, de conformidad con los elementos indicados en el anexo III y como parte del correspondiente informe mencionado en el artículo 12.

Artículo 17

Requisitos de eficiencia en la combustión en antorcha

1. Cuando se construya, sustituya o renueve un emplazamiento en su totalidad o en parte, o cuando se instalen nuevas antorchas u otros dispositivos de combustión, los operadores únicamente instalarán antorchas o dispositivos de combustión con encendedor automático o quemador piloto continuo y diseñados con al menos un 99 % de eficiencia de destrucción y eliminación.

2. Los operadores garantizarán que todas las antorchas u otros dispositivos de combustión cumplan los requisitos del apartado 1 a más tardar el 5 de febrero de 2026.

3. Los operadores inspeccionarán las antorchas u otros dispositivos de combustión cada quince días de conformidad con el anexo IV, excepto cuando no se utilicen habitualmente. Cuando las antorchas u otros dispositivos de combustión no se utilicen habitualmente, los operadores los inspeccionarán antes de cada utilización.

Como alternativa a las inspecciones periódicas, y siempre que reciba la aprobación de las autoridades competentes, los operadores podrán utilizar sistemas de seguimiento remoto o automatizado, tal como se especifica de conformidad con el anexo IV, puntos 1 y 2.

Cuando se detecten irregularidades, los operadores investigarán la causa de la irregularidad y la subsanarán en un plazo de seis horas o, en caso de fenómenos meteorológicos graves u otras condiciones extremas, en un plazo de seis horas después de que las condiciones vuelvan a la normalidad.

4. Cuando se utilicen encendedores automáticos o quemadores piloto continuos, los operadores utilizarán un equipo de supervisión de la llama para realizar un seguimiento constante de la llama de la antorcha principal o de la llama piloto, a fin de garantizar que no se produzca el venteo debido a la extinción fortuita de la llama.

*Artículo 18***Pozos inactivos, pozos taponados temporalmente y pozos taponados permanentemente y abandonados**

1. A más tardar el 5 de agosto de 2025, los Estados miembros elaborarán y pondrán a disposición del público un inventario de todos los pozos inactivos, los pozos taponados temporalmente y los pozos taponados permanentemente y abandonados situados en su territorio o bajo su jurisdicción que estén registrados, de cuya ubicación existan pruebas o información o cuya ubicación pueda determinarse realizando todos los esfuerzos razonables. Dicho inventario incluirá, como mínimo, los elementos indicados en el anexo V, parte 1.

Los Estados miembros llevarán dicho inventario y lo mantendrán al día, para lo cual, entre otras medidas, se realizarán todos los esfuerzos razonables para localizar y documentar todos los pozos inactivos, los pozos taponados temporalmente y los pozos taponados permanentemente y abandonados detectados situados en su territorio o bajo su jurisdicción, sobre la base de una evaluación sólida que tenga en cuenta los hallazgos científicos más actualizados y las mejores técnicas disponibles.

2. Como excepción a lo dispuesto en el apartado 1, los Estados miembros que notifiquen a la Comisión pruebas de la existencia en su territorio o bajo su jurisdicción de un total de al menos 40 000 pozos inactivos, pozos taponados temporalmente y pozos taponados permanentemente y abandonados que estén registrados podrán adoptar un plan para completar el inventario a que se refiere el apartado 1 y la cuantificación de emisiones de metano o la demostración de que no hay emisiones de metano, según proceda, en relación con dichos pozos, que incluya, como mínimo, los elementos indicados en el anexo V, parte 1, y lo pondrán a disposición del público, siempre que:

- a) a más tardar el 5 de agosto de 2025, se haya incluido en el inventario al menos el 20 % de esos pozos, dando prioridad a la inclusión de los pozos inactivos y los pozos taponados temporalmente;
- b) a más tardar el 5 de agosto de 2026, se haya incluido en el inventario al menos el 40 % de esos pozos;
- c) cada doce meses después del 5 de agosto de 2026 se incluya en el inventario al menos un 15 % más de esos pozos;
- d) todos los pozos estén incluidos en el inventario a más tardar el 5 de agosto de 2030.

Dicho plan estará sujeto a la aprobación de las autoridades competentes.

3. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 4, los informes que contengan información sobre la cuantificación de las emisiones de metano y, cuando existan equipos de seguimiento de la presión, información sobre el seguimiento de la presión de todos los pozos inactivos y los pozos taponados temporalmente se presentarán a las autoridades competentes a más tardar el 5 de mayo de 2026 y, a partir de entonces, a más tardar el 31 de mayo de cada año.

Dichos informes incluirán la cuantificación de las emisiones de metano a la atmósfera y al agua e información sobre el seguimiento de la presión, cuando proceda, utilizando las normas o prescripciones técnicas establecidas en virtud del artículo 32. Hasta la fecha de aplicación de dichas normas o prescripciones técnicas, los operadores y los Estados miembros, según proceda, seguirán las prácticas industriales más avanzadas y utilizarán las mejores tecnologías disponibles para la medición y cuantificación de las emisiones de metano.

Cuando los operadores o los Estados miembros notifiquen las emisiones de metano en el marco de acuerdos internacionales o regionales en los que la Unión o el Estado miembro de que se trate sean parte, los informes a que se refiere el presente apartado podrán incluir información notificada en el marco de dichos acuerdos.

Los informes relativos a los pozos inactivos y los pozos taponados temporalmente situados en Estados miembros que tengan en total al menos 40 000 pozos inactivos, pozos taponados temporalmente y pozos taponados permanentemente y abandonados se presentarán a más tardar doce meses a partir de la inclusión de cada uno de los pozos en el inventario y, a partir de entonces, el 31 de mayo de cada año.

4. Cuando se proporcione a las autoridades competentes la cuantificación de las emisiones de metano y, cuando existan equipos de seguimiento de la presión, datos del seguimiento de la presión que demuestren que no ha habido emisiones de metano procedentes de un pozo terrestre taponado temporalmente durante los últimos cinco años, el apartado 3 dejará de aplicarse a ese pozo.

Cuando se proporcione a las autoridades competentes la cuantificación de las emisiones de metano y, cuando existan equipos de seguimiento de la presión, datos del seguimiento de la presión que demuestren que no ha habido emisiones de metano procedentes de un pozo marino inactivo o taponado temporalmente durante los últimos tres años, el apartado 3 dejará de aplicarse a ese pozo.

5. Cuando se aporten a las autoridades competentes pruebas fiables de cantidades considerables de emisiones de metano en un pozo marino inactivo o taponado temporalmente después del período de tiempo indicado en el apartado 4, o un pozo taponado permanentemente y abandonado, y cuando esas pruebas hayan sido confirmadas por un tercero independiente, las autoridades competentes decidirán sobre la aplicación a dicho pozo de las obligaciones establecidas en el presente artículo para los pozos taponados temporalmente.

6. Cuando se detecten emisiones de metano en pozos inactivos, pozos taponados temporalmente o pozos taponados permanentemente y abandonados, los Estados miembros, o los responsables con arreglo al apartado 8, adoptarán todas las medidas necesarias de que dispongan para sanear, rehabilitar y taponar permanentemente dichos pozos, según proceda, cuando sea técnicamente viable y teniendo en cuenta el impacto medioambiental de las obras necesarias en vista de la reducción asociada de las emisiones de metano.

7. Antes de presentarlos a las autoridades competentes, los informes a que se refiere el apartado 3 del presente artículo serán evaluados por un verificador e incluirán una declaración de verificación expedida de conformidad con el artículo 8.

8. Los Estados miembros velarán por que los operadores cumplan las obligaciones establecidas en los apartados 3 a 7 y en el apartado 9. Cuando un operador, propietario, licenciario o alguien que sea de otro modo responsable del pozo con arreglo al Derecho nacional aporte a la autoridad competente pruebas adecuadas y fiables para demostrar que no dispone de los medios financieros suficientes para cumplir dichas obligaciones o cuando no pueda determinarse a los responsables, la responsabilidad por dichas obligaciones recaerá en el Estado miembro.

9. A más tardar el 5 de agosto de 2026, los Estados miembros, o los responsables con arreglo al apartado 8, prepararán un plan de mitigación para sanear, rehabilitar y taponar permanentemente los pozos inactivos y los pozos taponados temporalmente, que incluya, como mínimo, los elementos indicados en el anexo V, parte 2, y lo ejecutarán en un plazo de doce meses a partir de la presentación del primer informe a que se refiere el apartado 3.

Como excepción a lo dispuesto en el párrafo primero, cuando un Estado miembro o los responsables con arreglo al apartado 8 puedan demostrar que la ejecución de dicho plan de mitigación no es posible en ese plazo, debido a consideraciones técnicas, administrativas o de seguridad, podrán retrasar su ejecución. El plan de mitigación incluirá todas las pruebas necesarias que justifiquen esa decisión. En tales casos, la ejecución se realizará lo antes posible, velando por que la fecha final de las medidas de mitigación para cada pozo no exceda de tres años a partir de la presentación del primer informe a que se refiere el apartado 3.

Las autoridades competentes podrán exigir a los responsables que modifiquen el plan de mitigación teniendo en cuenta los requisitos del presente Reglamento.

Los Estados miembros, o los responsables con arreglo al apartado 8, actualizarán el plan de mitigación periódicamente, en consonancia con el inventario a que se refiere el apartado 1 y los informes a que se refiere el apartado 3, así como con cualquier cambio o nueva información que se derive de ellos, y sobre la base de una evaluación sólida que tenga en cuenta los hallazgos científicos más actualizados y las mejores técnicas disponibles.

Los planes de mitigación utilizarán los inventarios a que se refiere el apartado 1 y los informes a que se refiere el apartado 3 para determinar la prioridad de las actividades, lo que incluye:

- a) sanear, rehabilitar y taponar permanentemente los pozos;
- b) rehabilitar las vías de acceso correspondientes o el suelo circundante bajo el agua, según proceda;
- c) restaurar el suelo, el agua, el fondo marino y el hábitat afectados por los pozos y las operaciones previas;
- d) realizar el seguimiento para garantizar que los pozos taponados no sean una fuente de emisiones de metano de conformidad con el presente artículo.

10. Las autoridades competentes revisarán y pondrán a disposición del público y de la Comisión, de conformidad con el artículo 5, apartado 4, los informes y los planes de mitigación contemplados en el presente artículo, en el plazo de tres meses a partir de su presentación por un operador o la finalización de un plan de mitigación por un Estado miembro.

11. Sin perjuicio de lo dispuesto en las Directivas 2008/56/CE y 2013/30/UE, las autoridades competentes podrán decidir eximir de los requisitos establecidos en los apartados 3 o 9 del presente artículo, a los pozos marinos de petróleo y de gas situados en el agua a una profundidad superior a los 700 metros en caso de que se puedan aportar pruebas sólidas de que es muy probable que el efecto en el clima de las posibles emisiones de metano procedentes de dichos pozos sea insignificante.

12. Sin perjuicio de lo dispuesto en las Directivas 2008/56/CE y 2013/30/UE, y siempre que reciba la aprobación de las autoridades competentes, se podrá eximir de los requisitos establecidos en los apartados 3 o 9 del presente artículo a los pozos marinos taponados temporalmente y los pozos marinos taponados permanentemente y abandonados situados en el agua a una profundidad de entre 200 y 700 metros en caso de que el operador pueda demostrar que es muy probable que el efecto en el clima de las posibles emisiones de metano procedentes de dichos pozos sea insignificante mediante la referencia a una evaluación de impacto medioambiental realizada antes de la perforación o después de accidentes sobrevenidos durante las operaciones.

