



**Grupo Intergubernamental de Expertos
sobre el Cambio Climático**



Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero

Volumen 2

Energía

Editado por Simon Eggleston, Leandro Buendia,
Kyoko Miwa, Todd Ngara y Kiyoto Tanabe



Programa de inventarios nacionales de gases de efecto invernadero del IPCC

IGES

Informe confeccionado por el Equipo de tareas sobre los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (TFI, del inglés, *Task Force on National Greenhouse Gas Inventories*) del IPCC y aceptado por el Grupo de expertos pero no aprobado en detalle

Si bien se considera que la información contenida en el presente informe del IPCC es correcta a la fecha de impresión, ni los autores ni los editores asumen responsabilidad alguna en caso de existir errores u omisiones. Asimismo, ni los autores ni los editores se responsabilizan por la inexistencia de algunas direcciones URL mencionadas en el presente informe, ni garantizan que el contenido de dichos sitios Web sea o se mantenga exacto o correcto.

Publicado por el Instituto para las Estrategias Ambientales Globales (IGES, del inglés, *Institute for Global Environmental Strategies*), Hayama, Japón, en nombre del IPCC

© Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), 2006.

La cita de las directrices como referencia debe ser la siguiente:

IPCC 2006, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., and Tanabe K. (eds). Publicado por: IGES, Japón.

Programa de inventarios nacionales de gases de efecto invernadero del IPCC
Dependencia de Apoyo Técnico

% Instituto para las Estrategias Ambientales Globales (IGES)
2108 -11, Kamiyamaguchi
Hayama, Kanagawa
JAPÓN, 240-0115

Fax: (81 46) 855 3808
<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp>

Traducido del inglés por International Translation Agency Ltd (ITA Ltd) - Malta

Impreso en Francia

ISBN 92-9169-320-0

VOLUMEN 2

ENERGÍA

Autores principales coordinadores

Amit Garg (India) y Tinus Pulles (Países Bajos)

Editores de la revisión

Ian Carruthers (Australia), Art Jaques (Canadá) y Freddy Tejada (Bolivia)

Índice

Volumen 2 Energía

Capítulo 1	Introducción
Capítulo 2	Combustión estacionaria
Capítulo 3	Combustión móvil
Capítulo 4	Emisiones fugitivas
Capítulo 5	Transporte, inyección y almacenamiento geológico de dióxido de carbono
Capítulo 6	Método de referencia
Anexo 1	Hojas de trabajo

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Autores

Amit Garg (India), Kainou Kazunari (Japón) y Tinus Pulles (Países Bajos)

Índice

1 Introducción

1.1	Introducción.....	1.5
1.2	Categorías de fuentes.....	1.5
1.3	Abordajes metodológicos.....	1.6
1.3.1	Emisiones de la quema del combustible fósil.....	1.6
1.3.1.1	Niveles.....	1.6
1.3.1.2	Selección de los niveles: árbol de decisión general.....	1.9
1.3.1.3	Relación con otros métodos del inventario.....	1.11
1.3.2	Emisiones fugitivas.....	1.12
1.3.3	Captura y almacenamiento de CO ₂	1.12
1.4	Cuestiones relativas a la recopilación de datos.....	1.12
1.4.1	Datos de la actividad.....	1.12
1.4.1.1	Definiciones de los combustibles.....	1.12
1.4.1.2	Conversión de unidades de energía.....	1.17
1.4.1.3	Fuentes de datos de la actividad.....	1.18
1.4.1.4	Coherencia de la serie temporal.....	1.21
1.4.2	Factores de emisión.....	1.21
1.4.2.1	Factores de emisión de CO ₂	1.21
1.4.2.2	Otros gases de efecto invernadero.....	1.25
1.4.2.3	Gases indirectos de efecto invernadero.....	1.25
1.5	Incertidumbre en las estimaciones del inventario.....	1.26
1.5.1	Generalidades.....	1.26
1.5.2	Incertidumbres en los datos de la actividad.....	1.26
1.5.3	Incertidumbres del factor de emisión.....	1.26
1.6	GC/CC y exhaustividad.....	1.28
1.6.1	Método de referencia.....	1.28
1.6.2	Posible doble cómputo entre sectores.....	1.29
1.6.2.1	Uso no energético de los combustibles.....	1.29
1.6.2.2	Los desechos como combustible.....	1.29
1.6.3	Combustión móvil versus estacionaria.....	1.29
1.6.4	Fronteras nacionales.....	1.29
1.6.5	Nuevas fuentes.....	1.30
	Referencias.....	1.30

Figuras

Figura 1.1	Estructura de la actividad y de la fuente en el Sector Energía.....	1.8
Figura 1.2	Árbol de decisión general para estimar las emisiones de la quema de combustible.....	1.10
Figura 1.3	Algunos ejemplos típicos de las funciones de distribución de probabilidad (FDP) para los factores eficaces de emisión de CO ₂ para la quema de combustibles.....	1.27

Cuadros

Cuadro 1.1	Definiciones de los tipos de combustibles utilizadas en las <i>Directrices del IPCC de 2006</i>	1.13
Cuadro 1.2	Valores calóricos netos (VCN) por defecto y límites inferior y superior de los intervalos de confianza del 95% ¹	1.19
Cuadro 1.3	Valores por defecto del contenido de carbono.....	1.22
Cuadro 1.4	Factores de emisión de CO ₂ por defecto para la combustión ¹	1.24

Recuadro

Recuadro 1.1	Conversión entre valores calóricos brutos y netos.....	1.18
--------------	--	------

1 INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Para la mayoría de las economías, los sistemas de energía se mueven por la combustión de los combustibles fósiles. Durante la combustión, el carbono y el hidrógeno de los combustibles fósiles se convierten principalmente en dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O), que liberan la energía química del combustible en forma de calor. En general, se utiliza este calor directamente o (con cierta pérdida por conversión) para producir energía mecánica, muchas veces para generar electricidad o para el transporte. El sector energético suele ser el más importante de los inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero y, comúnmente, aporta más del 90 por ciento de las emisiones de CO₂ y 75 por ciento del total de las emisiones de gases de efecto invernadero de los países desarrollados. El CO₂ normalmente representa el 95 por ciento de las emisiones del sector energético, mientras que el metano y el óxido nitroso son responsables del porcentaje restante. La combustión estacionaria normalmente representa un 70 por ciento de las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético. Alrededor de la mitad de estas emisiones se relaciona con la combustión de las industrias de la energía, principalmente de las centrales eléctricas y las refinerías. La combustión móvil (el tránsito terrestre y otro) provoca alrededor de un tercio de las emisiones del sector energético.

1.2 CATEGORÍAS DE FUENTES

El sector energético comprende, principalmente:

- la exploración y explotación de las fuentes primarias de energía,
- la conversión de las fuentes primarias de energía en formas más utilizables en refinerías y centrales eléctricas
- la transmisión y distribución de los combustibles
- el uso de combustibles en aplicaciones estacionarias y móviles

Las emisiones surgen de estas actividades por combustión y como emisiones fugitivas, o por escape sin combustión.

A los fines del inventario, la *quema del combustible* puede definirse como *la oxidación intencional de materiales dentro de un aparato diseñado para suministrar calor o trabajo mecánico a un proceso, o para utilizar fuera del aparato*. El propósito de esta definición es separar la quema de combustibles para utilizaciones diferenciadas y productivas de la energía del calor liberado a través del uso de hidrocarburos en las reacciones químicas de los procesos industriales, o del uso de hidrocarburos como productos industriales. Constituye una *buena práctica* aplicar esta definición de la forma más completa posible, pero hay casos en los que se necesita la demarcación con el sector de procesos industriales y uso de productos (IPPU). A tal efecto, se adoptó el siguiente principio:

Las emisiones procedentes de la quema de combustibles obtenidas en forma directa o indirecta de la alimentación a procesos para un proceso IPPU serán atribuidas normalmente a la parte de la categoría de fuentes en la cual ocurre el proceso. Estas categorías de fuentes son, en general, 2B y 2C. Sin embargo, si se transfieren los combustibles derivados para su quema en otra categoría de fuente, las emisiones deben declararse en la parte apropiada de las categorías de fuentes del Sector Energía (normalmente, 1A1 o 1A2). Véanse el Recuadro 1.1 y la sección 1.3.2 del Capítulo 1 del Volumen IPPU, para conocer ejemplos y más detalles.

Al calcular el total de emisiones de los gases, debe especificarse la cantidad que se transfiere al sector energético, como rubro informativo debajo de la categoría de fuente de IPPU, y se la debe declarar en la categoría de fuente pertinente del sector energético, para evitar el cómputo doble.

Típicamente, solo un pequeño porcentaje de las emisiones del sector energético surge como *emisiones fugitivas* de la extracción, la transformación y el transporte de los transportadores de energía primaria. Constituyen ejemplos la fuga de gas natural y las emisiones de metano durante la minería carbonífera y la quema en antorcha durante la extracción y la refinación del petróleo/gas¹. Cuando los países producen o transportan cantidades significativas de combustibles fósiles, las emisiones fugitivas pueden hacer un aporte mucho mayor al total nacional. La combustión y las emisiones fugitivas derivadas de la producción, el procesamiento y el manejo del

¹ Nótese que las emisiones procedentes de la quema, debidas al transporte que efectúan los transportadores de energía por agua, ferrocarril y tierra se incluyen en los procesos de combustión móvil.

petróleo y del gas deben asignarse según el territorio nacional de las instalaciones, incluidas las áreas extraterritoriales (véase el Capítulo 8, sección 8.2.1 del Volumen 1). Estas áreas extraterritoriales pueden ser una zona económica acordada con otros países.

La Figura 1.1 muestra la estructura de las actividades y las *categorías de fuentes* dentro del sector energético. Esta estructura se basa en la codificación y la nomenclatura definidas en *las Directrices del IPCC de 1996 y el marco común para la generación de informes (MCGI)* utilizados por la CMNUCC. Los capítulos técnicos del presente Volumen respetan esta estructura de categoría de fuente.

1.3 ABORDAJES METODOLÓGICOS

1.3.1 Emisiones de la quema del combustible fósil

En las *Directrices del IPCC de 2006* se presentan tres Niveles para estimar las emisiones procedentes de la quema del combustible fósil. Asimismo, se incluye un Método de referencia. Se lo puede utilizar como control independiente del método por sectores y para obtener una estimación de primer orden de las emisiones nacionales de los gases de efecto invernadero, si el compilador del inventario dispone solamente de recursos y estructuras de datos muy limitados.

Las *Directrices del IPCC de 2006* estiman las emisiones de carbono según las especies que se emiten. Durante el proceso de combustión, la mayor parte del carbono se emite de inmediato como CO₂. No obstante, parte del carbono se libera como monóxido de carbono (CO), metano (CH₄) o compuestos orgánicos volátiles diferentes del metano (COVDM). La mayor parte del carbono emitido en forma de estas clases de CO₂ llega a oxidarse en CO₂ en la atmósfera. Puede estimarse esta cantidad a partir de las estimaciones de las emisiones de los gases no CO₂ (Véase el Capítulo 7 del Volumen 1).

En el caso de la quema de combustible, las emisiones de estos gases no CO₂ contienen cantidades muy pequeñas de carbono comparadas con la estimación de CO₂ y, en el Nivel 1, es más exacto basar la estimación del CO₂ en el carbono total del combustible. Ello se debe a que este último depende del combustible solo, mientras que las emisiones de los gases no CO₂ dependen de muchos factores, tales como las tecnologías, el mantenimiento, etc. que, en general, no son muy conocidos. A niveles más altos, se puede justificar la cantidad de carbono existente en estos gases no CO₂.

Puesto que las emisiones de CO₂ son independientes de la tecnología de combustión, mientras que las emisiones de CH₄ y N₂O dependen mucho de la tecnología, el presente capítulo solo ofrece los factores de emisión por defecto para el CO₂, aplicables a todos los procesos de combustión, tanto estacionarios como móviles. Los factores de emisión por defecto correspondientes a los demás gases se incluyen en los capítulos posteriores de este volumen, puesto que las tecnologías de combustión difieren considerablemente entre las categorías de fuentes dentro del sector de fuente «Combustión» y, por lo tanto, varían de un subsector a otro.

1.3.1.1 NIVELES

NIVEL 1

El método del Nivel 1 se basa en el combustible, puesto que las emisiones de todas las fuentes de combustión pueden estimarse sobre la base de las cantidades de combustible quemado (normalmente a partir de las estadísticas de energía nacionales) y los factores de emisión promedio. Están disponibles los factores de emisión del Nivel 1 para todos los gases directos de efecto invernadero pertinentes.

