

2025/2359

21.11.2025

REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2025/2359 DE LA COMISIÓN**de 8 de julio de 2025****por el que se completa la Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo
especificando una metodología para analizar la reducción de las emisiones de gases de efecto
invernadero derivada del uso de combustibles hipocarbónicos****(Texto pertinente a efectos del EEE)**

LA COMISIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea,

Vista la Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno, por la que se modifica la Directiva (UE) 2023/1791 y se deroga la Directiva 2009/73/CE ⁽¹⁾, y en particular su artículo 9, apartado 5,

Considerando lo siguiente:

- (1) La metodología de contabilización de las emisiones de gases de efecto invernadero para los combustibles hipocarbónicos debe tener en cuenta las emisiones durante todo el ciclo de vida y las emisiones indirectas resultantes del desvío de insumos rígidos para producir combustibles hipocarbónicos, así como las emisiones de metano desde la fuente y los índices reales de captura de carbono. A fin de garantizar la coherencia de la metodología establecida en el presente Reglamento con la metodología para analizar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada del uso de combustibles renovables de origen no biológico y de los combustibles de carbono reciclado, deben aplicarse enfoques similares a los que se aplican en el Reglamento Delegado de la Comisión (UE) 2023/1185 ⁽²⁾ para evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- (2) La metodología establecida en el Reglamento Delegado (UE) 2023/1185 se aplica para determinar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles renovables de origen no biológico, así como de los combustibles de carbono reciclado, que son una subcategoría de combustibles hipocarbónicos. Por lo tanto, procede excluir los combustibles de carbono reciclado del ámbito de aplicación de la metodología establecida en el presente Reglamento.
- (3) El marco de certificación para los combustibles hipocarbónicos establecido en la Directiva (UE) 2024/1788 se ajusta plenamente al marco de certificación establecido en la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽³⁾ para los combustibles renovables. En consecuencia, las materias primas utilizadas para la producción de combustibles hipocarbónicos, así como los propios combustibles hipocarbónicos, deben rastrearse a través de la base de datos de la Unión de la misma manera que las materias primas utilizadas para la producción de combustibles renovables y los propios combustibles renovables. Por lo tanto, por lo que se refiere al valor de las emisiones de metano desde la fuente, conviene distinguir entre lotes individuales de combustibles y materias primas sobre la base del perfil de rendimiento del metano del proveedor que suministra el combustible utilizado para producir el combustible hipocarbónico.
- (4) El potencial de calentamiento global del hidrógeno aún no se ha determinado con el nivel de precisión necesario para su inclusión en la metodología de cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero. Por lo tanto, los valores pertinentes para el potencial de calentamiento global del hidrógeno deben añadirse tan pronto como las pruebas científicas estén lo suficientemente maduras y se apliquen para medir el impacto de la fuga de hidrógeno a lo largo de toda la cadena de suministro en las metodologías de contabilización de las emisiones de gases de efecto invernadero tanto para los combustibles hipocarbónicos como para los combustibles renovables de origen no biológico.

⁽¹⁾ DO L, 2024/1788, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj>.

⁽²⁾ Reglamento Delegado (UE) 2023/1185 de la Comisión, de 10 de febrero de 2023, que completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo estableciendo un umbral mínimo para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicable a los combustibles de carbono reciclado y especificando una metodología para evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada de los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico y de los combustibles de carbono reciclado (DO L 157 de 20.6.2023, p. 20, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1185/oj).

⁽³⁾ Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (DO L 328 de 21.12.2018, p. 82, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>).

- (5) La metodología debe reconocer la captura y el almacenamiento de emisiones como una reducción de las emisiones cuando estas se almacenan de forma permanente en un emplazamiento de almacenamiento geológico, también cuando las emisiones que tienen lugar en terceros países se almacenan fuera de la Unión, siempre que la legislación nacional aplicable garantice la detección y reparación de fugas de conformidad con las disposiciones legales aplicables en la UE, y las fugas se tengan en cuenta para que no se acrediten como reducciones. No deben aceptarse para inyección los emplazamientos de almacenamiento geológico que presenten fugas reiteradas. En la actualidad, la entrega de derechos de emisión solo se evita en el caso de las emisiones en el marco del RCDE UE que se almacenan en un emplazamiento de almacenamiento autorizado en virtud de la Directiva 2009/31/CE. Existen oportunidades de cooperación transfronteriza en materia de captura y almacenamiento de carbono. Un posible reconocimiento futuro del almacenamiento de emisiones del RCDE UE en emplazamientos de almacenamiento en terceros países sin un RCDE vinculado dependería de la existencia de condiciones equivalentes para garantizar un almacenamiento geológico permanentemente protegido y seguro para el medio ambiente del CO₂ capturado, siempre que el almacenamiento no se utilice para aumentar la recuperación de hidrocarburos y que ello dé lugar a una reducción global de las emisiones.
- (6) A fin de garantizar la coherencia de esta metodología con la metodología establecida en el Reglamento Delegado (UE) 2023/1185 para los combustibles renovables de origen no biológico y los combustibles de carbono reciclado, conviene establecer normas que garanticen que la intensidad de las emisiones de hidrógeno hipocarbónico y la intensidad de las emisiones del hidrógeno renovable producido en un electrolizador durante el mismo período sean siempre las mismas, y que las cuotas de energía notificadas sean coherentes.
- (7) La aplicación del Pacto Verde Europeo requiere un rápido cambio en el uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad. Tanto el hidrógeno renovable como el hipocarbónico contribuirán a la transición hacia una energía limpia. Las metodologías aplicables a cada una de ellas, aunque se basen en bases jurídicas diferentes, deben ser coherentes y reflejar tanto las especificidades tecnológicas como la eficiencia económica. La Comisión debe iniciar lo antes posible una evaluación de la posible introducción de enfoques alternativos para reconocer la electricidad hipocarbónica procedente de centrales nucleares, sobre la base de criterios adecuados. A más tardar el 30 de junio de 2026, la Comisión debe poner en marcha una consulta pública sobre un proyecto de metodología en el que se describan estos criterios. Además, la Comisión debe evaluar el impacto y las implicaciones de evaluar la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de la electricidad utilizando valores medios. Estas evaluaciones deben tener en cuenta el impacto global de estos enfoques en el sistema energético (también en su eficiencia económica y la finalización de las interconexiones), el potencial de reducción de emisiones y la importancia de mantener unas condiciones de competencia equitativas con la electricidad totalmente renovable, tal como se define en el Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión ^(*), así como la necesidad de salvaguardar los proyectos existentes,

HA ADOPTADO EL PRESENTE REGLAMENTO:

Artículo 1

El presente Reglamento especifica la metodología para calcular la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada del uso de combustibles hipocarbónicos distintos de los combustibles de carbono reciclado.

Artículo 2

La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada del uso de combustibles hipocarbónicos distintos de los combustibles de carbono reciclado se determinará de conformidad con la metodología establecida en el anexo.

^(*) Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión, de 10 de febrero de 2023, por el que se completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo estableciendo una metodología común de la Unión en la que se definan normas detalladas para la producción de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico (DO L 157 de 20.6.2023, p. 11, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj).

*Artículo 3***Supervisión y revisión**

A más tardar el 1 de julio de 2028, la Comisión evaluará el impacto de la introducción de vías alternativas, en particular para considerar la electricidad con bajas emisiones de carbono procedente de centrales nucleares sobre la base de criterios y enfoques adecuados que tengan en cuenta la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de la electricidad a partir de promedios. Esta evaluación tendrá en cuenta el impacto del uso de dichas vías en el sistema energético y la reducción de emisiones, así como la necesidad de mantener unas condiciones de competencia equitativas con un abastecimiento de electricidad totalmente renovable. Al evaluar los cambios en los criterios, la Comisión tendrá en cuenta la necesidad de salvaguardar los proyectos existentes.

Artículo 4

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 8 de julio de 2025.