CAPÍTULO 4

EMISIONES DE METANO EN EL SECTOR DEL CARBÓN

Sección I

Seguimiento e información de minas de carbón activas

Artículo 19

Ámbito de aplicación

1. La presente sección se aplica a las minas de carbón activas, tanto subterráneas como a cielo abierto.
2. Las emisiones de metano derivadas de minas de carbón subterráneas activas incluyen las emisiones siguientes:
 - a) emisiones de metano procedentes de todos los pozos de ventilación utilizados por el operador minero;
 - b) emisiones de metano procedentes de las estaciones de drenaje y del sistema de drenaje de metano, ya sea como resultado de un venteo deliberado o involuntario, o de una combustión en antorcha incompleta;
 - c) emisiones de metano que ocurran durante las actividades posteriores a la extracción y dentro de la zona de la mina de carbón.
3. Las emisiones de metano derivadas de minas de carbón a cielo abierto activas incluyen las emisiones siguientes:
 - a) emisiones de metano que ocurran en la mina de carbón durante el proceso de extracción;
 - b) emisiones de metano que ocurran durante las actividades posteriores a la extracción y dentro de la zona de la mina de carbón.

Artículo 20

Seguimiento e información

1. En el caso de las minas de carbón subterráneas, los operadores mineros realizarán mediciones continuas directas a nivel de fuente y cuantificaciones en todas las salidas de los pozos de ventilación. Los operadores mineros comunicarán a las autoridades competentes las emisiones de metano por pozo de ventilación y por año en kilotoneladas de metano, medidas utilizando equipos y metodologías que tengan especificada una tolerancia de 0,5 kilotoneladas de metano por año o del 5 % de la cantidad comunicada, si este valor es inferior.
2. Los operadores de estaciones de drenaje realizarán mediciones continuas directas a nivel de fuente y cuantificaciones de las emisiones totales de metano venteado y quemado en antorcha, independientemente de los motivos del venteo y la combustión en antorcha.
3. En el caso de las minas de carbón a cielo abierto, los operadores mineros utilizarán factores de emisión de metano de minas de carbón específicos del yacimiento para cuantificar las emisiones de metano derivadas de actividades de extracción. Los operadores mineros establecerán estos factores de emisión con una frecuencia trimestral, siguiendo los estándares científicos adecuados y teniendo en cuenta las emisiones de metano de los estratos circundantes.
4. Las mediciones y cuantificaciones a que se refieren los apartados 1, 2 y 3 se realizarán de conformidad con las normas o prescripciones técnicas aplicables establecidas con arreglo al artículo 32. Hasta la fecha de aplicación de dichas normas o prescripciones técnicas, los operadores mineros seguirán las prácticas industriales más avanzadas y utilizarán las mejores tecnologías disponibles para la medición y cuantificación de las emisiones de metano. Los operadores mineros proporcionarán a las autoridades competentes y a los verificadores información sobre las normas, incluidas las normas internacionales, o metodologías utilizadas.

Por lo que respecta a las mediciones continuas directas a nivel de fuente y a las cuantificaciones a que se refieren los apartados 1 y 2, cuando parte del equipo de medición no esté en funcionamiento durante un período determinado, las lecturas realizadas durante los períodos en que el equipo estaba en funcionamiento podrán utilizarse para estimar a prorrata los datos correspondientes al período en que el equipo no haya estado en funcionamiento.

El equipo utilizado para las mediciones continuas directas a nivel de fuente y las cuantificaciones a que se refieren los apartados 1 y 2 estará en funcionamiento durante más del 90 % del período en el que se utilice para vigilar las emisiones de metano, excluyendo el tiempo de inactividad necesario para la recalibración y las reparaciones.

5. Cuando proceda, los operadores mineros estimarán las emisiones de metano posteriores a la extracción del carbón utilizando factores de emisión posteriores a la extracción del carbón, actualizados anualmente, a partir de muestras de carbón específicas del yacimiento y siguiendo los estándares científicos adecuados.

6. A más tardar el 5 de agosto de 2025 y, a partir de entonces, a más tardar el 31 de mayo de cada año, los operadores mineros y los operadores de estaciones de drenaje presentarán a las autoridades competentes un informe que contenga los datos anuales de las emisiones de metano a nivel de fuente de conformidad con el presente artículo.

Dicho informe cubrirá el último año natural para el que se disponga de datos e incluirá los elementos establecidos en el anexo VI, parte 1, en el caso de las minas de carbón subterráneas activas, el anexo VI, parte 2, en el caso de las minas de carbón a cielo abierto activas, y el anexo VI, parte 3, en el caso de las estaciones de drenaje.

Antes de presentarlos a las autoridades competentes, los operadores mineros y los operadores de estaciones de drenaje se asegurarán de que los informes a que se refiere el presente apartado sean evaluados por un verificador e incluyan una declaración de verificación expedida de conformidad con el artículo 8.

7. Las autoridades competentes pondrán a disposición del público y de la Comisión, de conformidad con el artículo 5, apartado 4, los informes a que se refiere el presente artículo en el plazo de tres meses a partir de su presentación por los operadores mineros.

Sección II

Mitigación de las emisiones de metano procedentes de minas de carbón subterráneas activas

Artículo 21

Ámbito de aplicación

La presente sección se aplica a las emisiones de metano procedentes de las minas de carbón subterráneas a que se refiere el artículo 19, apartado 2.

Artículo 22

Medidas de mitigación

1. A partir del 1 de enero de 2025, se prohíbe la combustión en antorcha diseñada con una eficiencia de destrucción y eliminación inferior al 99 % y el venteo del metano procedente de los sistemas de drenaje, a excepción de casos de emergencia o mal funcionamiento o cuando sea inevitable y estrictamente necesario recurrir a ellos para el mantenimiento y a excepción del venteo a que se refiere el apartado 2. En tales casos, los operadores de estaciones de drenaje únicamente ventearán cuando la combustión en antorcha no sea técnicamente viable o ponga en peligro la seguridad de las operaciones o del personal. En tal situación, como parte de las obligaciones de notificación establecidas en el artículo 23, los operadores de estaciones de drenaje demostrarán a las autoridades competentes la necesidad del venteo en lugar de la combustión en antorcha.

2. A partir del 1 de enero de 2027, salvo en caso de emergencia, se prohíbe el venteo de metano a través de los pozos de ventilación en las minas de carbón, distintas de las minas de hulla coquizable, que emitan más de cinco toneladas de metano por kilotonelada de carbón extraído.

A partir del 1 de enero de 2031, salvo en caso de emergencia, se prohíbe el venteo de metano a través de los pozos de ventilación en las minas de carbón, distintas de las minas de hulla coquizable, que emitan más de tres toneladas de metano por kilotonelada de carbón extraído.

Dichos umbrales se aplicarán por año, por mina y por operador, si una entidad explota varias minas de carbón.

Las medidas adoptadas de conformidad con el presente apartado no deberán provocar un deterioro de la seguridad de los trabajadores.

3. A más tardar el 5 de agosto de 2027, la Comisión adoptará un acto delegado de conformidad con el artículo 34 para completar el presente Reglamento mediante el establecimiento de restricciones para el venteo de metano procedente de los pozos de ventilación de minas de hulla coquizable.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 107 y 108 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), los Estados miembros podrán utilizar un sistema de incentivos para reducir las emisiones de metano basado en tasas, gravámenes o las sanciones a que se refiere el artículo 33, a fin de garantizar que los operadores de minas de carbón existentes cumplan las obligaciones establecidas en los apartados 1 y 2 del presente artículo.

Artículo 23

Notificación de incidentes de venteo e incidentes de combustión en antorcha

1. A partir del 1 de enero de 2025, los operadores de las estaciones de drenaje notificarán a las autoridades competentes todos los incidentes de venteo y todos los incidentes de combustión en antorcha diseñados con una eficiencia de destrucción y eliminación inferior al 99 %:

- a) causados por una emergencia o un mal funcionamiento;
- b) que sucedan de manera inevitable, debido a operaciones de mantenimiento del sistema de drenaje.

Dicha notificación se efectuará de conformidad con el anexo VII, sin demora después del incidente y, a más tardar, en un plazo de cuarenta y ocho horas a partir del inicio del incidente o del momento en que el operador haya tenido conocimiento de él.

2. Las autoridades competentes pondrán a disposición del público y de la Comisión la información presentada en virtud del presente artículo con una periodicidad anual de conformidad con el artículo 5, apartado 4.

Sección III

Emisiones de metano procedentes de minas de carbón subterráneas cerradas y minas de carbón subterráneas abandonadas

Artículo 24

Ámbito de aplicación

La presente sección se aplica a las siguientes emisiones de metano procedentes de minas de carbón subterráneas cerradas y minas de carbón subterráneas abandonadas en las que haya cesado la producción de carbón después del 3 de agosto de 1954:

- a) emisiones de metano procedentes de todos los pozos de ventilación que sigan emitiendo metano;
- b) emisiones de metano procedentes de equipos de extracción de carbón que hayan dejado de utilizarse;
- c) emisiones de metano procedentes de otras fuentes de emisión puntuales bien definidas que se especifican en el anexo VIII, parte 1.

Artículo 25

Seguimiento e información

1. A más tardar el 5 de agosto de 2025, los Estados miembros elaborarán y pondrán a disposición del público un inventario de todas las minas de carbón subterráneas cerradas y las minas de carbón subterráneas abandonadas situadas en su territorio o bajo su jurisdicción en las que hayan cesado las actividades después del 3 de agosto de 1954, confeccionado de conformidad con la metodología establecida en el anexo VIII, parte 1, y que incluya, como mínimo, los elementos indicados en dicho anexo VIII, parte 1.

2. A partir del 5 de mayo de 2026, se medirán las emisiones de metano en todas las minas de carbón subterráneas cerradas y las minas de carbón subterráneas abandonadas en las que hayan cesado las actividades después del 3 de agosto de 1954.

Se instalarán equipos de medición en todos los elementos enumerados en el anexo VIII, parte 1, punto 1.5, en los que se hayan detectado emisiones de metano superiores a 0,5 toneladas al año de acuerdo con el inventario del apartado 1 del presente artículo. Dichos equipos de medición realizarán mediciones directas a nivel de fuente o cuantificaciones a nivel de fuente siguiendo las normas aplicables o las prescripciones técnicas establecidas de conformidad con lo dispuesto en el artículo 32, como mínimo, una vez por hora y con una calidad suficiente para permitir una estimación representativa de las emisiones de metano anuales en todos los elementos enumerados en el anexo VIII, parte 1, punto 1.5, en los que se hayan

detectado emisiones de metano. Hasta la fecha de aplicación de dichas normas o prescripciones técnicas, los operadores mineros seguirán las prácticas industriales más avanzadas y utilizarán las mejores tecnologías disponibles para la medición y cuantificación de las emisiones de metano. Los operadores mineros proporcionarán a las autoridades competentes y a los verificadores información sobre las normas, incluidas las normas, prescripciones técnicas o metodologías utilizadas, europeas u otras internacionales.

Los equipos de medición estarán en funcionamiento durante más del 90 % del tiempo en el que se utilicen para hacer un seguimiento de las emisiones de metano, excluyendo el tiempo de inactividad necesario para la recalibración y la reparación.