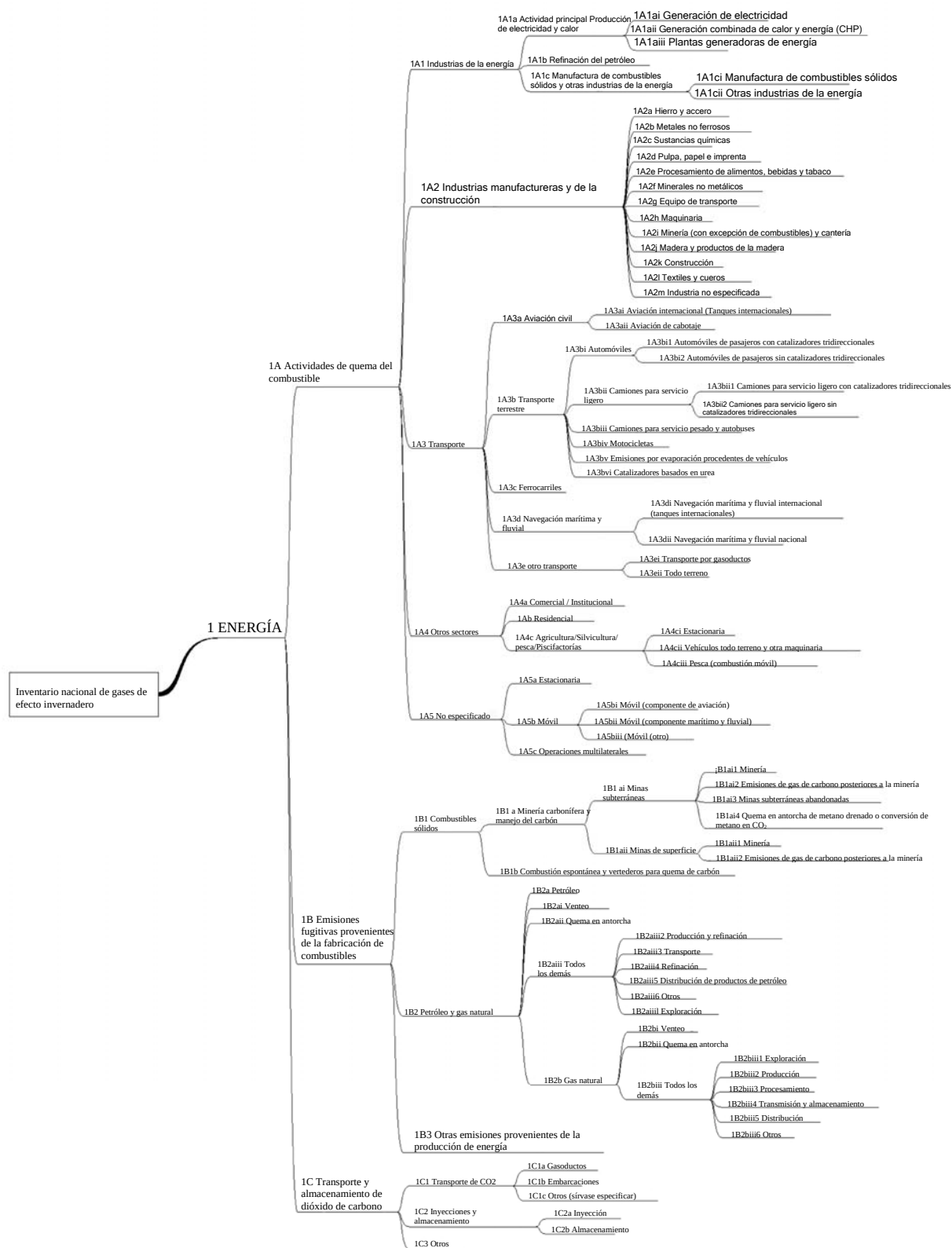
La calidad de estos factores de emisión difiere de un gas a otro. Para el caso del CO₂, los factores de emisión dependen principalmente del contenido de carbono del combustible. Las condiciones de combustión (eficacia, carbono retenido en la escoria y las cenizas, etc.) tienen poca importancia relativa. Por lo tanto, es posible estimar las emisiones de CO₂ con bastante exactitud, sobre la base del total de los combustibles quemados y del contenido de carbono promediado de los combustibles.

Con todo, los factores de emisión correspondientes al metano y al óxido nitroso dependen de la tecnología de combustión y de las condiciones del proceso, y varían significativamente, tanto entre las instalaciones individuales de combustión como a través del tiempo. Debido a esta variabilidad, el uso de factores de emisión promediados para estos gases, que deben justificar una gran variabilidad en las condiciones tecnológicas, aporta incertidumbres bastante considerables.

NIVEL 2

En el método del Nivel 2 para energía, se estiman las emisiones de la combustión a partir de estadísticas similares de combustible, como las utilizadas en el método del Nivel 1, pero se utilizan factores de emisión específicos del país en lugar de los factores por defecto de dicho nivel. Puesto que los factores de emisión específicos del país que estén disponibles pueden diferir para cada combustible, tecnología de combustión o incluso para cada planta, pueden desagregarse aún más los datos de la actividad, de modo que reflejen correctamente dichas fuentes desagregadas. Si, de hecho, estos factores de emisión específicos del país se derivan de los datos detallados relativos al contenido de carbono de diferentes lotes de combustibles utilizados o de una información más detallada acerca de las tecnologías de combustión aplicadas en el país, las incertidumbres de la estimación deben disminuir, y es posible estimar mejor las tendencias a través del tiempo.

Si el compilador del inventario documentó correctamente las mediciones de la cantidad de carbono emitido en los gases no CO₂ o no oxidados de otro modo, se las puede tomar en cuenta en este nivel en los factores de emisión específicos del país. Es una *buena práctica* documentar de qué forma se hizo.

Figura 1.1 Estructura de la actividad y de la fuente en el Sector Energía

NIVEL 3

En los métodos del Nivel 3 para la energía, se utilizan modelos detallados de emisión o mediciones y datos del nivel de la planta individual, según corresponda. Si los aplica correctamente, estos modelos y mediciones deben brindar mejores estimaciones principalmente para los gases de efecto invernadero no CO₂, pero exigen información más detallada y un mayor esfuerzo.

El monitoreo continuo de las emisiones (MCE) de los gases de combustión no suele justificarse para una medición exacta solo de las emisiones de CO₂ (debido al costo comparativamente alto), pero puede utilizarse en particular cuando se instalan controles para la medición de otros contaminantes tales como SO₂ o NO_x. El monitoreo continuo de emisiones resulta de especial utilidad para la quema de combustibles sólidos en los casos en los que es más difícil medir los caudales del flujo de combustible, o si los combustibles son muy variables o el análisis del combustible es costoso en otro sentido. La medición directa del caudal de combustible, en especial para combustibles gaseosos o líquidos, por medio de fluidímetros de combustible de calidad garantizada, puede mejorar la exactitud de los cálculos de emisión de CO₂ para los sectores que emplean estos fluidímetros. Al evaluar el uso de datos de medición, es una *buena práctica* examinar la representatividad de la muestra y la adecuación del método de medición. Los mejores métodos son aquellos creados por organismos oficiales de normas y probados en el campo para determinar sus características operativas. Para obtener más información sobre el uso de los datos medidos, véase el Capítulo 2, Métodos para la recopilación de datos, del Volumen 1.

Debe tenerse en cuenta que se presentan más tipos de incertidumbres mediante el uso de esos modelos y que las mediciones deben estar bien validadas, y deben incluir la comparación del consumo de combustible calculado con las estadísticas de energía, evaluaciones exhaustivas de las incertidumbres y de los errores sistemáticos, tal como se describe en el Capítulo 6 del Volumen 1.

Si el compilador del inventario documentó correctamente las mediciones de la cantidad de carbono emitido en los gases no CO₂ o no oxidado de otro modo, se las puede tomar en cuenta en este nivel en los factores de emisión específicos del país. Es una *buena práctica* documentar de qué forma se hizo. Si las estimaciones de emisión se basan en las mediciones, ya incluyen las emisiones directas de CO₂ solamente.

1.3.1.2 SELECCIÓN DE LOS NIVELES: ÁRBOL DE DECISIÓN GENERAL

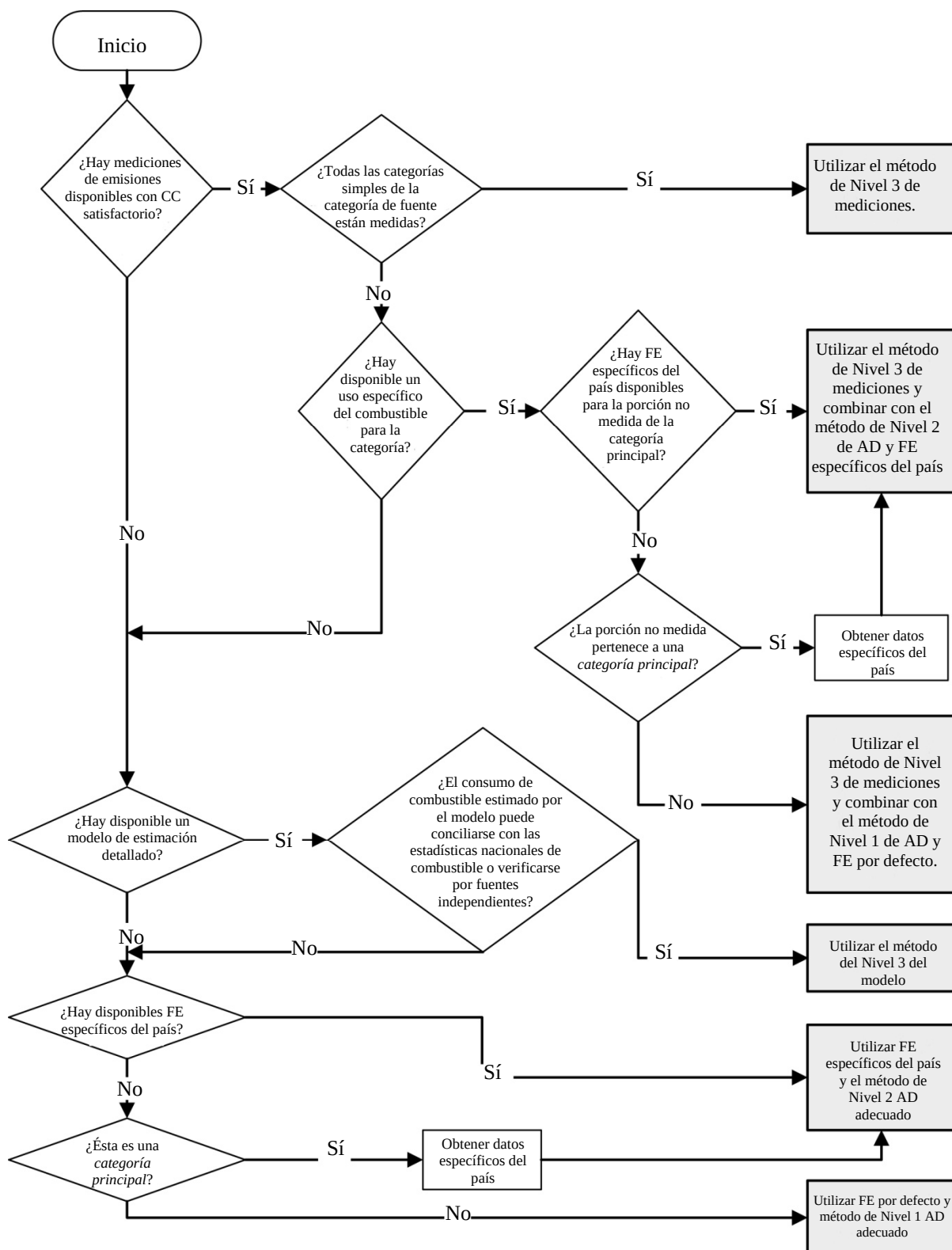
Para cada categoría de fuente y gas de efecto invernadero, el compilador del inventario tiene la opción de aplicar diferentes métodos, como se describe en los Niveles para la categoría de fuente y para el gas. Puede usar diferentes niveles para las distintas categorías de fuentes, según la importancia de éstas dentro del total nacional (cf. *categorías principales* Capítulo 4 del Volumen 1) y la disponibilidad de los recursos en cuanto al tiempo, al personal, a los modelos sofisticados y al presupuesto. Para efectuar un análisis de *categoría principal*, se necesitan los datos de la importancia relativa de cada categoría de fuente ya calculada. Se puede tomar esta información de un inventario anterior, y actualizarla de ser necesario.

La Figura 1.2 presenta un árbol de decisiones generalizado para seleccionar niveles para la quema de combustible. Se lo aplica en general para cada actividad de quema de combustible y para cada uno de los gases.

Las mediciones referidas en éste deben tomarse como mediciones continuas. Las mediciones continuas están cada vez más disponibles y este aumento de la disponibilidad se debe, en parte, a la presión normativa y a las operaciones de emisiones. El árbol de decisiones permite utilizar las mediciones de emisión disponibles (Nivel 3) en combinación con una estimación de Nivel 2 o de Nivel 1 dentro de la misma actividad. Las mediciones suelen estar disponibles solo para las fuentes industriales más grandes y, por lo tanto, solo se dan en la combustión estacionaria. Para el caso del CO₂, en particular para los combustibles gaseosos y líquidos, deberían usarse esas mediciones preferiblemente para determinar el contenido de carbono del combustible antes de la quema, mientras que podrían aplicarse para las mediciones de chimenea de otros gases. Para algunos combustibles sólidos no homogéneos, las mediciones de chimenea pueden aportar datos de emisión más precisos.