Por la Comisión

La Presidenta

Ursula VON DER LEYEN

ANEXO

Metodología para determinar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada del uso de combustibles hipocarbónicos distintos de los combustibles de carbono reciclado

A. METODOLOGÍA

1. Las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la producción y el uso de combustibles hipocarbónicos distintos de los combustibles de carbono reciclado se calcularán como sigue:

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs} - e_{ccu}$$

donde:

- E = emisiones totales procedentes del uso del combustible (gCO₂eq/MJ de combustible);
- e_i = $e_{i \text{ elástica}} + e_{i \text{ rígida}} - e_{uso-ac}$: emisiones procedentes del suministro de insumos (gCO₂eq/MJ de combustible);
- $e_{i \text{ elástica}}$ = emisiones procedentes de los insumos elásticos (gCO₂eq/MJ de combustible);
- $e_{i \text{ rígida}}$ = emisiones procedentes de los insumos rígidos (gCO₂eq/MJ de combustible);
- e_{uso-ac} = emisiones procedentes del uso o destino actual de los insumos (gCO₂eq/MJ de combustible)
- e_p = emisiones procedentes de la transformación (gCO₂eq/MJ de combustible);
- e_{td} = emisiones procedentes del transporte y la distribución (gCO₂eq/MJ de combustible);
- e_u = emisiones procedentes de la combustión del combustible durante su uso final (gCO₂eq/MJ de combustible);
- e_{ccs} = reducción neta de emisiones derivada de la captura y el almacenamiento de carbono (gCO₂eq/MJ de combustible);
- e_{ccu} = reducción neta de emisiones derivada del carbono capturado y químicamente fijado de forma permanente a productos duraderos (gCO₂eq/MJ).

No se tendrán en cuenta las emisiones procedentes de la fabricación de maquinaria y equipos.

La intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles hipocarbónicos se determinará dividiendo las emisiones totales del proceso correspondientes a cada elemento de la fórmula entre la cantidad total de combustible asociado al proceso, y se expresará en gramos de CO₂ equivalente por MJ de combustible (g CO₂eq/MJ de combustible). Si un combustible es una mezcla de combustibles hipocarbónicos y otros combustibles, se considerará que todos los tipos de combustible tienen la misma intensidad de emisiones. La excepción a esta norma es el caso del coprocesamiento en el que los combustibles hipocarbónicos, los combustibles renovables de origen no biológico, los biocarburantes, los biolíquidos y los combustibles de biomasa sustituyen parcialmente a un insumo convencional pertinente de combustible fósil en el proceso.

En esa situación, se distinguirá en el cálculo de la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero, proporcionalmente al valor energético de los insumos de energía pertinentes, entre:

- la parte del proceso que se basa en el insumo convencional correspondiente al combustible fósil, así como los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa; y
- la parte del proceso que se basa en combustibles hipocarbónicos y combustibles renovables de origen no biológico, suponiendo que las partes del proceso sean, por lo demás, idénticas.

Si en el proceso se utiliza más de un insumo de energía pertinente, la delimitación entre las dos partes del proceso se determina sobre la base de la proporción del insumo que puede considerarse combustibles hipocarbónicos o combustibles renovables de origen no biológico, que sustituye al porcentaje más elevado del insumo convencional de combustible fósil ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Esta proporción se determina comparando el mismo tipo de insumo, por ejemplo, la proporción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono, en todo el hidrógeno utilizado en el proceso.

Los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa utilizados en el proceso solo se tendrán en cuenta en el cálculo de la intensidad de las emisiones, cuando se utilicen como insumo de energía no pertinente, cuando se utilicen dentro del ámbito de aplicación de la parte del proceso delimitada con arreglo a lo establecido anteriormente ⁽²⁾ o cuando la materia prima utilizada en el proceso ya incluya una cuota biogénica desde el principio, como en el caso de los residuos municipales mezclados. La intensidad de las emisiones de biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa se determina de conformidad con las normas establecidas en el artículo 31 de la Directiva (UE) 2018/2001.

La intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles hipocarbónicos podrá calcularse como una media de toda la producción de combustibles que se produzca durante un período de hasta un mes natural ⁽³⁾. Sin embargo, cuando se utilice electricidad que se contabilice en su totalidad como renovable con arreglo a la metodología establecida en el artículo 27, apartado 6, de la Directiva 2018/2001 como insumo para producir hidrógeno en un electrolizador, el intervalo de tiempo estará en consonancia con los requisitos aplicables a la correlación temporal, a menos que no se apliquen requisitos específicos en materia de correlación temporal. Los valores de la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero calculados para intervalos de tiempo individuales podrán utilizarse para calcular la intensidad media de emisiones de gases de efecto invernadero para un período de hasta un mes, a condición de que los valores individuales calculados para cada período respeten el umbral de reducción mínimo del 70 %.

2. La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada del uso de combustibles hipocarbónicos distintos de los combustibles de carbono reciclado se calculará como sigue:

$$\text{Reducción} = (E_F - E)/E_F$$

donde:

E = emisiones totales procedentes del uso del combustible;

E_F = emisiones totales procedentes del combustible fósil de referencia.

Para todos los combustibles hipocarbónicos, las emisiones totales del combustible fósil de referencia serán iguales al combustible fósil de referencia para los combustibles renovables de origen no biológico establecido en el Reglamento Delegado (UE) 2023/1185.

3. Si los productos finales de un proceso no reúnen plenamente las condiciones para ser considerados combustibles hipocarbónicos distintos de los combustibles de carbono reciclado, la fracción de combustibles hipocarbónicos distintos de los combustibles de carbono reciclado se determinará dividiendo el insumo de energía pertinente respectivo en el proceso por el total de los insumos energéticos pertinentes en el proceso ⁽⁴⁾.

La energía pertinente en el caso de los insumos de material es el poder calorífico inferior del insumo de material que pasa a formar parte de la estructura molecular del combustible ⁽⁵⁾.

En el caso de insumos de electricidad que se utilizan para aumentar el poder calorífico del combustible o de los productos intermedios, la energía pertinente es la energía de la electricidad.

En el caso de gases de proceso industriales, la energía pertinente es la energía del gas de proceso sobre la base de su poder calorífico inferior. Por lo que se refiere al calor que se utiliza para aumentar el poder calorífico del combustible o del producto intermedio, la energía pertinente es la energía útil del calor que se utiliza para sintetizar el combustible. El calor útil es la energía térmica total multiplicada por la eficiencia de Carnot, según se define en el anexo V, parte C, punto 1, letra b), de la Directiva (UE) 2018/2001. Los otros insumos solo se tienen en cuenta al determinar la intensidad de emisiones del combustible.

⁽²⁾ Los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa podrán formar parte del proceso definido cuando sustituyan a otro insumo distinto del insumo de combustibles fósiles convencionales, del cual los combustibles hipocarbónicos y los combustibles renovables sustituyan a la mayor parte.

⁽³⁾ Cuando tanto los combustibles renovables de origen no biológico como los combustibles hipocarbónicos se produzcan en la misma instalación, el período elegido en virtud del Reglamento (UE) 2023/1185 y con arreglo a esta metodología será el mismo.

⁽⁴⁾ Si un combustible se produce en varios procesos posteriores, se determinará la fracción para cada proceso, a menos que sea práctica industrial común integrar los procesos técnica y geográficamente.

⁽⁵⁾ En el caso de los insumos de material que contienen agua, se toma como poder calorífico inferior el de la parte seca del insumo de material (es decir, sin tener en cuenta la energía necesaria para evaporar el agua). No se tienen en cuenta los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico utilizados como productos intermedios para la producción de combustibles convencionales y biocarburantes.