3. Si las emisiones anuales de metano observadas en alguno de los elementos enumerados en el anexo VIII, parte 1, punto 1.5, son inferiores a una tonelada de metano durante seis años consecutivos en el caso de las minas de carbón subterráneas inundadas o durante doce años consecutivos en el caso de las minas de carbón subterráneas no inundadas, no se tomarán más medidas de seguimiento y notificación para ese elemento concreto.

4. A petición de los responsables, las autoridades competentes podrán eximir a las minas de carbón subterráneas cerradas y a las minas de carbón subterráneas abandonadas del cumplimiento de los requisitos de los apartados 2 y 3 del presente artículo y del anexo VIII, parte 1, punto 1.5, cuando los responsables demuestren que dichas minas han estado totalmente inundadas durante al menos diez años antes de la fecha de la petición.

Dicha solicitud irá acompañada de un informe de los responsables. En dicho informe se deberá demostrar la estabilización de las condiciones hidrogeológicas, así como de la ausencia de cantidades considerables de emisiones de metano procedentes de la mina de carbón en cuestión. Las autoridades competentes pondrán dicho informe a disposición del público de conformidad con el Derecho nacional.

5. Cuando las autoridades competentes reciban pruebas fiables acerca de las cantidades considerables de emisiones de metano procedentes de una mina de carbón subterránea cerrada o de una mina de carbón subterránea abandonada a que se refiere el apartado 4, se aplicarán a dicha mina de carbón las obligaciones establecidas en los apartados 2 y 3.

6. Los informes con las estimaciones de los datos anuales de emisiones de metano a nivel de fuente se presentarán a las autoridades competentes a más tardar el 5 de agosto de 2026 y, a partir de entonces, a más tardar el 31 de mayo de cada año.

Dichos informes incluirán el último año natural para el que se disponga de datos y los elementos enumerados en el anexo VIII, parte 2.

Antes de presentarlos a las autoridades competentes, los informes a que se refiere el presente apartado serán evaluados por un verificador. Incluirán una declaración de verificación expedida de conformidad con el artículo 8.

7. Los operadores mineros o los Estados miembros serán responsables del cumplimiento de los requisitos a que se refieren los apartados 2 a 6 del presente artículo en lo que respecta a las minas de carbón subterráneas cerradas. Los Estados miembros serán responsables del cumplimiento de los requisitos a que se refieren los apartados 2 a 6 del presente artículo en lo que respecta a las minas de carbón subterráneas abandonadas. En caso de usos alternativos de minas de carbón subterráneas abandonadas, el titular del permiso a que se refiere el artículo 26, apartado 3, será responsable del cumplimiento de los requisitos a que se refieren los apartados 2, 3 y 6 del presente artículo.

8. Las autoridades competentes pondrán a disposición del público y de la Comisión, de conformidad con el artículo 5, apartado 4, los informes a que se refiere el presente artículo en el plazo de tres meses a partir de su presentación por los responsables.

Artículo 26

Medidas de mitigación

1. Los Estados miembros, basándose en el inventario a que se refiere el artículo 25, elaborarán y aplicarán un plan de mitigación para las emisiones de metano procedentes de las minas de carbón subterráneas cerradas y las minas de carbón subterráneas abandonadas en las que hayan cesado las actividades después del 3 de agosto de 1954.

Dicho plan de mitigación se presentará a las autoridades competentes a más tardar el 5 de febrero de 2027. Incluirá hitos clave para su aplicación y, como mínimo, los elementos establecidos en el anexo VIII, parte 3.

2. A partir del 1 de enero de 2030, se prohíbe el venteo y la combustión en antorcha del metano procedente de los equipos mencionados en el artículo 25, apartado 2, salvo en caso de que la utilización del metano o la reducción de las

emisiones de metano sean técnicamente inviables o pongan en peligro la seguridad medioambiental, la seguridad de las personas, incluida la del personal, o la salud. En tales casos, como parte de las obligaciones de notificación establecidas en el artículo 25, los operadores mineros o los Estados miembros demostrarán la necesidad del venteo o la combustión en antorcha en lugar de la utilización del metano o la reducción de las emisiones de metano.

3. Se permitirá el uso alternativo de minas de carbón subterráneas abandonadas al término de un procedimiento de autorización adaptado al tipo concreto de uso alternativo previsto para la mina de carbón subterránea abandonada. El solicitante presentará a las autoridades competentes un plan detallado de medidas para evitar las emisiones de metano. El titular del permiso cumplirá las obligaciones de seguimiento, notificación y mitigación establecidas en el artículo 25 y en el presente artículo.

4. Sin perjuicio de la normativa sectorial de la Unión aplicable, en el caso de las minas de carbón subterráneas cerradas, se permitirá el uso de las mejores prácticas de mitigación existentes para reducir las emisiones de metano.

CAPÍTULO 5

EMISIONES DE METANO DEL PETRÓLEO CRUDO, GAS NATURAL Y CARBÓN COMERCIALIZADOS EN LA UNIÓN

Artículo 27

Requisitos aplicables a los importadores

1. A más tardar el 5 de mayo de 2025 y, a partir de entonces, a más tardar el 31 de mayo de cada año, los importadores proporcionarán la información indicada en el anexo IX a las autoridades competentes del Estado miembro en el que estén establecidos. Cuando los importadores no proporcionen dicha información, en su totalidad o en parte, aportarán una justificación razonable de dicho incumplimiento a dichas autoridades competentes e indicarán las actuaciones que hayan emprendido para obtener dicha información.

La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 34 para modificar el presente Reglamento cambiando la información obligatoria que deben proporcionar los importadores.

2. A más tardar el 5 de agosto de 2025 y, a partir de entonces, a más tardar el 31 de agosto de cada año, los Estados miembros presentarán a la Comisión la información proporcionada por los importadores.

La Comisión hará pública dicha información de conformidad con el artículo 30.

Artículo 28

Equivalencia de las medidas de seguimiento, notificación y verificación

1. A partir del 1 de enero de 2027, los importadores demostrarán, y notificarán de conformidad con el artículo 27, apartado 1, a las autoridades competentes del Estado miembro en el que estén establecidos que los contratos celebrados o renovados el 4 de agosto de 2024 o a partir de esa fecha para el suministro de petróleo crudo, gas natural o carbón producidos fuera de la Unión solo se aplican al petróleo crudo, el gas natural o el carbón que estén sometidos a medidas de seguimiento, notificación y verificación aplicadas a nivel del productor que sean equivalentes a las establecidas en el presente Reglamento.

2. En el caso de los contratos celebrados antes del 4 de agosto de 2024 para el suministro de petróleo crudo, gas natural o carbón producidos fuera de la Unión, los importadores harán todo lo razonable para exigir que el petróleo crudo, el gas natural o el carbón estén sometidos a medidas de seguimiento, notificación y verificación aplicadas a nivel del productor que sean equivalentes a las establecidas en el presente Reglamento. Entre esas medidas se podrá incluir la modificación de dichos contratos.

A partir del 1 de enero de 2027, los importadores informarán anualmente a las autoridades competentes del Estado miembro en el que estén establecidos de los resultados de dichas medidas como parte de la información que debe comunicarse de conformidad con el artículo 27, apartado 1, y, en caso de incumplimiento, aportarán una justificación razonable de dicho incumplimiento a dichas autoridades competentes e indicarán las actuaciones que hayan emprendido como parte de dichas medidas.

3. La Comisión formulará recomendaciones que contengan cláusulas modelo optativas relacionadas con la información que debe proporcionarse a efectos de los apartados 1 y 2, que deberán utilizar los importadores que comercialicen petróleo crudo, gas natural o carbón en la Unión en el proceso de modificación o renovación de contratos existentes o de firma de nuevos contratos de suministro de petróleo crudo, gas natural o carbón.

4. Las autoridades competentes de los Estados miembros protegerán la confidencialidad de la información recibida de los importadores en virtud del presente artículo, de conformidad con el Derecho de la Unión. Las autoridades competentes proporcionarán dicha información a la Comisión, que protegerá su confidencialidad de conformidad con el Derecho de la Unión.

5. A efectos del presente artículo, las medidas de seguimiento, notificación y verificación se considerarán equivalentes a las establecidas en el presente Reglamento en los casos siguientes:

a) cuando el petróleo crudo, el gas natural y el carbón estén sujetos a una verificación por terceros independientes equivalente a la prevista en los artículos 8 y 9 y el productor establecido en un tercer país aplique:

i) en el caso del petróleo crudo y el gas natural, medidas de seguimiento y notificación que garanticen la cuantificación de las emisiones de metano equivalentes a las establecidas en el artículo 12 o las medidas de seguimiento y notificación del nivel 5 de la OGMP 2.0,

ii) en el caso del carbón, medidas de seguimiento y notificación equivalentes a las establecidas en el artículo 20, o

b) cuando el tercer país haya implantado y aplique a los productores y exportadores establecidos en ese tercer país y que suministran petróleo crudo, gas natural o carbón al mercado de la Unión un marco regulador en materia de seguimiento, notificación y verificación que sea al menos equivalente al aplicado en la Unión; en particular, cuando el tercer país haya demostrado que dichos requisitos de seguimiento y notificación garantizan al menos una cuantificación a nivel de fuente y de emplazamiento y una notificación periódica equivalentes a las establecidas en el artículo 12, en el caso del petróleo crudo y el gas natural, y en el artículo 20, en el caso del carbón, y que existe una verificación efectiva por parte de un tercero independiente equivalente a la establecida en los artículos 8 y 9, así como una supervisión y un control del cumplimiento efectivos.

6. A efectos del apartado 5, letra b), la Comisión establecerá, mediante un acto de ejecución, el procedimiento y los requisitos relativos a las pruebas que debe aportar un tercer país para establecer la equivalencia. Dicho acto de ejecución se adoptará de conformidad con el procedimiento de examen a que se refiere el artículo 35, apartado 3.

El procedimiento para establecer la equivalencia podrá iniciarse a petición de un tercer país o de la Comisión.

La Comisión colaborará activamente con todos los terceros países que exporten petróleo crudo, gas natural o carbón al mercado de la Unión a fin de obtener su acuerdo para iniciar dicho procedimiento teniendo en cuenta la cantidad importada de esos terceros países y su potencial para reducir sus emisiones de metano.

La Comisión establecerá, mediante actos de ejecución, la equivalencia para cada tercer país pertinente, únicamente si el tercer país cumple todas las condiciones establecidas en el apartado 5, letra b), del presente artículo y se aportan todas las pruebas necesarias. Dichos actos de ejecución se adoptarán de conformidad con el procedimiento de examen a que se refiere el artículo 35, apartado 3, del presente Reglamento. La Comisión no adoptará dichos actos de ejecución cuando su adopción suponga eludir medidas restrictivas adoptadas en virtud del artículo 215 del TFUE que restrinjan la importación de petróleo crudo, gas natural o carbón.

La Comisión, mediante un acto de ejecución, podrá revocar la equivalencia en cualquier momento si el tercer país deja de cumplir, jurídicamente o en la práctica, las condiciones establecidas en el apartado 5, letra b), del presente artículo durante un período mínimo de doce meses. Dicho acto de ejecución se adoptará de conformidad con el procedimiento de examen a que se refiere el artículo 35, apartado 3. Antes de adoptar dicho acto de ejecución, la Comisión notificará al tercer país sus inquietudes y le dará la oportunidad de expresar su opinión.