En especial para el transporte terrestre, con un método específico de la tecnología de Nivel 2 o Nivel 3 para estimar las emisiones de N₂O y CH₄ se obtienen grandes beneficios. No obstante, para el CO₂ en general, un método de Nivel 1 basado en el carbono combustible y en la cantidad de combustible utilizado resulta suficiente. Esto significa que el árbol de decisiones generalizado puede dar por resultado diferentes métodos para distintos gases, para idéntica categoría de fuente. Puesto que los modelos de emisión y los métodos específicos de tecnología para el transporte terrestre pueden basarse en los kilómetros recorridos por los vehículos en vez de en el combustible utilizado, es una *buena práctica* mostrar que los datos de la actividad aplicados en esos modelos y en los métodos de nivel superior son coherentes con los datos correspondientes a la venta de combustible. Se tiende a usar estos últimos datos para estimar las emisiones de CO₂ procedentes del transporte terrestre. El árbol de decisiones le permite al compilador usar modelos sofisticados en combinación con otra metodología del nivel, incluidas las mediciones, siempre que el modelo sea coherente con las estadísticas de quema del combustible. En los casos en los que se detecta una discrepancia entre las ventas de combustible y los kilómetros recorridos por los vehículos, los datos de la actividad usados en el método específico de la tecnología deben ajustarse de forma que coincidan con las estadísticas de venta de combustible, a menos que pueda demostrarse que dichas estadísticas son inexactas.

Figura 1.2 **Árbol de decisión general para estimar las emisiones de la quema de combustible**



Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (principalmente la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

1.3.1.3 RELACIÓN CON OTROS MÉTODOS DEL INVENTARIO

Las *Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero* fueron concebidas específicamente para que los países elaboren y declaren los inventarios de gases de efecto invernadero. Es posible que también se exija que algunos países presenten inventarios de emisión de diversos gases del Sector Energía ante el Convenio de la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (CEPE) sobre Contaminación Atmosférica Transfronteriza a Larga Distancia (CLRTAP)². La CEPE aprobó la Guía de inventario de emisiones conjunta del Programa europeo para la supervisión y evaluación (EMEP)/CORINAIR³ para generación de informes de inventario.

Los países Parte de diversos Convenios deben seguir los procedimientos adecuados de generación de informes al presentar la declaración para un Convenio dado. El método del IPCC satisface las necesidades de la CMNUCC para calcular los totales nacionales (sin mayor resolución especial) y para identificar los sectores dentro de los cuales se producen las emisiones, mientras que el método de EMEP/CORINAIR se basa en la tecnología e incluye la asignación espacial de las emisiones (fuentes por puntos y por área).

Ambos sistemas siguen los mismos principios básicos:

- cobertura completa de las emisiones antropogénicas (CORINAIR también toma en cuenta las emisiones naturales);
- los totales anuales de la categoría de fuente de las emisiones nacionales;
- la distinción clara entre las emisiones energéticas y no relativas a la energía;
- la transparencia y la documentación completa que permite la verificación detallada de los datos de la actividad y de los factores de emisión.

Se logró un progreso considerable en la armonización de los métodos del IPCC y de EMEP/CORINAIR. La generación de informes del CLRTAP de la CEPE ahora aceptó una división de la categoría de fuente que es totalmente compatible con la división de la CMNUCC, según se define en el Marco común para la generación de informes (MCGI). Las diferencias se producen únicamente en el nivel de agregación de algunas fuentes específicas. Solamente se dan en el sector energético de las categorías de fuentes del transporte, en las que el CLRTAP de la CEPE exige más detalle en las emisiones procedentes del transporte terrestre.

El programa CORINAIR prosiguió el desarrollo de su método, de modo de incluir otros sectores y subdivisiones, para que sea posible utilizar un inventario completo de CORINAIR, incluidas las estimaciones de emisión, para producir informes tanto en los formatos de generación de informes de la CMNUCC/IPCC como de EMEP/CORINAIR, para ser presentados ante sus respectivos convenios. Quizá se necesiten ajustes menores basados en el conocimiento local extra para completar los informes para su presentación.

Una diferencia significativa entre dichos métodos -que aún persiste- es la asignación espacial de las emisiones del transporte terrestre: mientras que CORINAIR, con miras a los requisitos de entrada de los modelos de dispersión atmosférica, aplica el principio de territorialidad (asignación de emisiones según el consumo de combustible), las *Directrices del IPCC de 2006* siguen lo que normalmente son los datos más exactos: las ventas de combustible (en general, éstas son más exactas que los kilómetros recorridos por los vehículos). En el contexto de estas Directrices del IPCC, los países que cuentan con una disparidad considerable entre las emisiones, según el cálculo efectuado a partir de las ventas y del consumo de combustible, tienen la opción de estimar el consumo real y declarar las emisiones procedentes del consumo y del comercio en forma separada, utilizando los métodos de nivel superior adecuados. Los totales nacionales deben ser coherentes con las ventas del combustible.

Puesto que en la actualidad ambos métodos están generalmente armonizados, las *Directrices del IPCC de 2006* se concentran en las emisiones de los gases de efecto invernadero directos, CO₂, CH₄ y N₂O y ofrecen consejos sobre los COVDM en los casos en los que estos están estrechamente vinculados a las emisiones de los gases directos de efecto invernadero (uso no energético de los combustibles, entradas de CO₂ en la atmósfera a partir de la oxidación de los COVDM). Se remite a los usuarios a la Guía de inventario de emisiones de EMEP/CORINAIR para conocer los métodos de estimación de emisiones para los gases de efecto invernadero indirectos y otros contaminantes.

² Hay 49 partes del Convenio de la CEPE sobre Contaminación Atmosférica Transfronteriza a Larga Distancia, entre los que se incluyen Estados Unidos, Canadá, la mayoría de Europa –Rusia, Armenia y Georgia inclusive- y algunos países de Asia central como Kazajistán y Kirguizistán.

³ Véase [EEA 2005](#).

1.3.2 Emisiones fugitivas

El presente volumen plantea metodologías para la estimación de las emisiones fugitivas de CO₂, CH₄ y N₂O. Las metodologías para estimar las emisiones fugitivas del Sector Energía son muy diferentes de las utilizadas para la quema de combustible fósil. Las emisiones fugitivas tienden a ser difusas y pueden ser más difíciles de monitorear en forma directa. Además, los métodos son bastante específicos para el tipo de liberación de la emisión. Por ejemplo, los métodos para la minería carbonífera se relacionan con las características geológicas de las capas de carbón, mientras que los métodos para los escapes fugitivos de las instalaciones de petróleo y gas se relacionan con los equipos comunes.

Puede haber emisiones antropogénicas asociadas con el uso de la energía geotérmica. En esta etapa, no hay ninguna metodología para estimar estas emisiones. No obstante, si se las puede medir, se las debe declarar en la categoría de fuente 1.B.3 «Otras emisiones provenientes de la producción de energía».

1.3.3 Captura y almacenamiento de CO₂

Según el Tercer informe de evaluación del IPCC, en el transcurso del siglo 21, será necesario evitar cantidades sustanciales de emisiones de CO₂ para lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero atmosférico. La captura y el almacenamiento del CO₂ (CCS) constituyen una de las opciones de la cartera de medidas para estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero mientras continúe el uso de los combustibles fósiles. El Capítulo 5 de este volumen presenta un panorama general del sistema de CCS y ofrece métodos de estimación de las emisiones para la captura, el transporte, la inyección y el almacenamiento subterráneo del CO₂. Es una *buena práctica* que los compiladores del inventario garanticen el manejo completo y coherente del sistema CCS en todo el Sector Energía.

1.4 CUESTIONES RELATIVAS A LA RECOPIACIÓN DE DATOS

1.4.1 Datos de la actividad

En el sector Energía, los datos de la actividad suelen ser las cantidades de combustible quemado. Esos datos son suficientes para realizar un análisis del Nivel 1. En los métodos de Nivel superior, se necesitan datos extra relativos a las características del combustible y a las tecnologías de combustión aplicadas.

Para garantizar la transparencia y la comparabilidad, es preciso utilizar un esquema coherente de clasificación para los tipos de combustible. Esta sección proporciona:

1. Las definiciones de los diferentes combustibles.
2. Las unidades en las que se deben expresar los datos de la actividad.
3. Orientación respecto de fuentes posibles de datos de la actividad y
4. orientación sobre la coherencia de la serie temporal.

Una explicación clara de las estadísticas de energía y de los balances de energía se presenta en el manual de estadísticas de energía «*Energy Statistics Manual*» de la Agencia Internacional de Energía (AIE)⁴.

1.4.1.1 DEFINICIONES DE LOS COMBUSTIBLES

Resultan necesarios términos y definiciones comunes de los combustibles para que los países describan las emisiones procedentes de las actividades de quema del combustible de forma coherente. A continuación, se presenta una lista de los tipos de combustibles basada principalmente en las definiciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Se utilizan estas definiciones en las *Directrices del IPCC de 2006*.

⁴ OECD/IEA Energy Statistics Manual (2004), OECD/IEA, Paris. Es posible descargar gratis esta publicación del sitio Web: www.iea.org.

CUADRO 1.1		
DEFINICIONES DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LAS <i>DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006</i>		
Descripción en español		Comentarios
LÍQUIDOS (Petróleo crudo y productos petrolíferos)		
Petróleo crudo		El petróleo crudo es un aceite mineral que consta de una mezcla de hidrocarburos de origen natural, de un color que va del amarillo al negro, y de una densidad y viscosidad variables. También incluye el condensado de petróleo (líquidos separadores) que se recuperan a partir de los hidrocarburos gaseosos en las plantas de separación del condensado.
Orimulsión		Sustancia del tipo alquitrán que se produce naturalmente en Venezuela. Se puede quemar directamente o refinar para lograr productos petrolíferos ligeros.
Gas natural licuado (GNL)		Constituyen el GNL los hidrocarburos líquidos o licuados producidos por la fabricación, purificación y estabilización del gas natural. Son partes del gas natural recuperadas como líquido en los separadores, las instalaciones de campo o las plantas de procesamiento del gas. El GNL incluye, sin carácter taxativo, etano, propano, butano, pentano, gasolina natural y condensado. También puede incluir pequeñas cantidades de no hidrocarburos.
Gasolina	Gasolina para motores	Se trata de un hidrocarburo ligero para usar en los motores de combustión interna como los automotores, con exclusión de las aeronaves. La gasolina para motores se destila entre los 35 °C y los 215 °C y se utiliza como combustible para los motores de encendido por chispa basados en tierra. La gasolina para motores incluye aditivos, oxigenados y mejoradores de los octanos, incluidos los compuestos de plomo tales como el TEP (plomo tetraetilo) y el TMP (plomo tetrametilo).
	Gasolina para la aviación	La gasolina para la aviación es gasolina para motores preparada especialmente para los motores de pistones de la aviación, con una cantidad de octanos acorde al motor, un punto de congelación de -60 °C y un rango de destilación que normalmente oscila dentro de los límites de 30 °C y 180 °C.
	Gasolina para motor a reacción	Incluye todos los hidrocarburos ligeros para usar en los grupos motores de las turbinas de aviación. Se destilan entre los 100 °C y los 250 °C. Se obtiene mezclando querosenos con gasolina o nafta de forma tal que el contenido aromático no supere el 25 por ciento en volumen, y la presión de vapor quede entre los 13,7 kPa y los 20,6 kPa. Se puede incluir aditivos para mejorar la estabilidad y combustibilidad del combustible.
Queroseno para motor a reacción		Destilado medio utilizado para grupos motores de las turbinas de aviación. Posee las mismas características de destilación y punto de inflamación del queroseno (entre 150 °C y 300 °C, pero en general no supera los 250 °C). Además, posee especificaciones particulares (tales como el punto de congelación) que establece la Asociación de Transporte Aéreo Internacional (IATA, del inglés, <i>International Air Transport Association</i>).
Otro queroseno		El queroseno comprende el destilado de petróleo refinado intermedio cuya volatilidad se encuentra entre la gasolina y el gas/diesel oil. Es una destilación media de petróleo entre los 150 °C y los 300 °C.
Esquisto bituminoso		Aceite mineral extraído del esquisto bituminoso.
Gas/Diesel Oil		Incluye los gasóleos pesados. Los gasóleos se obtienen de la mínima fracción de la destilación atmosférica del petróleo crudo, mientras que los gasóleos pesados se obtienen por redestilación en vacío del residual de la destilación atmosférica. El gas/diesel oil se destila entre los 180 °C y los 380 °C. Se encuentran disponibles diversas leyes según las aplicaciones: diesel oil para chispa de compresión diesel (automóviles, camiones, marítimo, etc.), aceite ligero para calefacción para aplicaciones industriales y comerciales, y otro gasóleo incluidos los gasóleos pesados que se destilan a una temperatura entre 380 °C y 540 °C y se utilizan como sustancias petroquímicas para la alimentación a procesos.
Fuelóleo residual		Este encabezado define los aceites que conforman el residuo de la destilación. Comprende todos los fuelóleos residuales, incluidos los que se obtienen a partir de las mezclas. Su viscosidad cinemática se encuentra por encima de los 0,1cm ² (10 cSt) a 80 °C. El punto de inflamación siempre está por encima de los 50 °C y la densidad siempre es superior a 0,90 kg/l.
Gases licuados de petróleo		Constituyen la fracción de hidrocarburos ligeros de la serie de parafina, derivada de los procesos de refinación, las plantas de estabilización del petróleo crudo y las plantas de procesamiento del gas natural que comprende propano (C3H8) y butano (C4H10) o una combinación de ambos. Normalmente se licuan a presión para el transporte y almacenamiento.