4. Al determinar las emisiones procedentes del suministro de insumos e_i, se distinguirá entre insumos elásticos e insumos rígidos. Los insumos rígidos son aquellos que no pueden suministrarse en mayor cantidad para satisfacer una demanda adicional. Así pues, todos los insumos que se consideren una fuente de carbono para la producción de combustibles de carbono reciclado son rígidos, como también lo son los productos finales obtenidos en una proporción fija en un proceso incorporado ⁽⁶⁾ y que representen menos del 10 % del valor económico de la producción. Si representan el 10 % del valor económico o más, se considerarán elásticos. En principio, los insumos elásticos son aquellos que pueden suministrarse en mayor cantidad para satisfacer una demanda adicional. Los productos petrolíferos procedentes de refinerías pertenecen a esta categoría porque las refinerías pueden cambiar la proporción de los productos obtenidos. Las emisiones procedentes de los insumos de energía y de material en las operaciones de captura y almacenamiento de carbono (CAC) (por ejemplo, de la combustión de combustibles, el calor y la electricidad utilizadas, así como de materiales y productos químicos) se calcularán sobre la base del enfoque establecido en los puntos 5 a 11 sobre insumos de proceso.
5. Se atribuirá un valor de cero emisiones de gases de efecto invernadero a la electricidad que pueda contabilizarse en su totalidad como renovable, con arreglo al artículo 27, apartado 6, párrafos segundo y tercero de la Directiva (UE) 2018/2001.
6. Durante cada año natural se aplicará uno de los cuatro métodos alternativos siguientes para atribuir valores de emisiones de gases de efecto invernadero a la electricidad que no reúna plenamente las condiciones para ser considerada renovable de conformidad con el artículo 27, apartado 6, párrafos segundo y tercero, de la Directiva (UE) 2018/2001 y que se utilice para producir combustibles hipocarbónicos:
 - a) los valores de emisiones de gases de efecto invernadero se atribuirán sobre la base de las medias anuales establecidas en la parte C del presente anexo;
 - b) los valores de emisiones de gases de efecto invernadero se atribuirán sobre la base del valor medio horario de las emisiones de gases de efecto invernadero de la combinación eléctrica en el momento de la producción de los combustibles hipocarbónicos en la zona de oferta, según lo previsto por los gestores de redes de transporte para el mercado diario de la zona de oferta en la que se produzca el combustible hipocarbónico dos horas antes de la hora de cierre del mercado diario. Cuando se disponga de ella, se aplicará una metodología armonizada a tal efecto. Hasta el establecimiento de una metodología armonizada, la metodología deberá haber sido aprobada por la autoridad competente;
 - c) los valores de emisiones de gases de efecto invernadero se atribuirán en función del número de horas que esté funcionando a plena carga la instalación que produce combustibles hipocarbónicos. Cuando el número de horas de funcionamiento a plena carga sea igual o inferior al número de horas en las que el precio marginal de la electricidad haya sido fijado por instalaciones que produzcan electricidad renovable o por centrales nucleares en el año civil anterior para el que se disponga de datos fiables, se atribuirá un valor de emisiones de gases de efecto invernadero de 0 g CO₂eq/MJ a la electricidad de la red utilizada en el proceso de producción de combustibles hipocarbónicos; cuando se supere este número de horas de funcionamiento a plena carga, se atribuirá a la electricidad de la red utilizada en el proceso de producción de combustibles hipocarbónicos un valor de emisiones de gases de efecto invernadero de 183 g CO₂eq/MJ;
 - d) los valores de emisiones de gases de efecto invernadero se calcularán como media horaria, sobre la base del valor de las emisiones de gases de efecto invernadero de la tecnología marginal basándose en la cual se fija el precio de liquidación de la electricidad en una unidad de tiempo del mercado determinada en el momento de la producción de los combustibles hipocarbónicos en la zona de oferta. Esta opción solo podrá utilizarse si el gestor de la red de transporte nacional ha puesto este valor a disposición del público.

Si se utiliza el método establecido en la letra c), se aplicará a toda la electricidad que se utilice para producir combustibles hipocarbónicos, incluida la electricidad que pueda contabilizarse en su totalidad como renovable de conformidad con el artículo 27, apartado 6, párrafos segundo y tercero, de la Directiva (UE) 2018/2001.

⁽⁶⁾ Los procesos incorporados incluyen procesos que:

- tengan lugar en el mismo complejo industrial, y
- reutilicen calor u otros productos difíciles de transportar de alguno de los procesos.

7. Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de los insumos elásticos que se obtengan de un proceso incorporado se determinarán sobre la base de los datos correspondientes a su proceso de producción real. Esto incluirá todas las emisiones resultantes de su producción a lo largo de toda la cadena de suministro (incluidas las emisiones resultantes de la extracción de la energía primaria necesaria para obtener el insumo, transformarlo y transportarlo). No se incluirán las emisiones de combustión relacionadas con el contenido de carbono de los insumos de combustible ⁽⁷⁾.

Las emisiones de GEI procedentes de los insumos elásticos que no se obtengan de un proceso incorporado se determinarán sobre la base de los valores incluidos en la parte B del presente anexo. Si el insumo no está incluido en la lista, la información relativa a la intensidad de emisiones podrá obtenerse de la última versión del informe JEC-WTW, de la base de datos Ecoinvent, de fuentes oficiales como el GIECC, la AIE o el Gobierno, de otras fuentes revisadas como las bases de datos E3 o GEMIS, o de publicaciones revisadas por pares.

La intensidad de metano de la producción de insumos elásticos de origen fósil se calculará sobre la base de lo siguiente:

- a) Se calculará como la suma de la intensidad de metano de la producción y el transporte de insumos.
- b) La intensidad de metano de la producción de insumos elásticos de origen fósil para los insumos producidos en la Unión se calculará sobre la base de las emisiones de metano notificadas por los productores de la Unión de conformidad con el artículo 12 del Reglamento (UE) 2024/1787 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽⁸⁾ y, en el caso de los insumos importados a la Unión o utilizados para la producción de combustibles hipocarbónicos fuera de la Unión, se basará en la información sobre las emisiones de metano notificada por los importadores de conformidad con el artículo 28, apartados 1, 2 y 5 del Reglamento (UE) 2024/1787 ⁽⁹⁾.
- c) La intensidad de metano del transporte de insumos elásticos de origen fósil para los insumos producidos en la Unión se calculará sobre la base de las emisiones de metano notificadas por los productores y operadores de activos de la Unión de conformidad con el artículo 12 del Reglamento (UE) 2024/1787, y en el caso de los insumos importados a la Unión o utilizados para combustibles hipocarbónicos fuera de la Unión se basará en los valores que estimen las emisiones de metano relacionadas con el transporte de petróleo crudo, gas natural y carbón procedentes de terceros países publicados en la base de datos de transparencia sobre el metano de conformidad con el artículo 30, punto 2, letra d), inciso ii), del Reglamento (UE) 2024/1787, complementados por la información pertinente sobre las emisiones de metano notificada por los operadores de activos de conformidad con el artículo 12 del Reglamento (UE) 2024/1787 y los importadores de conformidad con el artículo 27, apartado 1, el artículo 28, apartados 1, 2 y 5, así como el anexo IX del Reglamento (UE) 2024/1787.

No obstante, cuando la intensidad de metano no pueda calcularse debido a la falta de datos, o cuando el insumo no mejore el valor calorífico del combustible hipocarbónico, la intensidad de metano de los insumos elásticos de origen fósil podrá ser el valor pertinente para las emisiones de metano desde la fuente por unidad de combustible incluido en la parte B del presente anexo.

8. El proveedor de cada insumo elástico calculará la intensidad de emisiones ⁽¹⁰⁾ de este siguiendo los procedimientos que figuran en el presente anexo, salvo en aquellos insumos en que los valores se hayan tomado de la parte B del presente anexo, y comunicará el valor a la siguiente fase de producción o al productor del combustible final. La misma norma se aplica a los proveedores de insumos que intervengan en fases anteriores de la cadena de suministro.

⁽⁷⁾ Si las intensidades de carbono se toman de la parte B del presente anexo, no se tendrán en cuenta las emisiones de combustión. Esto se debe a que las emisiones de combustión se contabilizan en la transformación o en las emisiones de combustión del combustible final.

⁽⁸⁾ 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>).

⁽⁹⁾ Los valores comunicados se calcularán de conformidad con la metodología establecida por la Comisión de conformidad con el artículo 29, apartado 4, del Reglamento (UE) 2024/1787. Hasta la fecha en que se establezca dicha metodología, podrán aplicarse otros métodos científicos, como la metodología OGMP 2.0, según proceda.