A la hora de elaborar los actos de ejecución a los que se refiere el presente apartado, la Comisión informará al Grupo de coordinación para el petróleo y los productos petrolíferos, establecido por la Directiva 2009/119/CE del Consejo⁽²⁸⁾, al Grupo de Coordinación del Gas, establecido por el Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo⁽²⁹⁾, y al Grupo de Coordinación de la Electricidad, establecido por la Comisión, así como a otras partes interesadas pertinentes. Dichos actos de ejecución entrarán en vigor como mínimo treinta días naturales a partir de la fecha de su adopción.

7. Los importadores estarán exentos de las obligaciones en materia de notificación establecidas en los apartados 1 y 2 cuando importen petróleo crudo, gas natural o carbón de un tercer país para el que se haya establecido una equivalencia de conformidad con el apartado 6.

⁽²⁸⁾ Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos (DO L 265 de 9.10.2009, p. 9).

⁽²⁹⁾ 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).

8. A partir del 4 de agosto de 2024, cuando proceda y cumpliéndose los procedimientos aplicables, la Comisión propondrá e intentará que la Unión constituya marcos de cooperación con terceros países de los que la Unión importe petróleo crudo, gas natural o carbón para ayudarlos a establecer un sistema de seguimiento, notificación y verificación equivalente al establecido en el presente Reglamento. La Comisión no recomendará constituir dichos marcos de cooperación cuando estos suponga eludir medidas restrictivas adoptadas en virtud del artículo 215 del TFUE relativas a la importación de petróleo crudo, gas natural o carbón.

Artículo 29

Intensidad de metano de la producción de petróleo, gas natural y carbón

1. A más tardar el 5 de agosto de 2028 y posteriormente cada año, en el caso de los contratos de suministro celebrados o renovados el 4 de agosto de 2024 o a partir de esa fecha, los productores y, con arreglo al artículo 27, apartado 1, los importadores de la Unión notificarán a las autoridades competentes del Estado miembro en el que estén establecidos la intensidad de metano de la producción de petróleo crudo, gas natural y carbón que hayan comercializado en la Unión calculada de conformidad con la metodología establecida con arreglo al apartado 4 del presente artículo.

En el caso de los contratos de suministro celebrados antes del 4 de agosto de 2024, los productores y, con arreglo al artículo 27, apartado 1, los importadores de la Unión harán todo lo razonable para notificar a las autoridades competentes del Estado miembro en el que estén establecidos la intensidad de metano de la producción de petróleo crudo, gas natural y carbón que hayan comercializado en la Unión calculada de conformidad con la metodología establecida con arreglo al apartado 4 del presente artículo. A partir del 5 de agosto de 2028, los productores e importadores de la Unión que comercialicen petróleo crudo, gas natural o carbón en la Unión notificarán anualmente los resultados de esas actuaciones razonables a las autoridades competentes del Estado miembro en el que estén establecidos.

2. A más tardar el 5 de agosto de 2030 y posteriormente cada año, los productores e importadores de la Unión que comercialicen petróleo crudo, gas natural y carbón en la Unión con arreglo a contratos de suministro celebrados o renovados después del 5 de agosto de 2030 demostrarán a las autoridades competentes del Estado miembro en el que estén establecidos que la intensidad de metano de la producción de petróleo crudo, gas natural y carbón que hayan comercializado en la Unión, calculada de conformidad con la metodología establecida con arreglo al apartado 4, es inferior a los valores máximos de intensidad del metano fijados con arreglo al apartado 6 para promover la reducción de las emisiones mundiales de metano para dichos productos.

3. Las autoridades competentes de los Estados miembros protegerán la confidencialidad de la información recibida de los productores e importadores de la Unión en virtud del presente artículo, de conformidad con el Derecho de la Unión. Las autoridades competentes proporcionarán dicha información a la Comisión, que protegerá su confidencialidad, de conformidad con el Derecho de la Unión.

4. A más tardar el 5 de agosto de 2027, la Comisión adoptará un acto delegado de conformidad con el artículo 34 para completar el presente Reglamento estableciendo la metodología para calcular, a nivel del productor, la intensidad de metano de la producción de petróleo crudo, gas natural y carbón comercializados en la Unión. Dicha metodología tendrá en cuenta los diferentes procesos de producción y condiciones del emplazamiento, así como las metodologías y las mejores prácticas internacionales existentes para calcular la intensidad de metano. Dicha metodología no será discriminatoria y se basará en criterios transparentes y objetivos. A la hora de elaborar dichos actos delegados, la Comisión informará al Grupo de Coordinación para el petróleo y los productos petrolíferos, al Grupo de Coordinación del Gas, al Grupo de Coordinación de la Electricidad, así como a otras partes interesadas pertinentes.

5. A más tardar el 5 de agosto de 2029, la Comisión evaluará el posible efecto de los distintos niveles de valores máximos de intensidad de metano asociados a la producción de petróleo crudo, gas natural y carbón comercializados en la Unión a nivel del productor, y presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo. Dicho informe incluirá una evaluación de la posible reducción de las emisiones mundiales de metano y de sus repercusiones en la seguridad del suministro energético a escala nacional y de la Unión y en la competitividad de la economía de la Unión, así como las posibles distorsiones del mercado mundial y regional. Dicho informe también incluirá una evaluación del mercado con respecto a la intensidad de metano de los suministros actuales y futuros a la Unión hasta 2049 mediante contratos a largo plazo y adquisiciones en el mercado al contado. Dicha evaluación analizará la situación por Estado miembro, teniendo en cuenta los compromisos contractuales contraídos antes del 4 de agosto de 2024, las capacidades de infraestructura energética y las posibles limitaciones.

6. A partir de la evaluación a que se refiere el apartado 5 y con criterios objetivos, la Comisión adoptará actos delegados de conformidad con el artículo 34, que completen el presente Reglamento estableciendo los valores máximos de intensidad de metano asociados al petróleo crudo, al gas natural y al carbón comercializados en la Unión a nivel de productor. Dichos actos delegados serán coherentes con la metodología para calcular la intensidad de metano de la producción de petróleo crudo, gas natural y carbón comercializados en la Unión establecida de conformidad con el presente artículo. También especificarán diferentes clases de intensidad de metano para el petróleo crudo, el gas natural y el carbón. Dichos valores máximos de intensidad de metano se determinarán por separado para el petróleo crudo, el gas natural y el carbón, y abarcarán la clase o clases con mejores resultados. Dichos valores máximos de intensidad de metano y las clases de intensidad de metano tendrán en cuenta las diferentes fuentes, procesos de producción y condiciones del emplazamiento y se fijarán a niveles que promuevan la reducción de las emisiones mundiales de metano asociadas con el petróleo crudo, el

gas natural y el carbón comercializados en la Unión, preservando al mismo tiempo la seguridad del suministro energético a escala de la Unión y nacional, garantizando una distribución equilibrada de los volúmenes de petróleo crudo, gas natural y carbón comercializados en la Unión, y un trato no discriminatorio, así como protegiendo la competitividad de la economía de la Unión.

Artículo 30

Base de datos de transparencia sobre el metano y perfiles de rendimiento del metano

1. A más tardar el 5 de febrero de 2026, la Comisión creará y mantendrá una base de datos de transparencia sobre el metano, en la que se incluirá información pertinente acerca de los Estados miembros y terceros países, empresas e importadores y los volúmenes de petróleo crudo, gas natural y carbón comercializados en la Unión, en particular la información que se le haya presentado en virtud del artículo 12, apartado 8, el artículo 18, apartado 10, el artículo 20, apartado 7, el artículo 23, apartado 2, el artículo 25, apartado 8, el artículo 27, apartado 2, el artículo 28, apartado 4, y el artículo 29, apartado 3.
2. Además de la información mencionada en el apartado 1, la base de datos incluirá como mínimo la información siguiente:
 - a) una lista de terceros países en los que se produce petróleo crudo, gas natural o carbón y desde los que se exporta a la Unión;
 - b) para cada Estado miembro o tercer país a que se refiere la letra a), la información siguiente:
 - i) si dispone de medidas reguladoras obligatorias sobre las emisiones de metano procedentes del sector energético que abarquen las disposiciones del presente Reglamento en lo que respecta a la medición, notificación, verificación y mitigación de las emisiones de metano del sector energético, en particular las restricciones al venteo y la combustión en antorcha,
 - ii) si ha firmado el Acuerdo de París aprobado en virtud de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y si se ha adherido al Compromiso Mundial sobre el Metano,
 - iii) si presenta informes sobre el inventario nacional de conformidad con los requisitos de la CMNUCC, cuando proceda,
 - iv) si los informes sobre el inventario nacional presentados con arreglo a la CMNUCC incluyen, cuando proceda, informes de nivel 3 sobre las emisiones de metano en el sector energético y especifican las categorías de emisiones de metano notificadas en el nivel 3,
 - v) la cantidad de emisiones de metano en el sector energético especificada en los informes sobre el inventario nacional presentados con arreglo a la CMNUCC, cuando proceda, y si esos datos han sido objeto de una verificación independiente,
 - vi) enlaces electrónicos a fuentes de datos nacionales con información sobre las emisiones de metano en el sector energético, cuando se disponga de ellos;
 - c) para cada Estado miembro, una lista de los importadores que comercializan petróleo crudo, gas natural o carbón en la Unión;
 - d) para cada tercer país a que se refiere la letra a), la información siguiente:
 - i) una lista de los productores o exportadores de petróleo crudo, gas natural o carbón a la Unión, según proceda, y si forman parte de alguna iniciativa mundial para la reducción de las emisiones de metano, como la OGMP o la Iniciativa de Eliminación de la Combustión Rutinaria en Antorcha,
 - ii) valores indicativos que estimen las emisiones de metano relacionadas con el transporte de petróleo crudo, gas natural y carbón.

La base de datos de transparencia sobre el metano servirá como herramienta de información que deberá estar a disposición del público de forma gratuita.

La base de datos de transparencia sobre el metano indicará dónde han verificado los terceros independientes la calidad y fiabilidad de la información remitida.

3. A más tardar el 5 de agosto de 2026, la Comisión publicará, a partir de la información disponible en la base de datos de transparencia sobre el metano, los perfiles de rendimiento del metano de los Estados miembros y de los productores o importadores de la Unión, según proceda, que comercializan petróleo crudo, gas natural o carbón en la Unión, así como de los terceros países de los que la Unión importa petróleo crudo, gas natural o carbón y de productores o exportadores de terceros países que los suministran a la Unión.
4. Los perfiles de rendimiento del metano publicados de conformidad con el apartado 3 se actualizarán anualmente y contendrán, como mínimo y según proceda:
 - a) las emisiones de metano relacionadas con el petróleo crudo, el gas natural y el carbón comercializados en la Unión y una evaluación de la calidad de los datos de las emisiones de metano notificadas, que incluya el nivel de notificación de la OGMP 2.0, cuando proceda;
 - b) una evaluación de la labor de seguimiento, notificación y reducción de las emisiones de metano realizada por los productores o importadores de la Unión y por productores o exportadores de terceros países que comercialicen petróleo crudo, gas natural o carbón en la Unión, también por regiones, cuando proceda;
 - c) un análisis de los eventos superemisores que hayan sucedido en los Estados miembros o en terceros países de los que la Unión importe petróleo crudo, gas natural o carbón, y del modo en que se hayan tratado.
5. Los perfiles de rendimiento del metano publicados de conformidad con el apartado 3 se pondrán a disposición del público en línea de forma gratuita.
6. El presente artículo se aplicará sin perjuicio de lo dispuesto en la Directiva (UE) 2016/943.