CUADRO 1.1 (CONTINUACIÓN) DEFINICIONES DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LAS DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006		
Descripción en español		Comentarios
LÍQUIDOS (Petróleo crudo y productos petrolíferos)		
Etano		Hidrocarburo de cadena lineal naturalmente gaseoso (C ₂ H ₆). Es un gas parafínico incoloro que se extrae del gas natural y de los caudales de gas de refinería.
Nafta		Sustancia para la alimentación a procesos destinada a la industria petroquímica (p. ej., la manufactura de etileno o la producción de compuestos aromáticos) o para la producción de gasolina mediante reformación o isomerización dentro de la refinería. La nafta incluye materia comprendida en el rango de destilación de 30 °C a 210 °C o parte de este rango.
Alquitrán		Hidrocarburo sólido, semi-sólido o viscoso con una estructura coloidal, de color marrón a negro, que se obtiene como residuo de la destilación del petróleo crudo, por destilación al vacío de óleos residuales de la destilación atmosférica. Muchas veces se hace referencia al alquitrán como asfalto y se lo utiliza principalmente para el tratamiento de superficie de rutas y como material impermeabilizante de techos. Esta categoría incluye el alquitrán fluidizado y reducido.
Lubricantes		Hidrocarburos producidos a partir de destilado o residuo; se los utiliza principalmente para reducir la fricción entre las superficies de los rodamientos. Esta categoría incluye todos los tipos terminados de aceites lubricantes, desde el aceite para huso hasta el aceite para el cilindro, y los utilizados en las grasas, incluidos los aceites para motor y todos los tipos de soporte de aceite lubricante.
Coque de petróleo		Se lo define como residuo sólido negro, que se obtiene principalmente por escisión y carbonización de las sustancias para la alimentación a procesos derivadas del petróleo, residuos de vacío, alquitrán y brea de los procesos tales como la coquización retardada o la coquización fluida. Consta principalmente de carbono (de 90 a 95 por ciento) y tiene un bajo contenido de ceniza. Se lo utiliza como sustancia para la alimentación a procesos de los hornos de coque para la industria del acero, para fines de calefacción, para la fabricación de electrodos y para la producción de sustancias químicas. Las dos calidades más importantes son el «coque verde» y el «coque calcinado». Esta categoría también incluye el «coque catalizador» depositado en el catalizador durante los procesos de refinación: no es recuperable y suele quemarse como combustible de refinería.
Sustancia para alimentación a procesos de refinerías		Producto o combinación de productos derivados del petróleo crudo y destinados a un posterior procesamiento que no sea la mezcla en la industria de la refinería. Se transforma en uno o más componentes y/o productos terminados. Esta definición cubre los productos terminados importados para entrada en refinería y los devueltos de la industria petroquímica a la industria de refinación.
Otro petróleo	Gas de refinería	Se define como un gas no condensable obtenido durante la destilación del petróleo crudo o el tratamiento de los productos del petróleo (p. ej., la escisión) en refinerías. Consta principalmente de hidrógeno, metano, etano y olefinas. Incluye también los gases que se devuelven de la industria petroquímica.
	Ceras	Hidrocarburos alifáticos saturados (de la fórmula general C _n H _{2n+2}). Estas ceras son los residuos que se extraen al desparafinar los aceites lubricantes; presentan una estructura cristalina con un número de carbonos mayor que 12. Sus principales características son: incoloras, inodoras y translúcidas, con un punto de fusión superior a los 45 °C.
	Espíritu blanco y SBP	El espíritu blanco y el SBP son destilados refinados intermedios cuya destilación se encuentra en la gama de la nafta y el queroseno. Se subdividen del siguiente modo: i) Esencia de petróleo (SBP): Aceites livianos que se destilan entre los 30 °C y los 200 °C, con una diferencia de temperatura comprendida entre el 5 y el 90 por ciento del volumen de los puntos de destilación, incluidas las pérdidas, de no más de 60 °C. En otras palabras, el SBP es un aceite liviano de un corte más angosto que la gasolina para motores. Existen 7 u 8 leyes de esencia de petróleo, según la posición del corte en el rango de destilación antes definido. ii) Espíritu blanco: esencia de petróleo con un punto de inflamación superior a los 30 °C. El rango de destilación del espíritu blanco es de 135 °C a 200 °C.
	Otros productos del petróleo	Productos del petróleo no incluidos en la clasificación precedente; por ejemplo: alquitrán, azufre y grasa. Esta categoría incluye también los compuestos aromáticos (p. ej., BTX o benceno, tolueno y xileno) y las olefinas (p. ej., propileno) producidos dentro de las refinerías.

CUADRO 1.1 (CONTINUACIÓN) DEFINICIONES DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LAS DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006		
Descripción en español		Comentarios
SÓLIDOS (Carbón y productos del carbón)		
Antracita		Carbón de alto rango utilizado para aplicaciones industriales y residenciales. Generalmente tiene menos del 10 por ciento de materia volátil y un alto contenido de carbono (alrededor de 90 por ciento de carbono fijo). Su valor calórico bruto es mayor que 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) en una base sin ceniza pero húmeda.
Carbón de coque		Carbón bituminoso cuya calidad permite producir un coque adecuado para una carga de alto horno. Su valor calórico bruto es mayor que 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) en una base sin ceniza pero húmeda.
Otro carbón bituminoso		Se lo utiliza para la generación de vapor e incluye todo el carbón bituminoso no incluido en la categoría carbón de coque. Se caracteriza por tener más materia volátil que la antracita (más del 10 por ciento) y menor contenido de carbono (menos del 90 por ciento de carbono fijo). Su valor calórico bruto es mayor que 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) en una base sin ceniza pero húmeda.
Carbón sub-bituminoso		Carbón no aglomerante con un valor calórico bruto comprendido entre los 17 435 kJ/kg (4 165 kcal/kg) y los 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) que contiene más del 31 por ciento de materia volátil sobre una base libre de materia mineral seca.
Lignito		El lignito/carbón de lignito es un carbón no aglomerante con un valor calórico bruto inferior a 17 435 kJ/kg (4 165 kcal/kg), y mayor que el 31 por ciento de materia volátil sobre una base libre de materia mineral seca.
Esquisto bituminoso y arena impregnada de alquitrán		Esquisto bituminoso: roca inorgánica no porosa que contiene diversas cantidades de materia orgánica sólida que da hidrocarburos, junto con una variedad de productos sólidos, cuando se la somete a la pirólisis (tratamiento que consiste en calentar la roca a alta temperatura). Arena impregnada de alquitrán (o rocas carbonatadas porosas): arena mezclada naturalmente con una forma viscosa de petróleo crudo pesado, a veces denominada alquitrán. Debido a su elevada viscosidad, no es posible recuperar este aceite por métodos convencionales de recuperación.
Briquetas de carbón de lignito		Las briquetas de carbón de lignito (BKB) son combustibles de composición fabricados a partir del lignito/carbón de lignito, que se obtienen por briquetado a alta presión. Las cifras incluyen los finos secos y el polvo del lignito.
Combustible evidente		Combustible de composición fabricado con finos de hulla, con el agregado de un aglutinante. Por lo tanto, la cantidad de combustible evidente producido puede ser un poco mayor que la cantidad real de carbón consumido en el proceso de transformación.
Coque	Coque para horno de coque y Coque de lignito	El coque para horno de coque es el producto sólido que se obtiene por carbonización del carbón, principalmente del carbón de coque, a alta temperatura. Tiene un nivel bajo de materia volátil y contenido de humedad. Se incluye también el semi coque, producto sólido que se obtiene de la carbonización del carbón a baja temperatura, coque de lignito, semi coque hecho con lignito/carbón de lignito, cisco de coque y coque de fundición. Se lo conoce también como coque metalúrgico.
	Coque de gas	Producto derivado de la hulla, usado para la producción del gas ciudad en las fábricas de gas. Se lo utiliza para calefacción.
Alquitrán de hulla		El resultado de la destilación destructiva de la hulla bituminosa. Derivado líquido de la destilación del carbón para fabricar coque en el proceso de horno de coque. Puede destilarse aún más hasta obtener diferentes productos orgánicos (p. ej., benceno, tolueno, naftaleno) que normalmente se declaran como sustancia para la alimentación a procesos de la industria petroquímica.
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	Cubre todos los tipos de gases producidos en plantas privadas o de servicios públicos, cuyo objetivo principal es la manufactura, el transporte y la distribución del gas. Comprende el gas producido por carbonización (incluido el gas producido por hornos de coque y transferido al gas de las fábricas de gas), por gasificación total con o sin enriquecimiento con productos del petróleo (GLP, fuelóleo residual, etc.) y por reformado y mezcla simple de gases y/o aire. Excluye el gas natural mezclado, que suele distribuirse por la red de distribución del gas natural.
	Gas de horno de coque	Se obtiene como producto derivado de la manufactura del coque de horno de coque para la producción de hierro y acero.
	Gas de alto horno	Se produce durante la quema del coque en los altos hornos, en la industria del hierro y del acero. Se recupera y se utiliza como combustible parcialmente dentro de la planta y parcialmente en otros procesos de la industria del acero, o en las centrales eléctricas equipadas para quemarlo.
	Gas de horno de oxígeno para aceros	Se obtiene como producto derivado de la producción de acero en un horno de oxígeno, y se recupera al dejar el horno. Este gas se conoce también como gas de convertidor, gas LD (iniciales de <i>Linz-Donawitz</i>) o gas BOS.

CUADRO 1.1 (CONTINUACIÓN) DEFINICIONES DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LAS DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006		
Descripción en español		Comentarios
GAS (Gas natural)		
Gas natural		Debe incluir el gas natural mezclado (a veces también denominado «Gas ciudad» o gas para consumo humano), un gas de alto valor calórico obtenido como mezcla de gas natural con otros gases derivados de otros productos primarios y suele distribuirse por la red de distribución de gas natural (p. ej. metano de las capas de carbón). El gas natural mezclado debe incluir al gas natural sustituto, un gas de alto valor calórico, fabricado por conversión química de un combustible fósil de hidrocarburo, en el que las principales materias primas son: gas natural, carbón, petróleo y esquisto bituminoso.
OTROS COMBUSTIBLES FÓSILES		
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)		Incluye los desechos que producen los hogares, la industria, los hospitales y el sector terciario, que se incineran en instalaciones específicas y se utilizan a los fines energéticos. Solamente debe incluirse aquí la fracción del combustible que no es biodegradable.
Desechos industriales		Constan de los productos sólidos y líquidos (p. ej. los neumáticos) que se queman en forma directa, normalmente en plantas especializadas, para producir calor y/o energía no declarada como biomasa.
Óleos de desecho		Óleos usados (p. ej., lubricantes de desecho) que se queman para la producción de calor.
TURBA		
Turba ⁵		Depósito combustible suave, poroso o comprimido y sedimentario de origen vegetal, que incluye un material de madera con alto contenido de agua (hasta 90 por ciento en estado bruto), fácil de cortar, que puede contener trozos más duros de color marrón claro a oscuro. No se incluye la turba utilizada para fines no energéticos.
BIOMASA		
Biocombustibles sólidos	Madera / Desechos de madera	Madera y desechos de madera que se queman directamente para obtener energía. Esta categoría también incluye la madera para producción de carbón vegetal, pero no la producción real de carbón vegetal (se trataría de un cómputo doble puesto que el carbón vegetal es un producto secundario).
	Lejía de sulfito (licor negro)	Licor agotado alcalino procedente de los autoclaves de la producción de sulfato o pulpa a la sosa durante la fabricación del papel, en el cual el contenido de energía proviene de la lignina eliminada de la pulpa de la madera. Este combustible en su forma concentrada suele ser 65-70 por ciento sólido.
	Otra biomasa sólida primaria	Incluye la materia vegetal utilizada directamente como combustible aún no incluida en la madera/los desechos de madera ni en la lejía de sulfito. Se incluyen los desechos vegetales, materia/desechos animales, y otra biomasa sólida. Esta categoría incluye las entradas no madera a la producción del carbón vegetal (p. ej., la corteza del coco) pero deben excluirse todas las demás sustancias para alimentación a procesos para la producción de biocombustibles.
	Carbón vegetal	El carbón vegetal que se quema como energía cubre el residuo sólido de la destilación destructiva y la pirólisis de la madera y de otras materias vegetales.

⁵ Si bien estrictamente hablando la turba no es un combustible fósil, en los estudios del ciclo de vida se ha demostrado que sus características de emisión de gases de efecto invernadero son equiparables a las de los combustibles fósiles (Nilsson and Nilsson, 2004; Uppenberg *et al.*, 2001; Savolainen *et al.*, 1994). Por lo tanto, las emisiones de CO₂ de la quema de turba se incluyen en las emisiones nacionales como correspondientes a los combustibles fósiles.