⁽¹⁰⁾ De conformidad con el punto 6, la intensidad de emisiones no incluirá las emisiones implícitas en el contenido de carbono del insumo suministrado.

9. Las emisiones procedentes de insumos rígidos ($e_{i \text{ rigid}}$) incluirán las emisiones resultantes de desviar esos insumos de un uso anterior o alternativo. Esas emisiones tendrán en cuenta la pérdida de producción de electricidad, calor o productos que se generaban previamente utilizando el insumo, así como cualquier emisión debida al tratamiento y el transporte adicionales de este. Se aplicarán las siguientes normas:
- a) las emisiones atribuidas al suministro de insumos rígidos se determinarán multiplicando la producción perdida de electricidad, calor u otros productos por el factor de emisión pertinente. En caso de pérdida de producción de electricidad, los factores de emisión que deben tomarse en consideración son los correspondientes a la generación de electricidad de red en el país en el que se produjo la derivación, determinados con arreglo a la metodología establecida en los puntos 5 o 6 ⁽¹¹⁾. En caso de desvío de materiales, las emisiones que deben atribuirse al material de sustitución se calcularán como si se tratase de un insumo de material. Durante los primeros veinte años tras el inicio de la producción de combustibles hipocarbónicos, la pérdida de producción de electricidad, calor y materiales se determinará sobre la base de la cantidad media de electricidad y calor producida a partir del insumo rígido durante los tres años anteriores al inicio de la producción de combustibles hipocarbónicos. Una vez transcurridos veinte años de producción, la pérdida de producción de electricidad, calor u otros productos se determinará sobre la base de las normas mínimas de eficiencia energética consideradas en las conclusiones pertinentes sobre la mejor tecnología disponible. Cuando no se haya llegado a una conclusión sobre la mejor tecnología disponible respecto al proceso, la estimación de la producción perdida se basará en un proceso comparable que utilice tecnología punta.
 - b) En el caso de insumos rígidos que sean flujos intermedios en procesos industriales, como el gas de coquería, el gas de alto horno en una acería o el gas de refinería en una refinería de petróleo, cuando no pueda medirse directamente el efecto de desviarlos hacia la producción de combustible, las emisiones debidas al desvío de los insumos se determinarán sobre la base de simulaciones del funcionamiento de la central antes y después de su modificación. Si la modificación de la central ocasionó una reducción de la producción de algunos productos, las emisiones atribuidas al insumo rígido incluirán las emisiones asociadas a la sustitución de los productos no producidos.
 - c) Cuando el proceso utilice insumos rígidos procedentes de nuevas instalaciones, se tendrá en cuenta el impacto de desviar los insumos del uso alternativo más económico. Las repercusiones sobre las emisiones se calcularán a continuación con arreglo a las normas mínimas de eficiencia energética consideradas en las conclusiones pertinentes sobre la mejor tecnología disponible. En el caso de procesos industriales para los que no se haya llegado a una conclusión sobre la mejor tecnología disponible, la reducción de emisiones se calculará sobre la base de un proceso comparable que utilice tecnología punta.
10. Las emisiones procedentes del uso o destino actual (e_{uso-ac}) incluyen todas las emisiones del uso o destino actual del insumo que se evitan cuando se utiliza para la producción de combustible. Esas emisiones incluirán el CO₂ equivalente del carbono incorporado en la composición química del combustible que de otro modo se habría emitido a la atmósfera. Esto incluye todas las formas de carbono siempre que se cumpla al menos una de las condiciones siguientes:
- a) El CO₂ se ha capturado en el marco de una actividad enumerada en el anexo I de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹²⁾ o de la combustión de residuos urbanos mezclados, se ha tenido en cuenta en fases anteriores en un sistema eficaz de tarificación del carbono y se ha incorporado a la composición química del combustible antes del 1 de enero de 2036. Esa fecha se ampliará hasta el 1 de enero de 2041 para casos distintos del CO₂ procedente de la combustión de combustibles para la generación de electricidad;
 - b) el CO₂ se ha capturado del aire;
 - c) el CO₂ o monóxido de carbono capturado procede de biocarburantes, biolíquidos o combustibles de biomasa que cumplen los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero establecidos en el artículo 29 de la Directiva (UE) 2018/2001;

⁽¹¹⁾ Podrán aplicarse normas equivalentes a las establecidas en el artículo 27, apartado 6, para los combustibles renovables de origen no biológico (CRONB) para determinar los factores de emisión para la pérdida de producción de electricidad debidos al uso de gases residuales de proceso y gases de escape de origen no renovable producidos como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso de producción en instalaciones industriales.

⁽¹²⁾ Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo (DO L 275 de 25.10.2003, p. 32, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2003/87/oj>).

- d) el CO₂ o monóxido de carbono capturado procede de la combustión de combustibles renovables de origen no biológico o de combustibles hipocarbónicos que cumplen los criterios de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero establecidos en el artículo 29 bis de la Directiva (UE) 2018/2001 y en el presente Reglamento;
- e) el CO₂ capturado procede de una fuente geológica de CO₂ y se liberaba previamente de forma natural;
- f) el carbono procede de insumos que se consideran fuente de energía para la producción de combustibles de carbono reciclado.

No se incluirá el CO₂ capturado procedente de un combustible que se quema deliberadamente con el fin exclusivo de producir CO₂, sin utilizar la energía ni el CO₂ cuya captura haya recibido un crédito de emisiones en virtud de otras disposiciones legislativas.

Las emisiones asociadas a insumos como la electricidad, el calor y los materiales consumibles utilizados en el proceso de captura de CO₂ se incluirán en el cálculo de las emisiones atribuidas a los insumos.

- 11. Las fechas a que se refiere el punto 10, letra a), estarán sujetas a revisión, teniendo en cuenta la aplicación en los sectores cubiertos por la Directiva 2003/87/CE del objetivo climático a escala de la Unión para 2040 establecido de conformidad con el artículo 4, apartado 3, del Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹³⁾.
- 12. Las emisiones procedentes de la transformación (e_p) incluirán las emisiones atmosféricas directas procedentes de la propia transformación, del tratamiento de los residuos y de las fugas, así como
 - a) cualquier flujo de CO₂ de origen fósil que salga de la planta de transformación y se capture en la planta de captura de carbono y se considere incluido en e_{ccs} o e_{ccu}; y
 - b) cualquier CO₂ de origen fósil emitido a la atmósfera al final de la vida útil de los coproductos, calculado sobre una base estequiométrica para el carbono incorporado a la composición química de todos los coproductos, a menos que el operador demuestre que dicho CO₂ se captura y almacena de forma permanente o se fija químicamente de forma permanente a los productos duraderos enumerados en el Reglamento Delegado (UE) 2024/2620 de la Comisión ⁽¹⁴⁾. El carbono sólido incorporado a los coproductos porque está químicamente fijado de forma permanente a los productos enumerados en el Reglamento Delegado (UE) 2024/2620 o el carbono sólido almacenado en consonancia con los requisitos pertinentes para garantizar el almacenamiento permanente establecidos en la metodología adoptada con arreglo al artículo 8, apartado 2, del Reglamento (UE) 2024/3012 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁵⁾ no se considera emitido.
- 13. Las emisiones procedentes de la combustión del combustible (e_u) se referirán a las emisiones totales de combustión del combustible durante su uso, incluidas las emisiones procedentes de la combustión de carbono de origen biológico.
- 14. Los gases de efecto invernadero que se tengan en cuenta en el cálculo de las emisiones, y sus equivalentes de dióxido de carbono, serán los mismos que los especificados en el anexo V, parte C, punto 4, de la Directiva (UE) 2018/2001.
- 15. Cuando un proceso dé como resultado múltiples coproductos, como combustibles o sustancias químicas, así como coproductos energéticos, como calor, electricidad o energía mecánica, que se exporten desde la central, las emisiones de gases de efecto invernadero se asignarán a dichos coproductos aplicando los siguientes enfoques:
 - a) la asignación se llevará a cabo al final del proceso de producción de los coproductos. Las emisiones asignadas incluirán las emisiones procedentes del propio proceso, así como las emisiones atribuidas a los insumos del proceso.