Artículo 31

Instrumento de seguimiento mundial del metano y mecanismo de reacción rápida

1. A más tardar el 5 de agosto de 2026, la Comisión creará un instrumento de seguimiento mundial del metano basado en datos de satélite y en información procedente de varios proveedores y servicios de datos certificados, incluido el componente Copernicus del Programa Espacial de la Unión creado mediante el Reglamento (UE) 2021/696. A tal fin, la Comisión podrá utilizar instrumentos o marcos internacionales existentes, de haberlos.

El instrumento de seguimiento mundial del metano se pondrá a disposición del público y proporcionará actualizaciones periódicas sobre, como mínimo, el acaecimiento, la magnitud y la ubicación de eventos que resulten en elevadas emisiones de metano procedentes de fuentes de energía dentro o fuera de la Unión.

2. A más tardar el 5 de febrero de 2026, la Comisión establecerá un mecanismo de reacción rápida para hacer frente a los eventos superemisores.

La Comisión notificará sin demora todo evento superemisor detectado al Estado miembro o al tercer país, según proceda, en cuya jurisdicción haya sucedido. Cuando sea posible, la Comisión también lo notificará al productor relacionado con la fuente o el conjunto de fuentes conectadas que emitan el metano. Esa notificación incluirá una solicitud de comunicación inmediata de información adicional sobre el evento superemisor y las medidas correctoras adoptadas o previstas para detenerlo o mitigar sus efectos, junto con el plazo en el que hayan de efectuarse tales medidas. La Comisión establecerá todos los contactos necesarios para obtener y verificar la información recibida acerca del evento, lo que se efectuará también, cuando proceda, en cooperación con las organizaciones internacionales competentes. A tal fin, la Comisión podrá utilizar instrumentos o marcos internacionales existentes, de haberlos.

3. La Comisión propondrá entablar diálogos bilaterales, en nombre de la Unión, con terceros países de los que la Unión importe petróleo crudo, gas natural o carbón, con el fin de establecer un marco para el intercambio de información y un sistema de detección precoz y alerta para detectar y alertarse mutuamente de la aparición de eventos superemisores y de las medidas correctoras adoptadas o que hayan de adoptarse para prevenirlos o detenerlos. Dichos diálogos también tendrán por objeto determinar formas de acelerar la reducción de las emisiones de metano en el sector energético, y, en caso necesario, podrán ofrecer un intercambio de las mejores prácticas y asesoramiento para establecer medidas de seguimiento, notificación, verificación y reducción equivalentes a las establecidas en el presente Reglamento.

La Comisión no propondrá entablar diálogos bilaterales con terceros países cuando ello suponga eludir las medidas restrictivas adoptadas en virtud del artículo 215 del TFUE sobre la importación de petróleo crudo, gas natural y carbón.

4. A partir del seguimiento realizado en el contexto de los diálogos a que se refieren los apartados 2 y 3, la Comisión mantendrá informados al Parlamento Europeo y al Consejo sobre las notificaciones de eventos superemisores y sobre la aplicación de medidas correctoras en la Unión y en terceros países de los que la Unión importe petróleo crudo, gas natural o carbón y sobre cualquier posible repercusión en la seguridad del abastecimiento energético a escala de la Unión y nacional.

5. El presente artículo se aplicará sin perjuicio de lo dispuesto en la Directiva (UE) 2016/943.

CAPÍTULO 6

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 32

Normas y prescripciones técnicas

1. La Comisión, de conformidad con el artículo 10, apartados 1 a 5 del Reglamento (UE) n.º 1025/2012, solicitará a una o varias organizaciones europeas de normalización que elaboren normas armonizadas para:

- a) la medición y cuantificación de las emisiones de metano a que se refiere el artículo 12, apartado 5;
- b) las campañas de LDAR a que se refiere el artículo 14, apartado 1;
- c) el equipo a que se refiere el artículo 15, apartados 3 y 5;
- d) la cuantificación de las emisiones de metano a que se refiere el artículo 18, apartado 3, y
- e) la medición y cuantificación de las emisiones de metano a que se refieren el artículo 20, apartado 4, y el artículo 25, apartado 2.

Cuando reciba un proyecto de norma de una organización europea de normalización, la Comisión evaluará su conformidad con la solicitud de normalización correspondiente, con el presente Reglamento y con cualquier otra normativa aplicable de la Unión.

La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 34 para completar el presente Reglamento estableciendo normas obligatorias —o partes de ellas—, según lo dispuesto en el presente apartado.

2. Cuando no se haya adoptado ningún acto delegado de conformidad con el apartado 1 del presente artículo, la Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 34 para completar el presente Reglamento estableciendo prescripciones técnicas obligatorias —o partes de ellas—, a efectos de:

- a) la medición y cuantificación de las emisiones de metano a que se refiere el artículo 12, apartado 5;
- b) las campañas de LDAR a que se refiere el artículo 14, apartado 1;
- c) el equipo a que se refiere el artículo 15, apartados 3 y 5;
- d) la cuantificación de las emisiones de metano a que se refiere el artículo 18, apartado 3, y
- e) la medición y cuantificación de las emisiones de metano a que se refieren el artículo 20, apartado 4, y el artículo 25, apartado 2.

La Comisión únicamente podrá adoptar dichos actos delegados cuando haya dirigido una solicitud de normalización a una o varias organizaciones europeas de normalización y se cumpla una de las condiciones siguientes:

- a) que la solicitud no haya sido aceptada;
- b) que las normas solicitadas no se hayan entregado en el plazo establecido;
- c) que las normas elaboradas por las organizaciones europeas de normalización no se atengan a la solicitud, o
- d) que las normas elaboradas por la organización europea de normalización se consideren insuficientes para cubrir total o parcialmente los requisitos del presente Reglamento.

*Artículo 33***Sanciones**

1. Los Estados miembros establecerán el régimen de sanciones aplicables a cualquier infracción del presente Reglamento y adoptarán todas las medidas necesarias para garantizar su ejecución.

Tales sanciones serán efectivas, proporcionadas y disuasorias e incluirán, como mínimo:

- a) multas proporcionales al daño medioambiental y a los efectos en la seguridad y salud de las personas, que se fijen en un nivel que:
 - i) al menos, prive a los responsables de manera efectiva de los beneficios económicos derivados de la infracción, y
 - ii) aumente gradualmente en caso de infracciones graves reiteradas;
- b) multas coercitivas para obligar a los operadores, empresas, operadores mineros o importadores a poner fin a una infracción, cumplir una decisión que imponga medidas de reparación o medidas correctoras, proporcionar información o someterse a una inspección, según proceda.

A más tardar el 5 de agosto de 2025, los Estados miembros comunicarán a la Comisión el régimen establecido y las medidas adoptadas, y le notificarán sin demora toda modificación posterior.

2. Los Estados miembros garantizarán, de conformidad con el Derecho nacional, que las autoridades competentes estén facultadas para imponer al menos las siguientes sanciones administrativas y medidas administrativas por las infracciones del artículo 12, el artículo 14, apartado 14, el artículo 16, apartado 2, el artículo 20, el artículo 23, apartado 1, el artículo 27, apartado 1, el artículo 28, apartados 1 y 2, y el artículo 29, apartados 1 y 2, siempre que no pongan en peligro la seguridad del suministro energético:

- a) adoptar una decisión por la que se exija a la persona que ponga fin a la infracción;
- b) disponer el decomiso de los beneficios obtenidos o las pérdidas evitadas gracias a las infracciones, en la medida en que puedan determinarse;
- c) emitir advertencias o avisos públicos;
- d) adoptar una decisión por la que se impongan multas coercitivas;
- e) adoptar una decisión por la que se impongan multas administrativas.

En el caso de las personas jurídicas, el importe de las multas administrativas a que se refiere la letra e) no superará el 20 % del volumen de negocios anual del ejercicio anterior. En el caso de las personas físicas, el importe de dichas multas no superará el 20 % de los ingresos anuales del año natural anterior.

3. Cuando el ordenamiento jurídico del Estado miembro no prevea multas administrativas, los órganos jurisdiccionales nacionales competentes podrán imponerlas a petición de las autoridades competentes. Dichas multas serán efectivas y tendrán un efecto equivalente al de las multas administrativas impuestas por autoridades administrativas.

4. En el ejercicio de las facultades que les confiere el presente artículo, las autoridades competentes cooperarán estrechamente para garantizar que dichas facultades se ejerzan y que las sanciones administrativas y las medidas administrativas que impongan se conciban y apliquen de manera eficaz y coherente en toda la Unión.

5. Se sancionarán, como mínimo, las infracciones siguientes:

- a) el incumplimiento por parte de los operadores, empresas, operadores mineros o importadores de la obligación de proporcionar a las autoridades competentes o a los verificadores la asistencia necesaria para el desempeño de sus funciones de conformidad con el presente Reglamento;
- b) el incumplimiento por parte de los operadores u operadores mineros de las medidas establecidas en los informes de inspección a que se refiere el artículo 6, apartados 5 y 6;
- c) el incumplimiento por parte de los operadores u operadores mineros de la obligación de presentar los informes sobre emisiones de metano exigidos por el artículo 12, el artículo 18, apartado 3, el artículo 20 y el artículo 25, apartado 6, incluida la declaración de verificación expedida por un verificador independiente de conformidad con el artículo 8, apartado 4;

- d) el incumplimiento por parte de los operadores de la obligación de presentar un programa LDAR de conformidad con el artículo 14, apartado 1, o de efectuar una campaña de LDAR de conformidad con el artículo 14, apartados 2, 5 y 6;
 - e) el incumplimiento por parte de los operadores de la obligación de reparar o sustituir los componentes, de controlar continuamente los componentes y de registrar las fugas de conformidad con el artículo 14, apartados 8 a 13;
 - f) el incumplimiento por parte de los operadores de la obligación de presentar un informe de conformidad con el artículo 14, apartado 14;
 - g) el venteo o la combustión en antorcha, incluida la combustión rutinaria en antorcha, por parte de operadores u operadores mineros, excepto en las situaciones previstas en el artículo 15, apartados 2 y 3, el artículo 22, apartados 1 y 2, y el artículo 26, apartado 2;
 - h) el incumplimiento por parte de los operadores u operadores mineros de la obligación de demostrar la necesidad de utilizar el venteo en lugar de la combustión en antorcha y la necesidad de utilizar la combustión en antorcha en lugar de la reinyección, la utilización in situ, el almacenamiento para uso posterior o el envío de metano al mercado, en el caso de los operadores, o de la utilización o la mitigación, en el caso de los operadores mineros, de conformidad con el artículo 15, apartados 4 y 6, el artículo 22, apartados 1 y 2 y el artículo 26, apartado 2;
 - i) el incumplimiento por parte de los operadores de la obligación de sustituir o utilizar el equipo de venteo de conformidad con el artículo 15, apartados 5 y 7;
 - j) el incumplimiento por parte de los operadores u operadores mineros de la obligación de notificar los incidentes de venteo y de combustión en antorcha, o de presentar informes al respecto, de conformidad con el artículo 16, el artículo 23, apartado 1, o el artículo 26, según proceda;
 - k) el uso de antorchas o dispositivos de combustión que incumplan los requisitos establecidos en los artículos 17, 22 y 23;
 - l) el incumplimiento por parte de los responsables de la obligación de aplicar medidas de mitigación de conformidad con el artículo 18, apartados 6 y 9;
 - m) el incumplimiento por parte de los importadores de la obligación de proporcionar la información exigida de conformidad con el artículo 27, apartado 1, y el anexo IX;
 - n) el incumplimiento por parte de los importadores de la obligación de proporcionar la información exigida de conformidad con el artículo 28, apartados 1 y 2;
 - o) el incumplimiento por parte de los productores o importadores de la Unión de la obligación de proporcionar la información exigida de conformidad con el artículo 29, apartados 1 y 2;
 - p) el incumplimiento por parte de los productores o importadores de la Unión de la obligación de respetar los valores máximos de intensidad de metano establecidos en los actos delegados adoptados de conformidad con el artículo 29, apartado 6.
6. Cuando se cumplan las condiciones establecidas en el artículo 15, apartado 8, los Estados miembros considerarán la posibilidad de reducir las sanciones aplicables a los operadores o de eximirles de ellas durante el período de ejecución que las autoridades nacionales estimen necesario.
7. Los Estados miembros tendrán en cuenta, como mínimo, los siguientes criterios indicativos para la imposición de sanciones, según proceda:
- a) la duración o los efectos temporales, la naturaleza y la gravedad de la infracción;
 - b) toda medida adoptada por el operador, la empresa, el operador minero o el importador para mitigar o reparar los daños rápidamente;
 - c) la existencia de intencionalidad o imprudencia en la infracción;
 - d) cualquier infracción anterior o reiterada por parte del operador, la empresa, el operador minero o el importador;
 - e) el beneficio económico obtenido o la pérdida económica evitada, directa o indirectamente, por el operador, la empresa, el operador minero o el importador gracias a la infracción, si se dispone de los datos pertinentes;
 - f) el tamaño del operador, la empresa, el operador minero o el importador;
 - g) el grado de cooperación con las autoridades;
 - h) la manera en que las autoridades hayan tenido conocimiento de la infracción, en particular si el operador, la empresa, el operador minero o el importador hubiese notificado la infracción en tiempo oportuno y, en tal caso, en qué medida;