CUADRO 1.1 (CONTINUACIÓN)		
DEFINICIONES DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LAS <i>DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006</i>		
Descripción en español		Comentarios
Biocombustibles líquidos	Biogasolina	Debe contener solamente la parte del combustible que se relaciona con las cantidades de biocombustible y no con el volumen total de líquidos en el cual se mezclan los biocombustibles. Esta categoría incluye el bioetanol (etanol producido a partir de la biomasa y/o de la fracción biodegradable de los desechos), biometanol (metanol producido a partir de la biomasa y/o de la fracción biodegradable de los desechos), bioETBE (etil-ter-butil-éter producido a partir del bioetanol: la fracción volumétrica de bioETBE que se computa como biocombustible es del 47 por ciento) y el bioMTBE (metil-ter-butil-éter producido a partir del biometanol: la fracción volumétrica de bioMTBE que se computa como biocombustible es del 36 por ciento).
	Biodiésel	Debe contener solamente la parte del combustible que se relaciona con las cantidades de biocombustible y no con el volumen total de líquidos en el cual se mezclan los biocombustibles. Esta categoría incluye el biodiésel (metil-éster producido a partir de aceite vegetal o animal, de calidad diésel), el biodimetiléter (dimetiléter producido a partir de la biomasa), fischer tropsh (fischer tropsh producido a partir de la biomasa), bioaceite prensado en frío (aceite producido a partir del aceite de semilla solamente por procesamiento mecánico) y todos los demás biocombustibles líquidos que se añaden, mezclan o utilizan directamente como diésel para el transporte.
	Otros biocombustibles líquidos	Otros biocombustibles líquidos no incluidos en la biogasolina ni en los biodiésel.
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero	Se obtiene a partir de la fermentación anaeróbica de la biomasa y los desechos sólidos de los vertederos, y se quema para producir calor y/o energía.
	Gas de digestión de lodos cloacales	Se obtiene a partir de la fermentación anaeróbica de la biomasa y los desechos sólidos del lodo y del fango animal, y se quema para producir calor y/o energía.
	Otro biogás	Otro biogás no incluido en el gas de vertedero ni en el gas de digestión de lodos cloacales.
Otros combustibles no fósiles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	Incluye los desechos que producen los hogares, la industria, los hospitales y el sector terciario, que se incineran en instalaciones específicas y se utilizan a los fines energéticos. Solamente debe incluirse aquí la fracción biodegradable del combustible.

1.4.1.2 CONVERSIÓN DE UNIDADES DE ENERGÍA

En las estadísticas sobre energía y en otras compilaciones de datos relativos a la energía, la producción y el consumo de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos se especifican en unidades físicas, por ejemplo en toneladas o metros cúbicos. Para convertir estos datos en unidades comunes de energía, p. ej., julios, se requieren valores calóricos. Para convertir toneladas en unidades de energía, en este caso terajulios, se requieren valores calóricos. En las presentes Directrices se utilizan los valores calóricos netos (VCN) expresados en unidades de SI o múltiplos de las unidades de SI (por ejemplo, TJ/Mg). Algunas oficinas de estadísticas utilizan los valores calóricos brutos (VCB). La diferencia que existe entre el VCN y el VCB es el calor latente de vaporización del agua producido durante la quema de combustible. Como consecuencia, para el carbón y el petróleo, el VCN es alrededor de un 5 por ciento menor que el VCB. Para la mayoría de las formas de gas natural y manufacturado, el VCN es alrededor de 10 por ciento menor. El Recuadro 1.1 que sigue a continuación presenta un algoritmo para la conversión si se conocen las características del combustible (contenido de humedad, de hidrógeno y de oxígeno). La conversión por defecto de los combustibles comunes de biomasa del VCN al VCB, en especial la corteza, la madera y los desechos de madera, se deriva de las herramientas para el cálculo de los gases de efecto invernadero de la pulpa y el papel disponibles a través del sitio Web del Protocolo de gases de efecto invernadero de WRI/WBCSD⁶.

Si los países utilizan el VCB, deben identificarlo como tal. Para conocer una explicación más detallada de este tema y del modo de convertir un valor en el otro, sírvase consultar el manual de estadísticas de energía «Energy Statistics Manual» de la AIE (OECD/IEA, 2004).

⁶ Véase la página 9 de "Calculation Tools for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Pulp and Paper Mills, Version 1.1, July 8, 2005" disponible en el sitio Web: <http://www.ghgprotocol.org/includes/getTarget.asp?type=d&id=MTYwNjQ>

RECUADRO 1.1
CONVERSIÓN ENTRE VALORES CALÓRICOS BRUTOS Y NETOS

Unidades: MJ/kg – Megajulios por kilogramo; 1 MJ/kg = 1 Gigajulio/tonelada (GJ/tonelada)

VC bruto (VCB) o «valor de calentamiento mayor» (VCM) es el valor calórico en condiciones de laboratorio.

VC neto (VCN) o «valor de calentamiento menor» (VCMen) es el valor calórico útil en la planta de la caldera. La diferencia es básicamente el calor latente del vapor de agua producido.

Conversiones - Bruto/Neto (según ISO, para las cifras según se recibe*) en MJ/kg:

$$VC_{neto} = VC_{bruto} - 0,212H - 0,0245M - 0,008Y$$

Donde M es el porcentaje de humedad, H es el porcentaje de hidrógeno, Y es el porcentaje de oxígeno (del análisis definitivo que determina la cantidad de carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre) según se recibe (es decir, incluye la humedad total (TM)).

Fuente: Instituto mundial del carbón (*World Coal Institute*

(<http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=190>), que proporciona más detalles.

Los valores por defecto VCN para convertir a partir de unidades de 10^3 toneladas en unidades de terajulios se encuentran en el Cuadro 1.2. Estos valores se basan en el análisis estadístico de tres fuentes de datos:

1. **Las presentaciones del inventario anual de gases de efecto invernadero de las Partes del Anexo I:** las presentaciones nacionales de los países del Anexo 1 de la CMNUCC en 2004 acerca de las emisiones de 2002 (Cuadro-1A(b) del MCGI). Este conjunto de datos contiene los Valores calóricos netos (VCN), el Factor de emisión de carbón (FEC) y el Factor de oxidación de carbón (FOC) para los combustibles individuales de más de 33 países del Anexo 1.
2. **Base de datos de factores de emisión:** la base de datos de factores de emisión (EFDB, del inglés, *Emission Factor Database*) del IPCC, versión-1, a partir de diciembre de 2003 contiene todos los valores por defecto incluidos en las *Directrices del IPCC de 1996* y los datos adicionales aceptados por el consejo editorial de la EFDB. La EFDB contiene datos específicos del país respecto del VCN y FEC, incluidos los países en desarrollo.
3. **Base de datos de la AIE:** la base de datos VCN de la Agencia Internacional de Energía para todos los combustibles, a partir de noviembre de 2004. La base de datos de la AIE contiene datos VCN específicos del país para muchos países, incluidos los países en desarrollo.

El análisis estadístico realizado sobre estos conjuntos de datos se describió en detalle en un documento aparte (Kainou, 2005). Se utilizó el mismo conjunto de datos para compilar un cuadro de valores por defecto y rangos de incertidumbre.

1.4.1.3 FUENTES DE DATOS DE LA ACTIVIDAD

Las estadísticas del combustible recopiladas por un organismo nacional de reconocimiento oficial suelen ser los datos de la actividad más adecuados y accesibles. No obstante, en algunos países, quienes deben compilar la información del inventario pueden no tener acceso directo a toda la gama de datos disponibles en su país y quizá deseen usar datos especialmente provistos por su país a las organizaciones internacionales.

Actualmente existen dos fuentes principales de estadísticas internacionales sobre la energía: la Agencia Internacional de Energía (AIE) y las Naciones Unidas (ONU). Ambos organismos internacionales recopilan datos de la energía de las administraciones nacionales de sus países miembro, a través de sistemas de cuestionarios. Los datos recopilados son, en consecuencia, datos «oficiales». Para evitar la duplicación de la generación de informes, si los países son miembros de ambas organizaciones, la ONU recibe copia de los cuestionarios de la AIE para los países miembro de la OCDE en vez de exigirles que completen los cuestionarios de la ONU. Al compilar las estadísticas para los países no miembros de la OCDE, la AIE utiliza, para determinados países, los datos de la ONU a los que puede añadir información adicional obtenida del gobierno nacional, de asesores o de las empresas de energía que operan en esos países. Las estadísticas correspondientes a otros países se obtienen directamente de las fuentes nacionales. La cantidad de países cubiertos por las publicaciones de la AIE es menor que la de la ONU.⁷

⁷ Aproximadamente 130 países (de los 170 países miembros de la ONU) están incluidos en los datos de la AIE y representan el 98 por ciento del consumo mundial de energía y casi toda la producción energética.

CUADRO 1.2
VALORES CALÓRICOS NETOS (VCN) POR DEFECTO Y LÍMITES INFERIOR Y SUPERIOR DE LOS INTERVALOS DE CONFIANZA DEL 95%¹

Descripción en español del tipo de combustible		Valor calórico neto (TJ/Gg)	Inferior	Superior
Petróleo crudo		42,3	40,1	44,8
Orimulsión		27,5	27,5	28,3
Gas natural licuado		44,2	40,9	46,9
Gasolina	Gasolina para motores	44,3	42,5	44,8
	Gasolina para la aviación	44,3	42,5	44,8
	Gasolina para motor a reacción	44,3	42,5	44,8
Queroseno para motor a reacción		44,1	42,0	45,0
Otro queroseno		43,8	42,4	45,2
Esquisto bituminoso		38,1	32,1	45,2
Gas/Diesel Oil		43,0	41,4	43,3
Fuelóleo residual		40,4	39,8	41,7
Gases licuados de petróleo		47,3	44,8	52,2
Etano		46,4	44,9	48,8
Nafta		44,5	41,8	46,5
Alquitrán		40,2	33,5	41,2
Lubricantes		40,2	33,5	42,3
Coque de petróleo		32,5	29,7	41,9
Sustancia para alimentación a procesos de refinerías		43,0	36,3	46,4
Otro petróleo	Gas de refinería ²	49,5	47,5	50,6
	Ceras de parafina	40,2	33,7	48,2
	Espíritu blanco y SBP	40,2	33,7	48,2
	Otros productos del petróleo	40,2	33,7	48,2
Antracita		26,7	21,6	32,2
Carbón de coque		28,2	24,0	31,0
Otro carbón bituminoso		25,8	19,9	30,5
Carbón sub-bituminoso		18,9	11,5	26,0
Lignito		11,9	5,50	21,6
Esquisto bituminoso y arena impregnada de alquitrán		8,9	7,1	11,1
Briquetas de carbón de lignito		20,7	15,1	32,0
Combustible evidente		20,7	15,1	32,0
Coque	Coque para horno de coque y coque de lignito	28,2	25,1	30,2
	Coque de gas	28,2	25,1	30,2
Alquitrán de hulla ³		28,0	14,1	55,0
Gases derivados	Gas de fábrica de gas ⁴	38,7	19,6	77,0
	Gas de horno de coque ⁵	38,7	19,6	77,0
	Gas de alto horno ⁶	2,47	1,20	5,00
	Gas de horno de oxígeno para aceros ⁷	7,06	3,80	15,0
Gas natural		48,0	46,5	50,4
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)		10	7	18
Desechos industriales		NA	NA	NA
Óleos de desecho ⁸		40,2	20,3	80,0
Turba		9,76	7,80	12,5

CUADRO 1.2 (CONTINUACIÓN) VALORES CALÓRICOS NETOS (VCN) POR DEFECTO Y LÍMITES INFERIOR Y SUPERIOR DE LOS INTERVALOS DE CONFIANZA DEL 95% ¹				
Descripción en español del tipo de combustible		Valor calórico neto (TJ/Gg)	Inferior	Superior
Biocombustibles sólidos	Madera/Desechos de madera ⁹	15,6	7,90	31,0
	Lejía de sulfito (licor negro) ¹⁰	11,8	5,90	23,0
	Otra biomasa sólida primaria ¹¹	11,6	5,90	23,0
	Carbón vegetal ¹²	29,5	14,9	58,0
Biocombustibles líquidos	Biogasolina ¹³	27,0	13,6	54,0
	Biodiésel ¹⁴	27,0	13,6	54,0
	Otros biocombustibles líquidos ¹⁵	27,4	13,8	54,0
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero ¹⁶	50,4	25,4	100
	Gas de digestión de lodos cloacales ¹⁷	50,4	25,4	100
	Otro biogás ¹⁸	50,4	25,4	100
Otros combustibles no fósiles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	11,6	6,80	18,0
Notas: ¹ Límites inferior y superior de los intervalos de confianza del 95 por ciento, suponiendo distribuciones lognormales, ajustado a un conjunto de datos, sobre la base de los informes de inventarios nacionales, los datos de la AIE y los datos nacionales disponibles. Se presenta una descripción más detallada en la sección 1.5. ² Datos japoneses; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ³ EFDB; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ⁴ Gas de horno de coque; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ⁵⁻⁷ Datos en pequeñas cantidades de Japón y el Reino Unido; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ⁸ Para los aceites de desecho se toman los valores de los «lubricantes» ⁹ EFDB; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ¹⁰ Datos japoneses; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ¹¹ Biomasa sólida; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ¹² EFDB; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ¹³⁻¹⁴ Número teórico de etanol; rango de incertidumbre: dictamen de expertos; ¹⁵ Biomasa líquida; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ¹⁶⁻¹⁸ Número teórico de metano rango de incertidumbre: dictamen de expertos;				

En general, los organismos nacionales responsables del inventario del país pueden obtener gratuitamente los datos de la AIE y de la ONU correspondientes a su país dirigiéndose a stats@iea.org o energy_stat@un.org.