⁽¹³⁾ 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, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj>).

⁽¹⁴⁾ Reglamento Delegado (UE) 2024/2620 de la Comisión, de 30 de julio de 2024, por el que se completa la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los requisitos para considerar que los gases de efecto invernadero se han fijado químicamente de forma permanente a un producto (DO L, 2024/2620, 4.10.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2024/2620/oj).

⁽¹⁵⁾ Reglamento (UE) 2024/3012 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de noviembre de 2024, por el que se establece un marco de certificación de la Unión para las absorciones permanentes de carbono, la carbonocultura y el almacenamiento de carbono en productos (DO L, 2024/3012, 6.12.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/3012/oj>).

- b) Las emisiones que se asignarán serán e_i más todas las fracciones de e_p , e_{td} y e_{ccs} que tengan lugar hasta la fase del proceso en la que se fabrican los coproductos, incluida esta. Si un insumo del proceso es en sí mismo un coproducto de otro proceso, debe hacerse primero la asignación en el otro proceso a fin de establecer las emisiones que deben atribuirse al insumo. Las emisiones de e_{uso-ac} deben asignarse únicamente a los coproductos que se consideren combustibles renovables de origen no biológico o combustibles hipocarbónicos.
 - c) Si alguna instalación situada dentro de los límites del proyecto trata solo uno de los coproductos del proyecto, las emisiones procedentes de dicha instalación se imputarán íntegramente a ese coproducto.
 - d) Cuando el proceso permita cambiar la proporción de los coproductos fabricados, la asignación se realizará sobre la base de la causalidad física, determinando el efecto que tiene sobre las emisiones del proceso aumentar la producción de un solo coproducto mientras se mantienen constantes los demás productos finales.
 - e) Cuando la proporción de los productos sea fija y todos los coproductos sean combustibles, electricidad o calor, la asignación se realizará en función del contenido energético. Si la asignación se refiere al calor exportado sobre la base del contenido energético, solo podrá considerarse la porción útil del calor, tal como se define en el anexo V, parte C, punto 16, de la Directiva (UE) 2018/2001.
 - f) Cuando la proporción de los productos sea fija y algunos coproductos sean materiales sin contenido energético, la asignación se realizará sobre la base del valor económico de los coproductos. El valor económico considerado será la media del valor de salida de fábrica de los productos durante los tres últimos años. Si no se dispone de esos datos, el valor se estimará a partir de los precios de las materias primas menos el coste de transporte y almacenamiento.
16. Las emisiones procedentes del transporte y la distribución (e_{td}) incluirán las emisiones procedentes del almacenamiento y la distribución de los combustibles acabados. Las emisiones atribuidas a los insumos e_i incluirán las emisiones procedentes del transporte y almacenamiento asociados.
17. Cuando un proceso de fabricación de combustibles hipocarbónicos produzca emisiones de carbono que se almacenen de forma permanente en un emplazamiento de almacenamiento geológico, dicho carbono (expresado en CO_{2eq}) podrá reconocerse a los productos del proceso como reducción de las emisiones incluida en e_{ccs} (en $\text{gCO}_{2eq}/\text{MJ}$ de combustible). El término e_{ccs} considerará la tasa de captura del CO_2 derivado de la producción de combustible hipocarbónico, así como todas las emisiones derivadas de las actividades operativas para la captura de carbono, el transporte de CO_2 y las emisiones derivadas de la inyección en el emplazamiento de almacenamiento permanente del modo siguiente:

$$e_{ccs} = c_{\text{CO}_2} - e_{\text{CO}_2-c} - e_{\text{CO}_2-t} - e_{\text{CO}_2-i}$$

donde:

- c_{CO_2} = CO_2 capturado en la planta de captura de carbono ($\text{gCO}_{2eq}/\text{MJ}$ de combustible);
- e_{CO_2-c} = las emisiones asociadas a todas las operaciones de captura de carbono, deshidratación, compresión y licuefacción de CO_2 ($\text{gCO}_{2eq}/\text{MJ}$ de combustible);
- e_{CO_2-t} = las emisiones derivadas del transporte de CO_2 por gasoducto, buque, barcaza, ferrocarril o camión desde el lugar de captura hasta el emplazamiento de almacenamiento permanente ($\text{gCO}_{2eq}/\text{MJ}$ de combustible);
- e_{CO_2-i} = las emisiones derivadas de las operaciones de inyección de CO_2 en el emplazamiento de almacenamiento permanente ($\text{gCO}_{2eq}/\text{MJ}$ de combustible).

El término « e_{ccs} » incluirá:

- a) las emisiones de GEI por MJ de combustible capturado en la planta de captura de carbono (c_{CO_2}) con fines de almacenamiento geológico permanente en un emplazamiento de almacenamiento autorizado en virtud de la Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo⁽¹⁶⁾ o de la legislación nacional aplicable en terceros países, y que no se utilice para mejorar la recuperación de petróleo y gas. La legislación nacional aplicable que regule los emplazamientos de almacenamiento geológico establecerá requisitos adecuados de seguimiento, notificación y verificación para detectar fugas, así como obligaciones legales para el titular del almacenamiento a fin de garantizar el saneamiento en consonancia con las disposiciones legales aplicables en la Unión. En caso de fuga, la cantidad equivalente de emisiones de carbono no se contabilizará como reducción de emisiones incluidas en e_{ccs} . No se aceptarán para inyección (e_{CO_2-i}) los emplazamientos de almacenamiento geológico que presenten fugas reiteradas.

⁽¹⁶⁾ Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono y por la que se modifican la Directiva 85/337/CEE del Consejo, las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE y el Reglamento (CE) n.º 1013/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 140, 5.6.2009, p. 114, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/31/oj>).

- b) Emisiones de GEI por MJ de combustible procedente de operaciones de captura de CO₂ (e CO₂-c). Dichas emisiones incluirán las emisiones derivadas del uso de combustible, calor y electricidad y del uso de insumos de material para la captura, así como de todas las sustituciones de materiales (debidas a pérdidas o a la degradación). Dichas emisiones se calcularán de conformidad con el anexo IV, sección 21, del Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 de la Comisión ⁽¹⁷⁾.
- c) Emisiones de GEI por MJ de combustible procedentes del transporte de CO₂ (e CO₂-t) por gasoducto, buque, ferrocarril, camión u otra modalidad de transporte marítimo desde el lugar de captura. Las emisiones de GEI debidas al transporte de CO₂ se calcularán sobre la base de la distancia recorrida, el tipo de modalidad de transporte y la carga. Si para transportar el CO₂ inyectado se utilizan dos o más modos de transporte diferentes, las emisiones se calcularán como la suma de cada modo de transporte. Las emisiones del transporte de múltiples fuentes se asignarán utilizando el método de asignación basado en la masa. Si un gasoducto transporta CO₂ a múltiples emplazamientos geológicos o sirve para múltiples usos, las emisiones del transporte de CO₂ se asignarán utilizando el método de asignación basado en la masa. Las emisiones de GEI procedentes del despacho de CO₂ por gasoducto se calcularán de conformidad con el anexo IV, sección 22, del Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066.
- d) las emisiones de GEI por MJ de combustible procedentes de la inyección (e CO₂-i) en un emplazamiento de almacenamiento geológico permanente autorizado en virtud de la Directiva 2009/31/CE o de la legislación nacional aplicable en terceros países. Tales emisiones incluirán todas las emisiones procedentes de la combustión de combustible en equipos fijos utilizados en el transporte de CO₂, incluidas las emisiones procedentes de la electricidad y las emisiones de los combustibles utilizados en el transporte de CO₂ por estaciones de compresión asociadas y otras actividades de combustión, incluidas las centrales eléctricas *in situ*. Dichas emisiones se calcularán de conformidad con el anexo IV, sección 23, del Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066.

Las emisiones de GEI procedentes del uso de combustible, calor y electricidad y del uso de insumos de material para las operaciones de captura, deshidratación, compresión y licuefacción se tendrán en cuenta en todas las fases de la cadena de valor del CO₂, desde la captura hasta el almacenamiento.