- i) cualquier otro factor agravante o atenuante aplicable a las circunstancias del caso, incluidas las acciones de terceros.
8. Los Estados miembros publicarán anualmente información sobre el tipo y la cuantía de las sanciones impuestas en virtud del presente Reglamento, las infracciones, y los operadores, empresas, operadores mineros o importadores a los que se hayan impuesto sanciones.

Cuando proceda, tal información se notificará de conformidad con el artículo 22 de la Directiva (UE) 2024/1203 del Parlamento Europeo y del Consejo⁽³⁰⁾.

Artículo 34

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 el artículo 22, apartado 3, el artículo 27, apartado 1, el artículo 29, apartados 4 y 6, y el artículo 32 se otorgan a la Comisión por un período de cinco años a partir del 4 de agosto de 2024 que se prorrogará tácitamente por períodos de idéntica duración.
3. La delegación de poderes mencionada en el artículo 22, apartado 3, el artículo 27, apartado 1, el artículo 29, apartados 4 y 6, y el artículo 32, 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 del artículo 22, apartado 3, el artículo 27, apartado 1, el artículo 29, apartados 4 y 6, o el artículo 32 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 35

Procedimiento de comité

1. La Comisión estará asistida por el Comité de la Unión de la Energía establecido por el artículo 44 del Reglamento (UE) 2018/1999. 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 36

Seguimiento, revisión e informes de la Comisión

1. La Comisión realizará un seguimiento y revisará la aplicación del presente Reglamento y presentará, a más tardar el 1 de enero de 2028 y posteriormente cada cinco años, un informe al Parlamento Europeo y al Consejo.

⁽³⁰⁾ Directiva (UE) 2024/1203 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de abril de 2024, relativa a la protección del medio ambiente mediante el Derecho penal y por la que se sustituyen la Directiva 2008/99/CE y la Directiva 2009/123/CE (DO L, 2024/1203, 30.4.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1203/oj>).

2. En el primer informe a que se refiere el apartado 1 se revisará en particular lo siguiente:
- la eficacia y eficiencia del presente Reglamento para establecer normas de medición, notificación y verificación transparentes y precisas, y para reducir las emisiones de metano asociadas a la producción de petróleo crudo, gas natural y carbón comercializados en la Unión;
 - si es posible, el nivel de reducción de las emisiones de metano asociadas a la producción de petróleo crudo, gas natural y carbón comercializados en la Unión alcanzado como resultado del presente Reglamento;
 - si se requieren medidas adicionales o alternativas para fomentar y acelerar la reducción de las emisiones de metano en las cadenas de valor del petróleo crudo, el gas natural y el carbón comercializados en la Unión a fin de respaldar el objetivo de la Unión de cero emisiones netas de gases de efecto invernadero de aquí a 2050 y sus compromisos en virtud del Acuerdo de París.

Dicha revisión tendrá en cuenta la normativa pertinente de la Unión en ámbitos conexos. La Comisión, cuando proceda, presentará al Parlamento Europeo y al Consejo una propuesta legislativa junto con su informe, teniendo en cuenta la normativa pertinente de la Unión en ámbitos conexos.

3. A efectos del presente artículo, la Comisión podrá solicitar información a los Estados miembros y a las autoridades competentes y tendrá en cuenta, en particular, la información proporcionada por los Estados miembros en sus planes nacionales integrados de energía y clima y en las actualizaciones de estos, así como en sus informes de situación nacionales de energía y clima de conformidad con el Reglamento (UE) 2018/1999.

Artículo 37

Modificación del Reglamento (UE) 2019/942

En el artículo 15 del Reglamento (UE) 2019/942, se añade el apartado siguiente:

«8. Cada tres años, la ACER, previa consulta a los Estados miembros, establecerá y hará público un conjunto de indicadores y los valores de referencia correspondientes para la comparación de los costes unitarios de inversión relacionados con la medición, cuantificación, seguimiento, notificación, verificación y reducción, incluidos el venteo y la combustión en antorcha, de las emisiones de metano para proyectos comparables. Formulará recomendaciones sobre los indicadores y los valores de referencia de los costes unitarios de inversión a efectos del cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Reglamento (UE) 2024/1787 del Parlamento Europeo y del Consejo (*), tal como se establece en el artículo 3 de dicho Reglamento.

(*) Reglamento (UE) 2024/1787 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativo a la reducción de las emisiones de metano en el sector energético y por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/942 (DO L, 2024/1787, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj>).».

Artículo 38

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

Hecho en Bruselas, el 13 de junio de 2024.

Por el Parlamento Europeo

La Presidenta

R. METSOLA

Por el Consejo

La Presidenta

H. LAHBIB

ANEXO I

Campañas de detección y reparación de fugas a que se refiere el artículo 14

Parte 1

Frecuencia de las campañas de LDAR

1. Para todos los componentes de superficie y subterráneos, excluidas las redes de distribución y transporte, las campañas de LDAR se efectuarán con las siguientes frecuencias mínimas:

Tipo de campaña de LDAR	Tipo de componente	Frecuencia
Campaña de LDAR de tipo 1	Estación de compresión Almacenamiento subterráneo Instalación de GNL Estación de regulación y medición	4 meses
	Estación de seccionamiento	9 meses
Campaña de LDAR de tipo 2	Estación de compresión Almacenamiento subterráneo Instalación de GNL Estación de regulación y medición	8 meses
	Estación de seccionamiento	18 meses
Tipo de campaña de LDAR	Tipo de material	Frecuencia
Campaña de LDAR de tipo 1	Placa bituminosa Fundición gris	3 meses
	Amianto Fundición dúctil	6 meses
	Acero no protegido Cobre	9 meses
	Polietileno PVC Acero protegido	15 meses
Campaña de LDAR de tipo 2	Placa bituminosa Fundición gris	6 meses
	Amianto Fundición dúctil	12 meses
	Acero no protegido Polietileno PVC Cobre	18 meses

Tipo de campaña de LDAR	Tipo de material	Frecuencia
	Acero protegido	30 meses

Cuando no pueda determinarse el tipo de material, se utilizará la frecuencia más alta para el tipo de campaña de LDAR correspondiente.

2. Para todos los componentes de las redes de distribución y transporte, las campañas de LDAR se efectuarán con las siguientes frecuencias mínimas:

Tipo de campaña de LDAR	Tipo de componente	Frecuencia
Campaña de LDAR de tipo 1 (presión de diseño > 16 bar)	Estación de compresión	4 meses
	Estación de regulación y medición	
	Estación de seccionamiento	9 meses
Campaña de LDAR de tipo 2 (presión de diseño > 16 bar)	Estación de compresión	8 meses
	Estación de regulación y medición	
	Estación de seccionamiento	18 meses
Campaña de LDAR de tipo 2 (presión de diseño ≤ 16 bar)	Estación de regulación y medición	9 meses
	Estación de seccionamiento	

Tipo de campaña de LDAR	Tipo de material	Frecuencia
Campaña de LDAR de tipo 1 (presión de diseño > 16 bar)	Fundición gris	3 meses
	Placa bituminosa	
	Amianto	6 meses
	Fundición dúctil	
	Acero no protegido	12 meses
	Cobre	
	Polietileno	24 meses
	PVC	
	Acero protegido	
Campaña de LDAR de tipo 2 (presión de diseño > 16 bar)	Fundición gris	6 meses
	Placa bituminosa	
	Amianto	12 meses
	Fundición dúctil	
	Acero no protegido	24 meses
	Cobre	

Tipo de campaña de LDAR	Tipo de material	Frecuencia
	Polietileno PVC Acero protegido	36 meses
Campaña de LDAR de tipo 2 (presión de diseño ≤ 16 bar)	Fundición gris Placa bituminosa	6 meses
	Amianto Fundición dúctil	12 meses
	Acero no protegido Cobre	24 meses
	Polietileno PVC Acero protegido	36 meses

Cuando no pueda determinarse el tipo de material, se utilizará la frecuencia más alta para el tipo de campaña de LDAR correspondiente.

Las campañas de LDAR se efectuarán en dos fases: la primera a distancia y, únicamente cuando se detecte una fuga, mediante una segunda detección tan cerca de la fuente como sea posible.

En el caso de las tuberías de acero protegido subterráneas y situadas por debajo del nivel del mar con una presión de diseño superior a 16 bar, los operadores también realizarán una gestión preventiva de la integridad de las tuberías basada en el riesgo para evitar cualquier fuga, de conformidad con las normas europeas o la normativa nacional pertinentes en materia de gestión de la integridad de las tuberías. La gestión preventiva de la integridad de las tuberías incluirá la supervisión constante del flujo, la composición de los fluidos, la presión y la temperatura del gas transportado en el sistema, a fin de asegurarse de que estos parámetros correspondan a las especificaciones sobre integridad de las tuberías que sean aplicables, así como para localizar la fuente de emisiones potenciales de metano y proceder a su estimación. Teniendo en cuenta los resultados de esa gestión preventiva de la integridad de las tuberías, la autoridad competente podrá aprobar una frecuencia diferente, de hasta treinta y seis meses para la campaña de LDAR de tipo 1 y de hasta cuarenta y ocho meses para la campaña de LDAR de tipo 2.