Dos tipos de combustibles merecen especial atención:

Biomasa:

Los datos de la biomasa suelen ser más inciertos que otros datos de las estadísticas nacionales de energía. Una gran fracción de la biomasa, usada para energía, puede ser parte de la economía informal, y el comercio de este tipo de combustibles (madera combustible, residuos agrícolas, aglutinación de estiércol, etc.) con frecuencia no se registra en las estadísticas nacionales de energía ni en los balances.

El Capítulo 4 (Tierras forestales) del Volumen 4 AFOLU ofrece un método alternativo para estimar los datos de la actividad para el uso de la madera combustible.

Si hay disponibles estadísticas de energía y de AFOLU, el compilador del inventario debe cuidar de evitar el cómputo doble, y debe indicar de qué forma se integraron los datos de ambas fuentes para obtener la mejor estimación posible del uso de la madera combustible en el país. Las emisiones de CO₂ de la combustión de la biomasa no están incluidas en los totales nacionales, pero se las registra como elemento informativo a los fines de la verificación cruzada y para evitar el cómputo doble. Nótese que en las presentes directrices no se considera que la turba sea biomasa; por lo tanto, se estiman las emisiones de CO₂.

Desechos:

Puede haber incineración de desechos en las instalaciones en las que se utiliza la combustión del calor como energía en otros procesos. En esos casos, deben tratarse estos desechos como combustible y deben declararse las emisiones en el sector de energía. Si se incineran los desechos sin usar el calor de la combustión como energía,

deben declararse las emisiones en la categoría incineración de desechos. En ambos casos, se presentan las metodologías en el Capítulo 5 del Volumen 5. Las emisiones de CO₂ procedentes de la combustión de biomasa en los desechos usados para energía no se incluyen en los totales nacionales pero se registran como elemento informativo para la verificación cruzada.

1.4.1.4 COHERENCIA DE LA SERIE TEMPORAL

Muchos países poseen largas series temporales de estadísticas de energía que pueden usarse para obtener series temporales de las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético. Sin embargo, en muchos casos, las prácticas estadísticas (incluidas las definiciones de los combustibles, del uso de combustible por sectores) se modifican con el paso del tiempo y no siempre resulta viable efectuar nuevos cálculos de los datos energéticos del último conjunto de definiciones. Al compilar la serie temporal de las emisiones procedentes de la quema de combustible, estos cambios pueden dar lugar a incoherencias de la serie temporal, que deben abordarse usando los métodos provistos en el Capítulo 5 del Volumen 1 de las *Directrices del IPCC de 2006*, Coherencia de la serie temporal.

1.4.2 Factores de emisión

1.4.2.1 FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂

Los procesos de combustión se optimizan para derivar la cantidad máxima de energía por unidad de combustible consumido, con lo que se logra la máxima cantidad de CO₂. La quema eficaz del combustible garantiza la oxidación de la máxima cantidad de carbono disponible en el combustible. Los factores de emisión de CO₂ correspondientes a la quema de combustible son, por lo tanto, relativamente insensibles al proceso de quema en sí y, por ello, dependen casi en forma exclusiva del contenido de carbono del combustible.

El contenido de carbono puede variar de forma considerable tanto entre los tipos de combustible primarios como dentro de ellos, por masa o por volumen:

- Para el gas natural, el contenido de carbono depende de la composición del gas que, en estado entregado, principalmente es metano, pero puede incluir pequeñas cantidades de etano, propano, butano e hidrocarburos más pesados. El gas natural quemado en antorcha en la planta de producción suele contener cantidades mucho más grandes de hidrocarburos no metano. En consecuencia, el contenido de carbono es diferente.
- El contenido de carbono por unidad de energía suele ser menor para los productos ligeros refinados, como la gasolina, que para los productos más pesados como el fuelóleo residual.
- Para el carbón, las emisiones de carbono por tonelada varían considerablemente según la composición de carbón del carbono, hidrógeno, azufre, ceniza, oxígeno y nitrógeno.

Al convertir en unidades de energía se reduce esta variabilidad.

Una pequeña parte del carbono combustible que ingresa en el proceso de combustión escapa a la oxidación. Esta fracción suele ser pequeña (99 a 100 por ciento del carbono se oxida) y los factores de emisión por defecto del Cuadro 1.4 se derivan sobre la hipótesis de la oxidación del 100 por ciento. En el caso de algunos combustibles, esta fracción puede no ser insignificante en la práctica y si hay disponibles valores representativos específicos del país se los debe utilizar. En otras palabras: se supone que la fracción de carbono oxidado es 1 para derivar los factores de emisión de CO₂ por defecto.

El Cuadro 1.3 presenta el contenido de carbono de los combustibles a partir de los cuales se pueden calcular los factores de emisión sobre la base del peso molecular completo (Cuadro 1.4). Estos factores de emisión son valores por defecto sugeridos únicamente si no están disponibles los factores específicos del país. Los factores de emisión más detallados y actualizados pueden estar disponibles en la EFDB del IPCC.

Nótese que las emisiones de CO₂ de los combustibles de biomasa no se incluyen en el total nacional, pero se declaran como elemento informativo. Las emisiones o absorciones netas de CO₂ se estiman en el sector AFOLU y toman en cuenta estas emisiones. Obsérvese que se considera la turba un combustible fósil y no un biocombustible y, por lo tanto, las emisiones procedentes de la combustión se incluyen en el total nacional.

Se utilizan los datos presentados en el Cuadro 1.3 para calcular los factores de emisión por defecto para cada combustible, sobre la base de la energía. Si los datos de la actividad están disponibles por masa, puede aplicarse directamente un método similar a estos datos de la actividad. Obviamente, el contenido de carbono debe ser conocido por masa.

CUADRO 1.3
VALORES POR DEFECTO DEL CONTENIDO DE CARBONO

Descripción en español del tipo de combustible	Contenido de carbono por defecto ¹ (kg/GJ)	Inferior	Superior
Petróleo crudo	20,0	19,4	20,6
Orimulsión	21,0	18,9	23,3
Gas natural licuado	17,5	15,9	19,2
Gasolina para motores	18,9	18,4	19,9
Gasolina para la aviación	19,1	18,4	19,9
Gasolina para motor a reacción	19,1	18,4	19,9
Queroseno para motor a reacción	19,5	19	20,3
Otro queroseno	19,6	19,3	20,1
Esquisto bituminoso	20,0	18,5	21,6
Gas/Diesel oil	20,2	19,8	20,4
Fuelóleo residual	21,1	20,6	21,5
Gases licuados de petróleo	17,2	16,8	17,9
Etano	16,8	15,4	18,7
Nafta	20,0	18,9	20,8
Alquitrán	22,0	19,9	24,5
Lubricantes	20,0	19,6	20,5
Coque de petróleo	26,6	22,6	31,3
Sustancia para alimentación a procesos de refinerías	20,0	18,8	20,9
Gas de refinería ²	15,7	13,3	19,0
Ceras de parafina	20,0	19,7	20,3
Espíritu blanco y SBP	20,0	19,7	20,3
Otros productos del petróleo	20,0	19,7	20,3
Antracita	26,8	25,8	27,5
Carbón de coque	25,8	23,8	27,6
Otro carbón bituminoso	25,8	24,4	27,2
Carbón sub-bituminoso	26,2	25,3	27,3
Lignito	27,6	24,8	31,3
Esquisto bituminoso y arena impregnada de alquitrán	29,1	24,6	34
Briquetas de carbón de lignito	26,6	23,8	29,6
Combustible evidente	26,6	23,8	29,6
Coque para horno de coque y coque de lignito	29,2	26,1	32,4
Coque de gas	29,2	26,1	32,4
Alquitrán de hulla ³	22,0	18,6	26,0
Gas de fábrica de gas ⁴	12,1	10,3	15,0
Gas de horno de coque ⁵	12,1	10,3	15,0
Gas de alto horno ⁶	70,8	59,7	84,0
Gas de horno de oxígeno para aceros ⁷	49,6	39,5	55,0
Gas natural	15,3	14,8	15,9

CUADRO 1.3 (CONTINUACIÓN)
VALORES POR DEFECTO DEL CONTENIDO DE CARBONO

Descripción en español del tipo de combustible	Contenido de carbono por defecto ¹ (kg/GJ)	Inferior	Superior
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la	25,0	20,0	33,0
Desechos industriales	39,0	30,0	50,0
Óleo de desecho ⁹	20,0	19,7	20,3
Turba	28,9	28,4	29,5
Madera/Desechos de madera ¹⁰	30,5	25,9	36,0
Lejía de sulfito (licor negro) ¹¹	26,0	22,0	30,0
Otra biomasa sólida primaria ¹²	27,3	23,1	32,0
Carbón vegetal ¹³	30,5	25,9	36,0
Biogasolina ¹⁴	19,3	16,3	23,0
Biodiésel ¹⁵	19,3	16,3	23,0
Otros biocombustibles líquidos ¹⁶	21,7	18,3	26,0
Gas de vertedero ¹⁷	14,9	12,6	18,0
Gas de digestión de lodos cloacales ¹⁸	14,9	12,6	18,0
Otro biogás ¹⁹	14,9	12,6	18,0
Desechos municipales (fracción perteneciente a la	27,3	23,1	32,0
Notas: ¹ Límites inferior y superior de los intervalos de confianza del 95 por ciento, suponiendo distribuciones lognormales, ajustado a un conjunto de datos, sobre la base de los informes de inventarios nacionales, los datos de la AIE y los datos nacionales disponibles. Se presenta una descripción más detallada en la sección 1.5 ² Datos japoneses; rango de incertidumbre: dictamen de expertos; ³ EFDB; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ⁴ Gas de horno de coque; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ⁵ Datos en pequeñas cantidades de Japón y el Reino Unido; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ⁶ ⁷ Datos en pequeñas cantidades de Japón y el Reino Unido; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ⁸ Biomasa sólida; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ⁹ Lubricantes; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ¹⁰ EFDB; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ¹¹ Datos japoneses; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ¹² Biomasa sólida; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ¹³ EFDB; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ¹⁴ Número teórico de etanol; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ¹⁵ Número teórico de etanol; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ¹⁶ Biomasa líquida; rango de incertidumbre: dictamen de expertos ¹⁷⁻¹⁹ Número teórico de metano rango de incertidumbre: dictamen de expertos ²⁰ Biomasa sólida; rango de incertidumbre: dictamen de expertos			

CUADRO 1.4
FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂ POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ¹

Descripción en español del tipo de combustible		Contenido de carbono por defecto (kg/GJ)	Factor de oxidación de carbono por defecto	Factor de emisión de CO ₂ eficaz (kg/TJ) ²	
				Valor por defecto ³	Intervalo de confianza del 95%
		A	B	$C=A*B*44/12*1000$	Inferior Superior
Petróleo crudo		20,0	1	73 300	71 100 75 500
Orimulsión		21,0	1	77 000	69 300 85 400
Gas natural licuado		17,5	1	64 200	58 300 70 400
Gasolina	Gasolina para motores	18,9	1	69 300	67 500 73 000
	Gasolina para la aviación	19,1	1	70 000	67 500 73 000
	Gasolina para motor a reacción	19,1	1	70 000	67 500 73 000
Queroseno para motor a reacción		19,5	1	71 500	69 700 74 400
Otro queroseno		19,6	1	71 900	70 800 73 700
Esquisto bituminoso		20,0	1	73 300	67 800 79 200
Gas/Diesel oil		20,2	1	74 100	72 600 74 800
Fuelóleo residual		21,1	1	77 400	75 500 78 800
Gases licuados de petróleo		17,2	1	63 100	61 600 65 600
Etano		16,8	1	61 600	56 500 68 600
Nafta		20,0	1	73 300	69 300 76 300
Alquitrán		22,0	1	80 700	73 000 89 900
Lubricantes		20,0	1	73 300	71 900 75 200
Coque de petróleo		26,6	1	97 500	82 900 115 000
Sustancia para alimentación a procesos de refineries		20,0	1	73 300	68 900 76 600
Otro petróleo	Gas de refinera	15,7	1	57 600	48 200 69 000
	Ceras de parafina	20,0	1	73 300	72 200 74 400
	Espíritu blanco y SBP	20,0	1	73 300	72 200 74 400
Otros productos del petróleo		20,0	1	73 300	72 200 74 400
Antracita		26,8	1	98 300	94 600 101 000
Carbón de coque		25,8	1	94 600	87 300 101 000
Otro carbón bituminoso		25,8	1	94 600	89 500 99 700
Carbón sub-bituminoso		26,2	1	96 100	92 800 100 000
Lignito		27,6	1	101 000	90 900 115 000
Esquisto bituminoso y arena impregnada de alquitrán		29,1	1	107 000	90 200 125 000
Briquetas de carbón de lignito		26,6	1	97 500	87 300 109 000
Combustible evidente		26,6	1	97 500	87 300 109 000
Coque	Coque para horno de coque y Coque de lignito	29,2	1	107 000	95 700 119 000
	Coque de gas	29,2	1	107 000	95 700 119 000
Alquitrán de hulla		22,0	1	80 700	68 200 95 300
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	12,1	1	44 400	37 300 54 100
	Gas de horno de coque	12,1	1	44 400	37 300 54 100
	Gas de alto horno ⁴	70,8	1	260 000	219 000 308 000
	Gas de horno de oxígeno para aceros ⁵	49,6	1	182 000	145 000 202 000