En los casos que queden fuera del ámbito de los métodos de cálculo específicos previstos en el presente punto, las emisiones procedentes de los insumos de energía y de material en las operaciones de CAC (por ejemplo, de la combustión de combustibles, el calor y la electricidad utilizadas, así como de materiales y productos químicos) se calcularán aplicando por analogía los puntos 5 a 11 sobre insumos de proceso.

Se considerarán todas las emisiones procedentes del venteo, así como las emisiones fugitivas y otras fugas de CO₂ procedentes de la captura de carbono, deshidratación, compresión y licuefacción, transporte de CO₂ y de las operaciones de inyección.

En instalaciones que hayan entrado en funcionamiento antes del 11 de diciembre de 2025, podrá asignarse CO₂ a una parte de la producción total del proceso, siempre que la tasa de captura de carbono de la parte del proceso incorporado no supere el 100 %. En el caso de todas las demás instalaciones, la reducción neta de las emisiones debe asignarse proporcionalmente a la producción total de combustible.

18. Cuando un proceso de producción de combustibles con bajas emisiones de carbono genere emisiones de CO₂ que estén químicamente fijadas de forma permanente en uno de los productos enumerados en el acto delegado adoptado de conformidad con el artículo 12, apartado 3 *ter*, párrafo segundo, de la Directiva 2003/87/CE, esto se contabilizará en los productos combustibles con bajas emisiones de carbono del proceso como una reducción de las emisiones incluidas en e_{ccu} (en gCO₂eq/MJ de combustible). El término e_{ccu} considerará la tasa de captura del CO₂ derivado de la producción de combustible hipocarbónico, así como todas las emisiones derivadas de las actividades operativas para la captura de carbono, el transporte de CO₂ y las emisiones derivadas del proceso de transformación y utilización para fijarlas químicamente de forma permanente a un producto, del modo siguiente:

$$e_{ccu} = c_{CO_2} - e_{CO_2-c} - e_{CO_2-t} - e_{CO_2-i}$$

donde:

c_{CO_2} = CO₂ capturado en la planta de captura de carbono (gCO₂eq/MJ de combustible);

e_{CO_2-c} = las emisiones asociadas a todas las operaciones de captura de carbono, deshidratación, compresión y licuefacción de CO₂ (gCO₂eq/MJ de combustible);

⁽¹⁷⁾ Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 de la Comisión, de 19 de diciembre de 2018, sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y por el que se modifica el Reglamento (UE) n.º 601/2012 de la Comisión (DO L 334 de 31.12.2018, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2066/oj).

- e_{CO_2-t} = las emisiones procedentes del transporte de CO₂ por gasoducto, buque, barcaza, ferrocarril o camión desde el lugar de captura hasta el emplazamiento de utilización (gCO₂eq/MJ de combustible);
- e_{CO_2-u} = las emisiones procedentes de la utilización de CO₂ para fijarlo químicamente de forma permanente a productos (gCO₂eq/MJ de combustible).

Las emisiones solo se considerarán químicamente fijadas de forma permanente a un producto cuando el producto figure en el acto delegado adoptado en virtud del artículo 12, apartado 3 *ter*, párrafo segundo, de la Directiva 2003/87/CE.

En instalaciones que hayan entrado en funcionamiento antes del 11 de diciembre de 2025, podrá asignarse CO₂ a una parte de la producción total del proceso, siempre que la tasa de captura de carbono de la parte del proceso incorporado no supere el 100 %. En el caso de todas las demás instalaciones, la reducción neta de las emisiones debe asignarse proporcionalmente a la producción total de combustible.

B. «VALORES ESTÁNDAR» DE LA INTENSIDAD DE EMISIONES DE GEI DE LOS INSUMOS

Los cuadros 1 y 2 establecen las intensidades de emisión de GEI de los insumos distintos de la electricidad:

Cuadro 1

Emisiones por defecto de GEI durante el ciclo de vida de diferentes insumos de energía, expresadas en g de sustancia por MJ de producto; los gases de efecto invernadero distintos del CO₂ se convertirán en CO₂eq multiplicando su cantidad por los valores respectivos de su potencial de calentamiento global establecidos en el anexo del Reglamento Delegado (UE) 2020/1044 de la Comisión ⁽¹⁸⁾. Excluidas las emisiones procedentes de la combustión del combustible en su fase de uso

Combustible	CO ₂	CH ₄ (°)	N ₂ O
Combustibles fósiles sólidos			
Antracita	6,50	0,390	0,00026
Carbón de coque	6,50	0,390	0,00026
Otros carbones bituminosos	6,50	0,390	0,00026
Carbón subbituminoso	1,70	0	0
Lignito	1,70	0	0
Aglomerado de hulla	5,00	0,228	0
Coque de coquería	5,00	0,228	0
Coque de gas	5,00	0,228	0
Alquitrán de hulla	5,00	0,228	0
Briquetas de lignito pardo	1,70	0	0
Gases manufacturados			
Gas de fábrica de gas	5,00	0,228	0
Gas de coquería	5,00	0,228	0
Gas de alto horno	5,00	0,228	0
Otros gases recuperados	5,00	0,228	0
Turba y productos de la turba	0	0	0
Esquisto bituminoso y arenas bituminosas	5,00	0,228	0
Petróleo y productos petrolíferos			

⁽¹⁸⁾ Reglamento Delegado (UE) 2020/1044 de la Comisión, de 8 de mayo de 2020, que completa el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los valores para los potenciales de calentamiento global y las directrices para los inventarios, así como en lo que respecta al sistema de inventario de la Unión, y por el que se deroga el Reglamento Delegado (UE) n.º 666/2014 de la Comisión (DO L 230, 17.7.2020, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2020/1044/oj).

Combustible	CO ₂	CH ₄ ⁽¹⁾	N ₂ O
Petróleo crudo	5,00	0,228 (= CH ₄ _crudo)	0
Líquidos de gas natural	5,00	0,228	0
Materias primas de refinería	5,00	0,228	0
Aditivos y compuestos oxigenados	5,00	0,228	0
Otros hidrocarburos	5,00	0,228	0
Gas de refinería	5,00	0,228	0
Etano	5,00	0,228	0
Gases licuados de petróleo	5,00	0,228	0
Gasolina para motores	13,40	1,08* CH ₄ _crudo	0
Gasolina de aviación	13,40	1,08* CH ₄ _crudo	0
Carburante de tipo gasolina para aviones de reacción	13,40	1,08* CH ₄ _crudo	0
Carburante de tipo queroseno para aviones de reacción	13,40	1,08* CH ₄ _crudo	0
Otro queroseno	13,40	1,08* CH ₄ _crudo	0
Nafta	13,40	1,08* CH ₄ _crudo	0
Gasóleo y carburante diésel	15,65	1,09*CH ₄ _crudo	0
Fuelóleo	0	1,01* CH ₄ _crudo	0
«White spirit» y SBP	13,40	1,08* CH ₄ _crudo	0
Lubricantes	15,65	1,09*CH ₄ _crudo	0
Betún	5,00	0,228	0
Coque de petróleo	5,00	0,228	0
Cera de parafina	5,00	0,228	0
Otros productos derivados del petróleo	5,00	0,228	0
Gas natural (excluidos la licuefacción de GNL, el transporte marítimo y la regasificación) ⁽²⁾	4,90	0,190	0,00037
Residuos			
Residuos industriales (no renovables)	0	0	0
Residuos urbanos no renovables	0	0	0
Energía nuclear			
Energía termonuclear:	0,50	0	0

⁽¹⁾ Se tendrá en cuenta un factor de asignación para calcular las emisiones desde la fuente de productos derivados del petróleo (a partir del factor de emisión real de metano desde la fuente del petróleo crudo considerado): 1,09, 1,08, 1,01 (MJ de petróleo crudo/MJ de producto) para diésel, gasolina y fuelóleo pesado (HFO), respectivamente.

⁽²⁾ en el caso del gas natural transportado en forma líquida, se añadirán emisiones adicionales de GEI (CO₂, CH₄ y N₂O) debidas a la licuefacción, el transporte marítimo y la regasificación del gas natural.
En el caso de las emisiones de metano procedentes de las fases de licuefacción, transporte marítimo y regasificación de GNL, los explotadores seguirán el punto 7 del presente anexo, de conformidad con el Reglamento (UE) 2024/1787.