3. Para todos los componentes marinos, las campañas de LDAR se efectuarán con las siguientes frecuencias mínimas:

Tipo de campaña de LDAR	Tipo de componente	Frecuencia
Campaña de LDAR de tipo 1	Componentes marinos situados por encima del nivel del mar	12 meses
	Componentes marinos situados por debajo del nivel del mar	24 meses
	Componentes marinos situados por debajo del fondo marino	36 meses
Campaña de LDAR de tipo 2	Componentes marinos situados por encima del nivel del mar	24 meses

4. Para todos los demás componentes, las campañas de LDAR de tipo 1 se efectuarán cada seis meses y las de tipo 2 cada doce meses.

Parte 2

Requisitos de información sobre los dispositivos utilizados en las campañas de LDAR

Como parte del programa de LDAR a que se refiere el artículo 14, apartado 1, los operadores comunicarán la información siguiente:

- 1) información sobre el dispositivo comunicada por el fabricante;
 - 2) información sobre las capacidades de detección de fugas, la fiabilidad y las limitaciones de los dispositivos, incluidas, entre otras, la capacidad para identificar fugas o ubicaciones específicas, los límites de detección y cualquier restricción de uso, así como los datos de apoyo;
 - 3) una descripción del lugar, el momento y el modo en que se utilizará el dispositivo.
-

ANEXO II

Programas de detección, reparación y seguimiento de fugas a que se refiere el artículo 14

Programa de reparación

El programa de reparación incluirá, como mínimo, los elementos siguientes:

- 1) el inventario y la identificación de todos los componentes que hayan sido revisados;
- 2) los resultados de las inspecciones respecto a si se han detectado pérdidas de metano y, en caso afirmativo, la magnitud de la pérdida;
- 3) en el caso de los componentes cuyas emisiones hayan resultado ser iguales o superiores a los umbrales establecidos en el artículo 14, apartado 8, en una campaña de LDAR, una indicación de si se ha realizado una reparación o una sustitución durante la campaña de LDAR y, en caso negativo, el motivo por el que no se ha hecho, teniendo en cuenta los elementos que puedan justificar un aplazamiento de la reparación o de la sustitución, de conformidad con el artículo 14, apartado 9, y el programa de reparación, con indicación de la fecha de reparación o sustitución;
- 4) en el caso de los componentes cuyas emisiones hayan resultado ser inferiores a los umbrales establecidos en el artículo 14, apartado 8, en una campaña de LDAR anterior, pero iguales o superiores a dichos umbrales durante el seguimiento realizado tras dicha campaña para comprobar la variación de la magnitud de la pérdida de metano, una indicación de si la reparación o la sustitución se realizó inmediatamente y, en caso negativo, el motivo, teniendo en cuenta los elementos que puedan justificar un aplazamiento de la reparación o de la sustitución, de conformidad con el artículo 14, apartado 9, así como el programa de reparación, con indicación de la fecha de reparación o sustitución.

Este programa de reparación debe ir seguido de un programa de seguimiento tras la reparación, que indique cuándo se han realizado efectivamente las reparaciones o las sustituciones.

Programa de seguimiento

El programa de seguimiento incluirá, como mínimo, los elementos siguientes:

- 1) el inventario y la identificación de todos los componentes que hayan sido revisados;
- 2) los resultados de las inspecciones respecto a si se han detectado pérdidas de metano y, en caso afirmativo, la magnitud de la pérdida;
- 3) en el caso de los componentes cuyas emisiones de metano hayan resultado ser iguales o superiores a los umbrales establecidos en el artículo 14, apartado 8, en una campaña de LDAR anterior, información sobre la reparación o la sustitución realizadas y los resultados del seguimiento tras la reparación para comprobar si la reparación o la sustitución han tenido éxito;
- 4) en el caso de los componentes cuyas emisiones de metano hayan resultado ser inferiores a los umbrales establecidos en el artículo 14, apartado 8, en una campaña de LDAR anterior, los resultados del seguimiento realizado tras dicha campaña para comprobar la evolución de la magnitud de la pérdida de metano, y recomendaciones basadas en esos resultados.

ANEXO III

Notificación de los incidentes de venteo y de los incidentes de combustión en antorcha a que se refiere el artículo 16

Los operadores notificarán a las autoridades competentes, como mínimo, la siguiente información sobre los incidentes de venteo y los incidentes de combustión en antorcha:

- 1) nombre del operador;
- 2) ubicación, nombre y tipo de activo;
- 3) equipo implicado;
- 4) fecha(s) y hora(s) de detección o inicio del incidente y de terminación de este;
- 5) cuantificación del volumen de metano venteado o quemado en antorcha;
- 6) eficiencia de destrucción y eliminación según el nivel de diseño y el tipo de antorcha u otro dispositivo de combustión utilizado;
- 7) causa y naturaleza del incidente;
- 8) medidas adoptadas para limitar la duración y magnitud del incidente;
- 9) medidas correctivas adoptadas para eliminar la causa de tales incidentes y evitar que estos se repitan;
- 10) resultados de las inspecciones que se llevarán a cabo una vez cada dos semanas de las antorchas u otros dispositivos de combustión y de los sistemas de seguimiento remoto o automatizado, según proceda, realizadas de conformidad con el artículo 17, en particular cuando se haya detectado una irregularidad;
- 11) decisión de sustituir el equipo de venteo y el calendario de sustitución, en su caso.

ANEXO IV

Inspecciones de las antorchas y otros dispositivos de combustión

Las inspecciones de las antorchas y otros dispositivos de combustión incluirán una inspección auditiva, visual y olfativa completa, que incluya una inspección visual externa de las antorchas y otros dispositivos de combustión, una inspección auditiva para detectar pérdidas de presión y de líquidos y una inspección olfativa para detectar olores inusuales y fuertes.

En el informe figurarán las observaciones siguientes:

- 1) en el caso de antorchas u otros dispositivos de combustión encendidos: si la combustión se considera adecuada o inadecuada;
- 2) en el caso de antorchas u otros dispositivos de combustión apagados: si la antorcha apagada tiene venteo de gas o no; cuando la antorcha u otro dispositivo de combustión esté equipado con un sistema de seguimiento remoto o automatizado, las emisiones de metano se calcularán sobre la base de la tasa de flujo y del metano sin quemar en caso de que haya un venteo de gas.

A efectos del punto 1, se entenderá por combustión inadecuada la combustión que genere emisiones visibles durante más de cinco minutos en total a lo largo de dos horas consecutivas o, en el caso de una antorcha u otro dispositivo de combustión equipados con un sistema de seguimiento remoto o automatizado, la combustión que genere emisiones visibles durante más de cinco minutos en total a lo largo de dos horas consecutivas registradas en tiempo real.

ANEXO V

Inventarios de los pozos inactivos, pozos taponados temporalmente y pozos taponados permanentemente y abandonados a que se refiere el artículo 18 y planes de mitigación para dichos pozos

Parte 1

1. Los inventarios de pozos inactivos, pozos taponados temporalmente y pozos taponados permanentemente y abandonados incluirán, como mínimo, los elementos siguientes:
 - a) el nombre y la dirección del operador, propietario o licenciataria, según proceda;
 - b) nombre, tipo y dirección del pozo o del emplazamiento del pozo, especificando si se trata de un pozo inactivo, de un pozo taponado temporalmente o de un pozo taponado permanentemente y abandonado;
 - c) cuando sea viable, un mapa que muestre los límites del pozo o del emplazamiento del pozo;
 - d) los resultados de la cuantificación de las emisiones de metano al aire y al agua realizada.
2. Los inventarios de pozos inactivos, pozos taponados temporalmente y pozos taponados permanentemente y abandonados podrán incluir los elementos siguientes:
 - a) las fechas de la perforación inicial y de la última actividad;
 - b) la orientación (vertical, horizontal y oblicua);
 - c) la profundidad total del pozo;
 - d) si han sucedido incidentes destacables durante el proceso de perforación, como, por ejemplo, arremetidas («kicks»);
 - e) si el pozo ha entrado en contacto con un gas que contenga cantidades significativas de compuestos de azufre (gas sulfuroso) o trazas de tales compuestos (gas dulce);
 - f) los datos sísmicos disponibles sobre el pozo en lo que respecta a los 1 000 metros superiores de su trayectoria, en un radio de 1 000 metros;
 - g) el último informe de evaluación disponible sobre la integridad del pozo;
 - h) si se trata de un pozo de exploración o de producción;
 - i) si el pozo ha entrado en contacto con bolsas de gas poco profundas, zonas de gas poco profundas o zonas de pérdida de circulación;
 - j) si el pozo está situado en tierra (con indicación de si se trata de zona urbana, rural o de otro tipo) o en el mar (con indicación de la profundidad del agua);
 - k) en el caso de los pozos marinos, información sobre cualquier característica del fondo marino que pueda facilitar la migración de metano a través de la columna de agua;
 - l) información sobre el punto de su ciclo de vida en que se encuentra el pozo (activo, inactivo, taponado en el fondo, desmantelado en superficie, etc.);
 - m) si el tapón de pozo de un pozo desmantelado tiene un sistema de venteo.
3. Por lo que respecta a los pozos taponados permanentemente y abandonados, los inventarios incluirán también:
 - a) las últimas mediciones o cuantificaciones conocidas de las emisiones de metano al aire y al agua, si las hubiera;
 - b) información que demuestre que la autoridad competente pertinente ha certificado que el pozo o el emplazamiento del pozo de que se trate cumple los criterios establecidos en el artículo 2, punto 40;
 - c) documentación suficiente para demostrar que no hay emisiones de metano procedentes del pozo o del emplazamiento del pozo, incluida la cuantificación basada en factores de emisión o muestras, o pruebas fiables de aislamiento subsuperficial permanente, de conformidad con la norma ISO 16530-1:2017:
 - i) con respecto a todos los pozos que hayan sido taponados permanentemente y abandonados el 3 de agosto de 1994 o con posterioridad,
 - ii) cuando esté disponible, con respecto a todos los pozos que hayan sido taponados permanentemente y abandonados antes del 3 de agosto de 1994.

Parte 2

Los planes de mitigación para pozos inactivos y pozos taponados temporalmente incluirán, como mínimo, los elementos siguientes:

- 1) el programa que se vaya a aplicar a cada pozo inactivo y cada pozo taponado temporalmente, incluidas las acciones que deban emprenderse;
 - 2) el nombre y la dirección del operador, propietario o licenciario del pozo inactivo o del pozo taponado temporalmente, según proceda;
 - 3) la fecha de finalización prevista del saneamiento, rehabilitación o taponamiento de pozos inactivos y pozos taponados temporalmente.
-

ANEXO VI

Informes relativos a las minas de carbón activas a que se refiere el artículo 20

Parte 1

Los informes relativos a las minas de carbón subterráneas activas incluirán, como mínimo, los elementos siguientes:

- 1) el nombre y la dirección del operador minero;
- 2) la dirección de la mina de carbón;
- 3) el tonelaje de cada tipo de carbón producido en la mina de carbón;
- 4) para todos los pozos de ventilación utilizados por la mina de carbón:
 - a) el nombre (si lo tiene);
 - b) el período de uso, si es diferente del período de referencia;
 - c) las coordenadas;
 - d) la finalidad (entrada o expulsión);
 - e) las especificaciones técnicas del equipo de medición utilizado para medir y cuantificar las emisiones de metano y las condiciones óptimas de funcionamiento especificadas por el fabricante;
 - f) la proporción de tiempo en el que estuvo funcionando el equipo de medición continua;
 - g) referencia a las normas o prescripciones técnicas aplicables a:
 - la posición de toma de muestras del equipo de medición de metano,
 - la medición de tasas de flujo,
 - la medición de concentraciones de metano;
 - h) las emisiones de metano registradas por el equipo de medición continua (en toneladas);
 - i) las emisiones de metano registradas mediante muestreo mensual (en toneladas por hora), con información sobre:
 - la fecha del muestreo,
 - la técnica de muestreo,
 - las lecturas de las condiciones atmosféricas (presión, temperatura, humedad) tomadas a una distancia adecuada para reflejar las condiciones en las que funciona el equipo de medición continua;
 - j) si la mina de carbón está unida a otra mina de carbón de alguna manera que permita un flujo de aire entre ellas, el nombre de esa otra mina de carbón;
- 5) los factores de emisión posteriores a la extracción y una descripción del método utilizado para calcularlos;
- 6) las emisiones posteriores a la extracción (en toneladas).