CUADRO 1.4 (CONTINUACIÓN) FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂ POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ¹					
Descripción en español del tipo de combustible		Contenido de carbono por defecto (kg/GJ)	Factor de oxidación de carbono por defecto	Factor de emisión de CO ₂ eficaz (kg/TJ) ²	
				Valor por defecto	Intervalo de confianza del 95%
		A	B	$C=A*B*44/12*1000$	Inferior Superior
Gas natural		15,3	1	56 100	54 300 58 300
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)		25,0	1	91 700	73 300 121 000
Desechos industriales		39,0	1	143 000	110 000 183 000
Óleo de desecho		20,0	1	73 300	72 200 74 400
Turba		28,9	1	106 000	100 000 108 000
Biocombustibles sólidos	Madera/Desechos de madera	30,5	1	112 000	95 000 132 000
	Lejía de sulfito (licor negro) ⁵	26,0	1	95 300	80 700 110 000
	Otra biomasa sólida primaria	27,3	1	100 000	84 700 117 000
	Carbón vegetal	30,5	1	112 000	95 000 132 000
Biocombustibles líquidos	Biogasolina	19,3	1	70 800	59 800 84 300
	Biodiésel	19,3	1	70 800	59 800 84 300
	Otros biocombustibles líquidos	21,7	1	79 600	67 100 95 300
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero	14,9	1	54 600	46 200 66 000
	Gas de digestión de lodos cloacales	14,9	1	54 600	46 200 66 000
	Otro biogás	14,9	1	54 600	46 200 66 000
Otros combustibles no fósiles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	27,3	1	100 000	84 700 117 000
Notas: ¹ Límites inferior y superior de los intervalos de confianza del 95 por ciento, suponiendo distribuciones lognormales, ajustado a un conjunto de datos, sobre la base de los informes de inventarios nacionales, los datos de la AIE y los datos nacionales disponibles. Se presenta una descripción más detallada en la sección 1.5 ² TJ = 1000GJ ³ Los valores del factor de emisión para BFG incluyen el dióxido de carbono contenido originalmente en este gas, así como el creado debido a su quema. ⁴ Los valores del factor de emisión para OSF incluyen el dióxido de carbono contenido originalmente en este gas, así como el que se forma como consecuencia de la quema. ⁵ Incluye el CO ₂ derivado de la biomasa emitido desde la unidad de combustión de licor negro y el CO ₂ derivado de la biomasa emitido desde el horno de cal de la planta de kraft.					

1.4.2.2 OTROS GASES DE EFECTO INVERNADERO

Los factores de emisión de los gases no CO₂ procedentes de la quema de combustible dependen mucho de la tecnología utilizada. Puesto que el conjunto de tecnologías aplicado en cada sector varía de forma considerable, también varían los factores de emisión. Por lo tanto, no es útil incluir factores de emisión por defecto para estos gases, solamente sobre la base de los combustibles. En consecuencia, se incluyen los factores de emisión por defecto del Nivel 1 en los capítulos subsiguientes para cada subsector por separado.

1.4.2.3 GASES INDIRECTOS DE EFECTO INVERNADERO

Este volumen no ofrece una orientación sobre la estimación de las emisiones de los gases de efecto invernadero indirectos. Para obtener información sobre estos gases, se remite al usuario a la orientación provista en otros convenios (véase también la sección 1.3.1.3 Relación con otros métodos del inventario). Los métodos por defecto para estimar estas emisiones se incluyen en la Guía de EMEP/CORINAIR. El Capítulo 7 del Volumen 1 proporciona detalles completos sobre la forma de establecer el vínculo con esta información.

1.5 INCERTIDUMBRE EN LAS ESTIMACIONES DEL INVENTARIO

1.5.1 Generalidades

Se incluye un tratamiento general de las incertidumbres en los inventarios de emisiones, en el Capítulo 3 del Volumen 1 de las *Directrices del IPCC de 2006*. Un análisis cuantitativo de las incertidumbres del inventario exige valores de entrada cuantitativos para los datos de la actividad y los factores de emisión. Este capítulo proporciona los rangos de incertidumbre por defecto recomendados (límites del intervalo de confianza del 95 por ciento) que deben utilizarse si no hay más información disponible. El límite inferior (marcado como «inferior» en los cuadros) está definido al percentil del 2,5 por ciento de la función de distribución de probabilidad y el límite superior (marcado como «superior» en los cuadros) al percentil del 97,5.

Todos los valores por defecto de este capítulo se redondean en tres dígitos significativos, tanto para el factor de emisión por defecto como para los límites inferior y superior de los intervalos de confianza del 95 por ciento. Si bien la aplicación de la aritmética exacta puede aportar más dígitos, no se los considera significativos.

1.5.2 Incertidumbres en los datos de la actividad

Los datos de la actividad necesarios para las estimaciones de emisión del Sector Energía se derivan principalmente de los balances y las estadísticas de energía nacionales e internacionales. Esos datos suelen ser considerados bastante exactos. La información de incertidumbre sobre las estadísticas de quema de combustible o los balances de energía pueden obtenerse a través del responsable de las instituciones nacionales o internacionales.

Si no hay más datos disponibles, el rango de incertidumbre por defecto recomendado para los datos de quema de combustible sólido debe suponerse como más o menos 5 por ciento. En otras palabras:

- El valor de las estadísticas de energía o del balance de energía se interpreta como la estimación por puntos correspondiente a los datos de la actividad.
- El valor del límite inferior del intervalo de confianza del 95 por ciento es 0,95 veces la estimación por puntos;
- El valor del límite superior del intervalo de confianza del 95 por ciento es 1,05 veces este valor.

La «diferencia estadística» dada con frecuencia en los balances de energía también puede usarse para tener una idea de la incertidumbre de los datos. Se calcula dicha «diferencia estadística» a partir de la diferencia existente entre los datos derivados de la oferta de combustibles y los derivados de la demanda de estos. La variación año a año en su valor refleja la incertidumbre agregada en todos los datos del combustible subyacentes, incluidas sus interrelaciones. Por lo tanto, la variación de la «diferencia estadística» es un indicio de la incertidumbre combinada de todos los datos de oferta y demanda de un combustible en particular. Si recordamos que las incertidumbres se expresan en términos porcentuales, las incertidumbres de los datos de la quema de combustible para determinados sectores o aplicaciones suelen ser mayores que la incertidumbre que sugiere la «diferencia estadística». El rango de incertidumbre por defecto recomendado se basa en esta línea de pensamiento. Sin embargo, si la «diferencia estadística» es cero, el balance es sospechoso de inmediato y debe tratarse como si no se hubiera dado una «diferencia estadística». En estos casos, se debe estudiar la calidad de los datos a los fines de GC/CC y aplicar las consiguientes mejoras, si corresponde.

Puesto que los datos relativos a la biomasa como combustible no están tan bien desarrollados como para los combustibles fósiles, el rango de incertidumbre para estos es significativamente mayor. Se recomienda un valor de más/menos 50 por ciento.

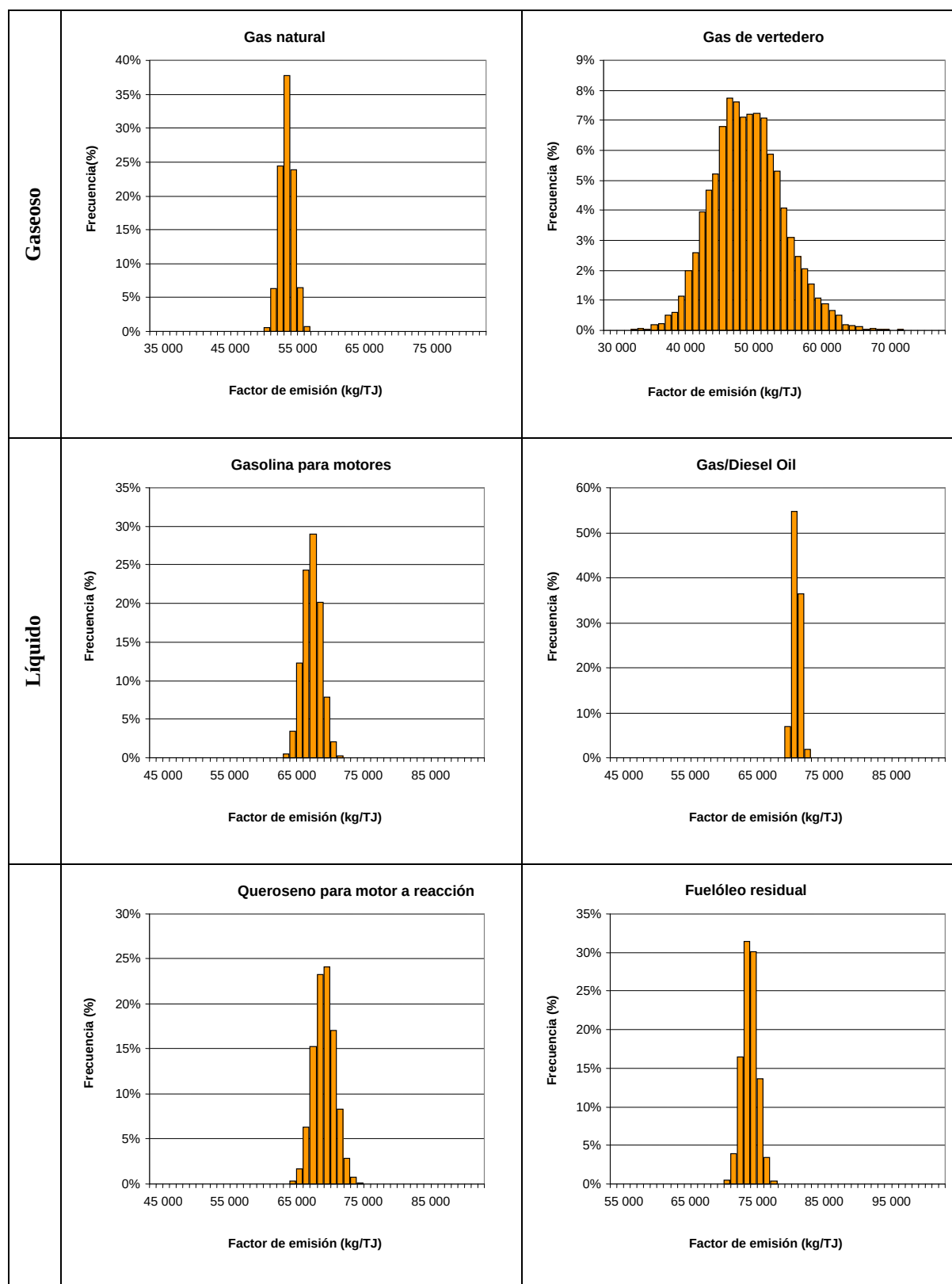
1.5.3 Incertidumbres del factor de emisión