Fuente: Elaboración interna del CCI basada en:

- JEC v5, IPCC: *Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero 2006 y 2019*, volumen 2, capítulo 2, «Combustión estacionaria».
- IFEU 2023
- Energy and Environmental Research Associates, LLC 2024
- CEPE 2022, *Carbon Neutrality in the UNECE region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources* [«Neutralidad de Carbono en la región de la CEPE/ONU: Evaluación integrada del ciclo de vida de las fuentes de electricidad», documento en inglés]

Cuadro 2

Emisiones de GEI durante el ciclo de vida por defecto de los insumos de material

Insumo de material	Emisiones totales gCO ₂ eq/kg
Amoniaco	2 351,3
Cloruro de calcio (CaCl ₂)	38,8
Ciclohexano	723,0
Ácido clorhídrico (HCl)	1 061,1
Lubricantes	947,0
Sulfato de magnesio (MgSO ₄)	191,8
Nitrógeno	56,4
Ácido fosfórico (H ₃ PO ₄)	3 124,7
Hidróxido potásico (KOH)	419,1
CaO puro para procesos	1 193,2
Carbonato de sodio (Na ₂ CO ₃)	1 245,1
Cloruro sódico (NaCl)	13,3
Hidróxido sódico (NaOH)	529,7
Metóxido sódico (Na(CH ₃ O))	2 425,5
Dióxido de azufre (SO ₂)	53,3
Ácido sulfúrico (H ₂ SO ₄)	217,5
Urea.	1 846,6

Fuente: Informe JEC-WTW y cálculos de la Directiva sobre fuentes de energía renovables

C. INTENSIDAD DE EMISIONES DE GEI DE LA ELECTRICIDAD**Metodología para calcular las intensidades de emisiones de GEI de la electricidad**

La intensidad de emisiones de GEI de la electricidad se determinará por países o por zonas de oferta. La intensidad de emisiones de GEI de la electricidad podrá determinarse por zonas de oferta únicamente si los datos necesarios están disponibles públicamente. La intensidad de carbono de la electricidad, expresada en gCO₂eq/MJ de electricidad, se calculará teniendo en cuenta todas las fuentes potenciales de energía primaria utilizadas para la generación de electricidad, el tipo de central, las eficiencias de conversión y el consumo propio de electricidad de cada central eléctrica.

El cálculo tendrá en cuenta todas las emisiones de CO₂ equivalente asociadas a la combustión y el suministro de los combustibles utilizados para la producción de electricidad. Dicho cálculo se basará en la cantidad de combustibles distintos utilizados en las instalaciones de producción de electricidad, junto con los factores de emisión correspondientes a la combustión de los combustibles y los factores de emisión de los combustibles desde la fuente (fases de producción, refinado y transporte).

Los gases de efecto invernadero distintos del CO₂ se convertirán en CO₂eq multiplicando su cantidad por los valores respectivos de su potencial de calentamiento global establecidos en el anexo del Reglamento Delegado (UE) 2020/1044. Al quemar combustibles biogénicos, no se contabilizarán las emisiones de CO₂ debidas a su origen biogénico, pero sí las emisiones de CH₄ y N₂O.

Para el cálculo de las emisiones de GEI procedentes de la combustión de combustibles, se utilizarán los factores de emisión por defecto del GIECC correspondientes a la combustión estacionaria en las industrias energéticas (véase el cuadro 3). Las emisiones desde la fuente incluirán las emisiones de todos los procesos y fases necesarios para obtener un combustible que esté listo para alimentar la producción de electricidad. Serán el resultado de la extracción, el refinado y el transporte del combustible utilizado para la producción de electricidad.

Además, se tendrán en cuenta todas las emisiones desde la fuente procedentes del cultivo, la recolección, la recogida, la transformación y el transporte de biomasa. La turba y los componentes de los materiales residuales de origen fósil se tratarán como combustibles fósiles.

Los combustibles utilizados para la producción bruta de electricidad en centrales exclusivamente eléctricas se determinarán sobre la base de la producción de electricidad y de la eficiencia de la conversión a electricidad. En el caso de las centrales de producción combinada de calor y electricidad (PCCE), los combustibles utilizados para el calor producido por PCCE se contabilizarán teniendo en cuenta la producción alternativa de calor con una eficiencia media global del 85 %, mientras que el resto se atribuirá a la generación de electricidad.

En el caso de las centrales nucleares, se supondrá una eficiencia de conversión del calor nuclear del 33 % o se utilizarán los datos facilitados por Eurostat o por una fuente acreditada similar.

No se asociará ningún combustible a la producción de electricidad a partir de energías renovables como la hidráulica, la solar, la eólica y la geotérmica. No se tendrán en cuenta las emisiones procedentes de la construcción, el desmantelamiento y la gestión de residuos de las instalaciones de producción de electricidad. Las emisiones de carbono equivalente asociadas a la producción de electricidad renovable (eólica, solar, hidráulica y geotérmica) se considerarán, por lo tanto, iguales a cero.

Las emisiones de CO₂ equivalente procedentes de la producción bruta de electricidad incluirán las emisiones desde la fuente que figuran en el cuadro 1, y los factores de emisión por defecto correspondientes a la combustión estacionaria enumerados en los cuadros 3 y 4. Las emisiones desde la fuente correspondientes al suministro de combustible se calcularán aplicando los factores de emisión desde la fuente del cuadro 1.

El cálculo de la intensidad de carbono de la electricidad se realizará utilizando las fórmulas siguientes:

$$e_{\text{gross_prod}} = \sum_{i=1}^k (c_{i-\text{ups}} + c_{i-\text{comb}}) \times B_i$$

donde:

$e_{\text{gross_prod}}$ =	Emisiones de CO ₂ equivalente [gCO ₂ eq]
$c_{i-\text{ups}}$ =	Factores de emisión de CO ₂ equivalente desde la fuente [gCO ₂ eq/MJ]
$c_{i-\text{comb}}$ =	Factores de emisión de CO ₂ equivalente procedente de la combustión de combustibles [gCO ₂ eq/MJ] de los cuadros 3 y 4; incluye las emisiones de CH ₄ y N ₂ O expresadas en CO ₂ eq/MJ. En los casos en que el CO ₂ se almacena de forma permanente en instalaciones de CAC, el factor de emisión de CO ₂ equivalente procedente de la combustión de combustibles utilizará los valores por defecto para el CO ₂ que figuran en el cuadro 3, reducidos por el impacto neto del CAC.
B_i =	Consumo de combustible i para la generación de electricidad [MJ]
$i = 1 \dots k$ =	combustibles utilizados para la producción de electricidad

La cantidad de producción neta de electricidad viene determinada por la producción bruta de electricidad, el consumo propio de electricidad de la central eléctrica y las pérdidas de electricidad relativas al almacenamiento por bombeo.

$$E_{\text{net}} = E_{\text{gross}} - E_{\text{own}} - E_{\text{pump}}$$

donde:

E_{net} =	producción neta de electricidad [MJ]
E_{gross} =	producción bruta de electricidad [MJ]
E_{own} =	consumo interno propio de electricidad de la central eléctrica [MJ]
E_{pump} =	pérdidas de electricidad relativas al almacenamiento por bombeo [MJ]

La intensidad de carbono de la electricidad neta producida será el total de emisiones brutas de GEI debidas a la producción de la electricidad neta:

$$CI = e_{\text{gross_prod}} / E_{\text{net}}$$

donde:

CI = emisiones de CO₂ equivalente procedentes de la producción de electricidad expresadas en [gCO₂eq/MJ].

Datos sobre la producción de electricidad y el consumo de combustible

Los datos sobre la producción de electricidad y el consumo de combustible se obtendrán, para los países miembros y asociados de la AIE, a partir de datos y estadísticas de la AIE, que proporcionan datos sobre los balances energéticos y la electricidad producida a partir de diversos combustibles, por ejemplo, del sitio web de la AIE, sección «Datos y Estadísticas» («Energy Statistics Data Browser») ⁽¹⁹⁾.