Parte 2

Los informes relativos a las minas de carbón activas a cielo abierto incluirán, como mínimo, los elementos siguientes:

- 1) el nombre y la dirección del operador minero;
- 2) la dirección de la mina de carbón;
- 3) el tonelaje de cada tipo de carbón producido en la mina de carbón;
- 4) un mapa de todos los yacimientos explotados por la mina de carbón que muestre los límites de esos yacimientos;
- 5) para cada yacimiento de carbón:
 - a) el nombre (si lo tiene);

- b) el período de uso, si es diferente del período de referencia;
- c) descripción del método experimental utilizado para determinar las emisiones de gas causadas por las actividades mineras, incluida la metodología elegida para contabilizar las emisiones de metano procedentes de los estratos circundantes;
- 6) los factores de emisión posteriores a la extracción y una descripción del método utilizado para calcularlos;
- 7) las emisiones posteriores a la extracción.

Parte 3

Los informes relativos a las estaciones de drenaje incluirán, como mínimo, los elementos siguientes:

- 1) el nombre y la dirección del operador minero;
 - 2) el tonelaje de metano transportado por un sistema de drenaje minero, por mina;
 - 3) el tonelaje del metano venteado;
 - 4) el tonelaje del metano quemado en antorcha;
 - 5) la eficiencia de destrucción y de eliminación por nivel de diseño de la antorcha o de otros dispositivos de combustión;
 - 6) el uso del metano capturado.
-

ANEXO VII

Notificación de los incidentes de venteo y de los incidentes de combustión en antorcha en estaciones de drenaje a que se refiere el artículo 23

Los operadores de estaciones de drenaje comunicarán a las autoridades competentes, como mínimo, los siguientes elementos sobre los incidentes de venteo y los incidentes de combustión en antorcha:

- 1) el nombre y la dirección del operador de la estación de drenaje;
 - 2) el momento en el que se detectó el incidente;
 - 3) la causa del incidente;
 - 4) justificación del uso del venteo en lugar de la combustión en antorcha, si procede;
 - 5) el tonelaje del metano venteado o quemado en antorcha, o una estimación si no es posible la cuantificación.
-

ANEXO VIII

Inventarios, informes y planes de mitigación relativos a minas de carbón subterráneas cerradas y minas de carbón subterráneas abandonadas a que se refieren los artículos 24, 25 y 26

Parte 1

1. Para cada emplazamiento, el inventario de las minas de carbón subterráneas cerradas y de las minas de carbón subterráneas abandonadas a que se refieren los artículos 24 y 25 incluirá, como mínimo, los elementos siguientes:
 - 1.1. el nombre y la dirección del operador, propietario o licenciatario, según proceda;
 - 1.2. la dirección del emplazamiento;
 - 1.3. un mapa que muestre los límites de la mina de carbón;
 - 1.4. los planos de los accesos de la mina de carbón y su estado;
 - 1.5. los resultados de las mediciones de metano directas a nivel de fuente o de las cuantificaciones en las siguientes fuentes de emisiones puntuales:
 - a) todos los pozos utilizados por la mina de carbón cuando estaba activa, junto con:
 - i) las coordenadas del pozo,
 - ii) el nombre del pozo (si lo tiene),
 - iii) el estado de sellado y el método de sellado, si se conocen,
 - b) los conductos de ventilación no utilizados;
 - c) los pozos de drenaje de gas no utilizados;
 - d) otras posibles fuentes de emisiones puntuales registradas.
2. Las mediciones mencionadas en el punto 1.5 se tomarán con arreglo a los principios siguientes:
 - 2.1. las mediciones se tomarán a una presión atmosférica que permita detectar posibles fugas de metano, y siguiendo los estándares científicos adecuados;
 - 2.2. las mediciones se tomarán con un equipo que permita una precisión de al menos 0,5 toneladas al año;
 - 2.3. las mediciones irán acompañadas de información sobre:
 - a) la fecha de la medición;
 - b) la presión atmosférica;
 - c) los datos técnicos del equipo utilizado para la medición;
 - 2.4. los pozos de ventilación utilizados históricamente por dos o más minas de carbón se asignarán a una sola mina de carbón para que no se contabilicen dos veces.

Parte 2

El informe a que se refiere el artículo 25, apartado 6, incluirá los elementos siguientes:

1. el nombre y la dirección del operador, propietario o licenciatario, según proceda;
2. la dirección del emplazamiento;
3. las emisiones de metano procedentes de todas las fuentes de emisiones puntuales descritas en la parte 1, junto con:
 - a) el tipo de fuente de emisión puntual;
 - b) los datos técnicos del equipo de medición y del método utilizado para estimar las emisiones de metano, incluida su sensibilidad;
 - c) la proporción de tiempo en el que estuvo funcionando el equipo;

- d) las emisiones de metano registradas por el equipo de medición;
- e) la estimación de las emisiones de metano procedentes de la fuente de emisión puntual.

Parte 3

1. El plan de mitigación a que se refiere el artículo 26, apartado 1, incluirá al menos los elementos siguientes:
 - 1.1. una lista de todas las fuentes de emisiones puntuales mencionadas en la parte 1;
 - 1.2. la viabilidad técnica de la mitigación de las emisiones de metano a nivel de emplazamiento, sobre la base de las fuentes de emisión puntuales;
 - 1.3. el calendario de la mitigación de las emisiones de metano de cada emplazamiento;
 - 1.4. la evaluación de la eficiencia de los proyectos de recogida de metano procedente de minas de carbón abandonadas, cuando se lleven a cabo.
 2. El plan de mitigación podrá incluir una descripción general de las prácticas de mitigación utilizadas para reducir las emisiones de metano, como el desarrollo de proyectos geotérmicos y de almacenamiento de calor en minas de carbón inundadas, las aplicaciones hidroeléctricas en minas de carbón no inundadas, la captura del metano mediante la desgasificación, el uso de dispositivos de desgasificación pertinentes para la seguridad, el uso del gas de una mina como fuente de energía o el embalsado del agua de una mina y otros posibles usos.
-

ANEXO IX

Información que deben proporcionar los importadores de conformidad con el artículo 27, apartado 1, el artículo 28, apartados 1, 2 y 3, y el artículo 29, apartado 1

Los importadores proporcionarán la información siguiente:

- 1) el nombre y la dirección del exportador y, si es diferente del exportador, el nombre y la dirección del productor;
- 2) los terceros países y regiones exportadores, correspondientes al nivel 1 de la clasificación de la nomenclatura común de unidades territoriales estadísticas (NUTS) de la Unión en los que se hayan producido los productos, y países y regiones correspondientes al nivel 1 de la nomenclatura NUTS por los que se hayan transportado los productos antes de comercializarlos en la Unión;
- 3) en lo que se refiere al petróleo crudo y al gas natural, información relativa a si el productor o el exportador, según proceda, están realizando una medición y cuantificación a nivel de fuente y de emplazamiento, si esos datos están sujetos a una verificación independiente por terceros, si sus emisiones de metano se notifican, ya sea de forma independiente o como parte de los compromisos de notificar los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero de conformidad con los requisitos de la CMNUCC, y si cumplen los requisitos de notificación de la CMNUCC o las normas de la OGMP 2.0; una copia del último informe sobre las emisiones de metano, incluida la información a que se refiere el artículo 12, apartado 4, cuando esta esté disponible, si se proporciona en tal informe; y el método de cuantificación (como los niveles de la CMNUCC o los niveles de la OGMP 2.0) utilizado en el informe para cada tipo de emisión de metano;
- 4) en lo que se refiere al petróleo crudo y al gas natural, información relativa a si el productor o el exportador, según proceda, aplican medidas reglamentarias o voluntarias para controlar sus emisiones de metano, incluidas medidas como las campañas de LDAR u otras medidas para controlar y restringir los incidentes de venteo y los incidentes de combustión en antorcha, incluida una descripción de dichas medidas, así como, en su caso, los informes pertinentes de las campañas de LDAR y de los incidentes de venteo y los incidentes de combustión en antorcha con respecto al último año civil disponible;
- 5) en lo que se refiere al carbón, la información relativa a si el productor o el exportador, según proceda, realiza la medición y cuantificación de las emisiones de metano a nivel de fuente, si dichas emisiones de metano se calculan y cuantifican de conformidad con el anexo VI, si dichos datos están sujetos a una verificación independiente por terceros, si sus emisiones de metano se notifican, ya sea de forma independiente o como parte de los compromisos de notificación de los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero en consonancia con los requisitos de la CMNUCC, y si cumplen los requisitos de notificación de la CMNUCC o una norma europea u otra norma internacional de seguimiento, notificación y verificación de las emisiones de metano; una copia del último informe sobre las emisiones de metano, incluida, si estuviese disponible, la información a que se refiere el artículo 20, apartado 6; y el método de cuantificación (como los niveles de la CMNUCC) utilizado en el informe para cada tipo de emisión de metano;
- 6) en lo que se refiere al carbón, si el productor o el exportador aplican medidas reglamentarias o voluntarias para controlar sus emisiones de metano, entre ellas, también, medidas para controlar y restringir incidentes de venteo e incidentes de combustión en antorcha; y, cuando se disponga de ellos, los volúmenes de metano venteado y quemado en antorcha calculados con respecto a cada mina de carbón al menos durante el último año civil y los planes de mitigación existentes para cada mina de carbón, junto con una descripción de dichas medidas, incluidos, cuando se disponga de ellos, los informes sobre incidentes de venteo e incidentes de combustión en antorcha respecto del último año civil disponible;
- 7) nombre de la entidad que haya realizado la verificación independiente por terceros de los informes a que se refieren los puntos 3 y 5, si ha lugar;
- 8) información con arreglo al artículo 28, apartados 1 o 2, según proceda, que muestre que el petróleo crudo, el gas natural o el carbón están sujetos a medidas de seguimiento, notificación y verificación, a nivel de productor, equivalentes a las establecidas en el presente Reglamento para los contratos celebrados o renovados el 4 de agosto de 2024 o con posterioridad, junto con información relativa a los esfuerzos realizados para garantizar que el petróleo crudo, el gas natural o el carbón suministrados en virtud de contratos celebrados antes del 4 de agosto de 2024 estén sujetos a medidas de seguimiento, notificación y verificación, a nivel de productor, equivalentes a las establecidas en el presente Reglamento;
- 9) información relativa a si en los contratos de suministro se utilizan las cláusulas tipo a que se refiere el artículo 28, apartado 3, y, en su caso, cuáles;
- 10) información con arreglo al artículo 29, apartado 1, sobre la intensidad de metano de la producción de petróleo crudo, gas natural y carbón comercializados en la Unión en virtud de los contratos de suministro pertinentes.