Para los Estados miembros, los datos de Eurostat son más detallados y pueden utilizarse en su lugar. Cuando la intensidad de emisiones de GEI se establezca por zonas de oferta, se utilizarán datos procedentes de estadísticas nacionales oficiales, de los gestores de redes de transporte o de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (REGRT de Electricidad) con el mismo nivel de detalle que los datos de la AIE. Los datos sobre el consumo de combustible incluirán los datos disponibles con el mayor nivel de detalle posible obtenidos de las estadísticas nacionales: combustibles fósiles sólidos, gases manufacturados, turba y productos de la turba, esquisto bituminoso y arenas bituminosas, petróleo y productos petrolíferos, gas natural, energías renovables y biocarburantes, residuos no renovables y energía nuclear. Las energías renovables y los biocarburantes incluyen todos los combustibles biogénicos, los residuos biogénicos, la energía hidráulica, oceánica, mareomotriz, undimotriz, geotérmica, eólica, solar y ambiente procedente de bombas de calor.

Comercio neto de electricidad

Una vez calculada la producción nacional de electricidad y su intensidad de carbono, se tendrán en cuenta las importaciones netas anuales procedentes de otros países. Para cada país de intercambio, la importación neta se calcula como la diferencia entre las importaciones y las exportaciones. Si es superior a cero, lo que significa que el país es un importador neto de electricidad, la intensidad nacional de carbono se calcula considerando proporcionalmente las emisiones asociadas a la electricidad neta importada. Para tener en cuenta también las importaciones del país exportador, este cálculo debe realizarse de forma iterativa hasta que converjan los valores, al menos tres veces. Cuando la intensidad de las emisiones de GEI de la electricidad se determine por zonas de oferta, se aplicará el mismo enfoque a nivel de las zonas de oferta.

Datos de entrada procedentes de fuentes bibliográficas

Cuadro 3

Factores de emisión por defecto correspondientes a la combustión estacionaria [g CO₂eq/MJ] de combustible sobre un poder calorífico neto]

Combustible	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Combustibles fósiles sólidos			
Antracita	98,3	0,03	0,41
Carbón de coque	94,6	0,03	0,41
Otros carbones bituminosos	94,6	0,03	0,41
Carbón subbituminoso	96,1	0,03	0,41
Lignito	101,0	0,03	0,41
Aglomerado de hulla	97,5	0,03	0,41
Coque de coquería	107,0	0,03	0,41
Coque de gas	107,0	0,03	0,03
Alquitrán de hulla	80,7	0,03	0,41
Briquetas de lignito pardo	97,5	0,03	0,41
Gases manufacturados			
Gas de fábrica de gas	44,4	0,03	0,03
Gas de coquería	44,4	0,03	0,03
Gas de alto horno	260,0	0,03	0,03

⁽¹⁹⁾ Ejemplo: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=GERMANY&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource>.

Combustible	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Otros gases recuperados	182,0	0,03	0,03
Turba y productos de la turba	106,0	0,03	0,41
Esquisto bituminoso y arenas bituminosas	107,0	0,03	0,41
Petróleo y productos petrolíferos			
Petróleo crudo	73,3	0,09	0,16
Líquidos de gas natural	64,2	0,09	0,16
Materias primas de refinería	73,3	0,09	0,16
Aditivos y compuestos oxigenados	73,3	0,09	0,16
Otros hidrocarburos	73,3	0,09	0,16
Gas de refinería	57,6	0,03	0,03
Etano	61,6	0,03	0,03
Gases licuados de petróleo	63,1	0,03	0,03
Gasolina para motores	69,3	0,09	0,16
Gasolina de aviación	70,0	0,09	0,16
Carburante de tipo gasolina para aviones de reacción	70,0	0,09	0,16
Carburante de tipo queroseno para aviones de reacción	71,5	0,09	0,16
Otro queroseno	71,9	0,09	0,16
Nafta	73,3	0,09	0,16
Gasóleo y carburante diésel	74,1	0,09	0,16
Fuelóleo	77,4	0,09	0,16
«White spirit» y SBP	73,3	0,09	0,16
Lubricantes	73,3	0,09	0,16
Betún	80,7	0,09	0,16
Coque de petróleo	97,5	0,09	0,16
Cera de parafina	73,3	0,09	0,16
Otros productos derivados del petróleo	73,3	0,09	0,16
Gas natural	56,1	0,03	0,03
Residuos			
Residuos industriales (no renovables)	143,0	0,89	1,09
Residuos urbanos no renovables	91,7	0,89	1,09

Fuente: GIECC, 2006.

Cuadro 4

Factores de emisión por defecto correspondientes a la combustión estacionaria de combustibles procedentes de biomasa [g CO_{2eq}/MJ de combustible sobre un poder calorífico neto]

Combustible	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Biocarburantes sólidos primarios	0	0,89	1,09
Carbón vegetal	0	5,96	1,09
Biogás	0	0,03	0,03

Combustible	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Residuos urbanos renovables	0	0,89	1,09
Biogasolina pura	0	0,09	0,16
Biogasolina mezclada	0	0,09	0,16
Biodiéselos puros	0	0,09	0,16
Biodiéselos mezclados	0	0,09	0,16
Bioqueroseno para aviones de reacción puro	0	0,09	0,16
Bioqueroseno para aviones de reacción mezclado	0	0,09	0,16
Otros biocarburos líquidos	0	0,09	0,16

Fuente: GIECC, 2006.

El cuadro 5 incluye los valores medios anuales de la intensidad de las emisiones de GEI de la electricidad calculados con arreglo a las fórmulas mencionadas en la presente parte C por país en la Unión. Uno de los cinco valores anuales más recientes disponibles puede seleccionarse para la electricidad procedente de los respectivos países ⁽²⁰⁾.

Cuadro 5

Intensidad de emisiones de la electricidad generada y neta importada en los Estados miembros entre 2019 y 2023

País	Intensidad de emisiones de la electricidad generada y neta importada (gCO ₂ eq/MJ)				
	2019	2020	2021	2022	2023
Austria	65,2	55,6	62,7	65,3	43,8
Bélgica	57,0	58,2	47,9	53,2	48,2
Bulgaria	136,7	117,6	129,4	149,7	100,5
Croacia	76,1	63,0	79,9	87,8	64,3
Chipre	203,4	199,3	194,3	191,7	184,6
Chequia	146,5	132,0	142,5	146,7	127,6
Dinamarca	37,1	22,6	27,5	26,3	15,9
Estonia	162,6	88,8	111,0	135,4	78,0
Finlandia	24,3	18,7	21,5	18,9	12,5
Francia	18,8	17,8	18,3	25,0	15,4
Alemania	110,5	99,7	110,2	117,2	103,8
Grecia	158,3	127,9	115,5	115,4	101,1
Hungría	80,2	73,0	70,8	71,3	54,6
Irlanda	100,0	92,2	110,5	101,4	85,6
Italia	97,6	92,4	97,0	108,1	87,9
Letonia	84,7	57,5	68,4	85,9	44,6
Lituania	33,8	31,8	35,6	32,1	19,1
Luxemburgo	86,2	76,5	76,1	87,1	70,6

⁽²⁰⁾ La Comisión Europea facilitará periódicamente datos actualizados.

País	Intensidad de emisiones de la electricidad generada y neta importada (gCO ₂ eq/MJ)				
	2019	2020	2021	2022	2023
Malta	122,7	129,8	120,4	121,7	115,7
Países Bajos	123,9	99,7	101,8	96,0	77,8
Polonia	211,9	198,1	211,2	202,8	174,8
Portugal	81,0	64,4	53,1	56,9	39,1
Rumanía	108,0	91,3	88,1	93,9	73,1
Eslovaquia	85,8	79,1	86,6	93,2	60,9
Eslovenia	72,3	66,4	68,8	67,9	54,2
España	69,4	54,7	52,6	60,8	47,3
Suecia	4,3	3,3	3,7	3,6	3,4

Fuente: JRC, 2025, a partir de datos de Eurostat.