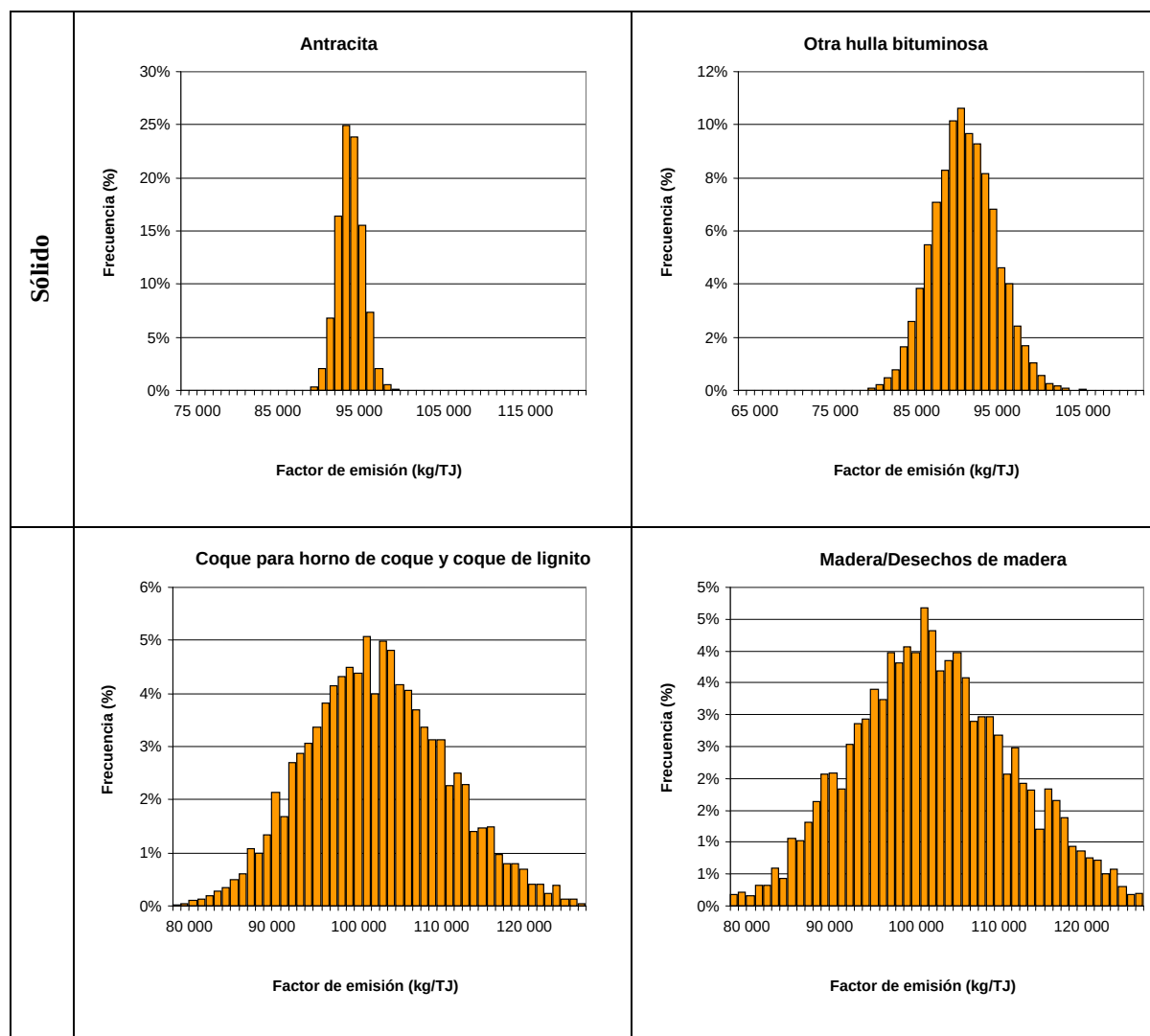
Los factores de emisión por defecto derivados en este capítulo se basan en un análisis estadístico de los datos disponibles sobre las características del combustible. El análisis proporciona los límites inferior y superior de los intervalos de confianza del 95 por ciento según se presentan en el Cuadro 1.2 para los valores calóricos netos y en el Cuadro 1.3 para el contenido de carbono de los combustibles.

Los rangos de incertidumbre provistos en el Cuadro 1.4l se calculan partiendo de esta información, mediante un análisis de Monte Carlo (5 000 reiteraciones). En este análisis, se aplicaron las distribuciones lognormales, ajustadas según los límites inferior y superior de los intervalos de confianza del 95 por ciento, para las funciones de distribución de probabilidad.

Para algunos ejemplos típicos, las funciones de distribución de probabilidad resultantes para los factores de emisión de CO₂ eficaces y finales por defecto se presentan a continuación, en la Figura 1.3.

Figura 1.3 Algunos ejemplos típicos de las funciones de distribución de probabilidad (FDP) para los factores eficaces de emisión de CO₂ para la quema de combustibles.





También es posible utilizar la información de incertidumbre presentada en el Cuadro 1.4 al comparar los factores de emisión específicos del país con los valores por defecto. Siempre que un factor de emisión específico nacional queda comprendido dentro del intervalo de confianza del 95 por ciento, se lo puede considerar coherente con el valor por defecto. Además, cabe esperar que el rango de incertidumbre de los valores específicos del país para su aplicación en éste sea menor que el rango provisto en la Figura 1.3. Las incertidumbres de los factores de emisión correspondientes a los factores de emisión no CO₂ se analizan en los capítulos siguientes, por separado para las diferentes categorías de fuente.

1.6 GC/CC Y EXHAUSTIVIDAD

1.6.1 Método de referencia

Puesto que las emisiones de dióxido de carbono procedentes de la quema de combustible dominan las emisiones de gases de efecto invernadero en muchos países, vale la pena utilizar un control independiente que aporte una estimación alternativa rápida y sencilla de estas emisiones. El Método de referencia ofrece una metodología para producir una estimación de primer orden de las emisiones nacionales de gases de efecto invernadero basadas en la energía provista a un país, aún cuando el compilador del inventario solamente tenga a su disposición recursos y estructuras de datos muy limitados. Puesto que el Método de referencia es un método desde arriba hacia abajo, y en ese sentido es relativamente independiente del método desde abajo hacia arriba, como se describe en los métodos de Nivel 1, 2 y 3 de este capítulo, se lo puede considerar una verificación cruzada. Como tal, es parte del proceso de GC/CC necesario para el sector energético. El Método de referencia se describe en todo detalle en el Capítulo 6 del presente Volumen.

Exige estadísticas acerca de la producción de combustibles, del comercio externo, así como las modificaciones que sufren las existencias de los primeros. También exige una cantidad limitada de datos sobre el consumo de combustibles utilizados para fines no energéticos, de los que quizá deba excluirse el carbono.

El Método de referencia se basa en la hipótesis de que, una vez que se lleva el carbono a la economía nacional en forma de combustible, se libera a la atmósfera como gas de efecto invernadero o se desvía (por ejemplo a través de incrementos de las existencias de combustible, almacenado en productos, sin utilizar en forma de ceniza) y no ingresa en la atmósfera como gas de efecto invernadero. Para calcular la cantidad de carbono liberado en la atmósfera no es necesario saber con exactitud cuánto combustible se utilizó o qué transformaciones intermedias atravesó. En vista de ello, puede describirse la metodología como *desde arriba hacia abajo*, en contraste con las metodologías *desde abajo hacia arriba*, aplicadas en un método por sectores.

1.6.2 Posible doble cómputo entre sectores

1.6.2.1 USO NO ENERGÉTICO DE LOS COMBUSTIBLES

Para numerosas aplicaciones, principalmente en los procesos industriales de más envergadura, los hidrocarburos fósiles no solo se utilizan como fuentes de energía, sino que también tienen otras aplicaciones, como ser alimentación a procesos, lubricantes, solventes, etc. Los métodos por sectores (Nivel 1, 2 y 3) se basan, por lo tanto, en las estadísticas de quema del combustible.

De allí que el uso de las estadísticas de quema en lugar de las estadísticas de entrega de combustible sea clave para evitar el cómputo doble en las estimaciones de emisiones. Si los datos de la actividad no son cantidades de combustible quemado sino entregas a las empresas o subcategorías principales, existe el riesgo de realizar el cómputo doble de las emisiones del sector IPPU (Capítulo 5) o Desechos.

En algunos tipos de uso no energético de los hidrocarburos fósiles, puede haber emisiones de sustancias que contienen carbono fósil. Esas emisiones deben declararse en el sector IPPU cuando se producen. En el Volumen 3, Procesos industriales y uso de productos, se presentan los métodos para estimar estas emisiones.

1.6.2.2 LOS DESECHOS COMO COMBUSTIBLE

Algunos incineradores de desechos también producen calor o energía. En esos casos, la corriente de desechos aparece en las estadísticas nacionales de energía y es una *buena práctica* declarar estas emisiones en el sector energético. Esta circunstancia podría traducirse en un cómputo doble si en el sector de desechos el volumen total de desechos se utilizara para estimar las emisiones. Solamente la fracción de CO₂ derivada del combustible fósil de los desechos se incluye en las emisiones totales nacionales. Para conocer detalles, véase el Volumen 5 (Desechos), Capítulo 5 (Incineración e incineración abierta de desechos), donde se analizan las cuestiones metodológicas para estimar las emisiones.

1.6.3 Combustión móvil versus estacionaria

Para la mayoría de las fuentes, la distinción entre la combustión móvil y la estacionaria es bastante clara. En las estadísticas de energía, sin embargo, no siempre es así. En algunas industrias, puede suceder que se utilicen los combustibles en parte para el equipo estacionario y en parte para el equipo móvil. Podría ocurrir, por ejemplo, en la agricultura, la silvicultura, la industria de la construcción, etc. Cuando efectivamente sucede y no es posible establecer la división entre móvil y estacionaria, pueden declararse las emisiones en la categoría de fuente que se espera tenga la mayor parte de las emisiones. En esos casos, se debe tener cuidado de documentar correctamente el método y las opciones.

1.6.4 Fronteras nacionales

Las fuentes móviles, en tanto se desplazan a través de las fronteras nacionales, pueden llevar parte del combustible que se vende en un país, para ser utilizado en otro. Con todo, para estimar estas emisiones, el principio de la utilización del combustible vendido debe prevalecer sobre la aplicación estricta del principio del territorio nacional, por diversos motivos:

- Es poco probable que estén disponibles los datos relativos a los combustibles que cruzan las fronteras en los tanques de combustible de los vehículos y, aun de estarlo, esos datos serían mucho menos exactos que los datos sobre la venta nacional de combustible.

- Es importante que las emisiones del combustible vendido aparezcan en un solo inventario del país. Sería casi imposible garantizar la coherencia entre los países vecinos.
- En la mayoría de los casos, el efecto neto del tránsito transfronterizo es leve, puesto que casi todos los vehículos, en definitiva, regresan a su país con combustible en el tanque. Solamente puede no ser así en el caso del «turismo de combustible»⁸.

Más consejos sobre las cuestiones de fronteras relacionadas con los combustibles de los tanques y la captura y el almacenamiento de carbono en los capítulos siguientes, de forma coherente con los principios establecidos en el Volumen 1, Capítulo 8.

1.6.5 Nuevas fuentes

Las *Directrices del IPCC de 2006* incluyen, por primera vez, métodos para estimar las emisiones de la captura y el almacenamiento del dióxido de carbono (Capítulo 5), de modo que el efecto de estas tecnologías sobre la reducción general de las emisiones puede reflejarse correctamente en los inventarios nacionales. Las Directrices también incluyen métodos nuevos para estimar las emisiones de las minas de carbón abandonadas (Sección 4.1), para complementar los métodos destinados a las minas en funcionamiento ya incluidos en las *Directrices del IPCC de 1996 y en GPG2000*.

Referencias

- Kainou, K (2005). 'Revision of default net calorific values, carbon content factors, carbon oxidization factors and carbon dioxide emission factors for various fuels in 2006 IPCC GHG Inventory Guidelines'. RIETI, IAI, Govt of Japan.
- Nilsson, K and. Sjardin, M. (2004). 'The climate impact of energy peat utilization in Sweden - the effect of former land use and after-treatment'. Report IVL B1606.
- OECD/IEA/Eurostat (2004). Energy Statistics Manual.
- Savolainen, I., Hillebrand, K., Nousiainen, I. and Sinisalo, J. (1994). 'Greenhouse gas impacts of the use of peat and wood for energy.' Espoo, Finland'. VTT Research Notes 1559. 65p.+app.
- Uppenberg, S. Zetterberg, L. and Åhman, M. (2001). 'Climate impact from peat utilisation in Sweden'. (2001). Report IVL B1423.

⁸ Las personas que viven cerca de las fronteras nacionales pueden tener el incentivo de comprar gasolina en un país para usar en el otro si los precios varían de uno al otro. En algunas regiones, este efecto es sustancial. Véase: Fuel tourism in border regions, Silvia Banfi, Massimo Filippini, Lester C. Hunt, CEPE, Centre for Energy Policy and Economics, Swiss Federal Institutes of Technology, 2003, <http://e-collection.ethbib.ethz.ch/show?type=incoll&nr=888>

CAPÍTULO 2

COMBUSTIÓN ESTACIONARIA

Autores

Darío R. Gómez (Argentina) y John D. Watterson (Reino Unido)

Branca B. Americano (Brasil), Chia Ha (Canadá), Gregg Marland (Estados Unidos), Emmanuel Matsika (Zambia), Lemmy Nenge Namayanga (Zambia), Balgis Osman-Elasha (Sudán), John D. Kalenga Saka (Malawi), y Karen Treanton (AIE)

Autor colaborador

Roberta Quadrelli (AIE)

Índice

2 Combustión estacionaria

2.1 Generalidades.....	2.6
2.2 Descripción de las fuentes.....	2.6
2.3 Cuestiones metodológicas.....	2.11
2.3.1 Elección del método.....	2.11
2.3.1.1 Método de Nivel 1.....	2.11
2.3.1.2 Método de Nivel 2.....	2.12
2.3.1.3 Método de Nivel 3.....	2.12
2.3.1.4 Árboles de decisiones.....	2.14
2.3.2 Elección de los factores de emisión.....	2.14
2.3.2.1 Nivel 1.....	2.14
2.3.2.2 Factores de emisión de Nivel 2 específicos del país.....	2.24
2.3.2.3 Factores de emisión de Nivel 3 específicos de la tecnología.....	2.24
2.3.3 Elección de los datos de la actividad.....	2.24
2.3.3.1 Nivel 1 y Nivel 2.....	2.29
2.3.3.2 Nivel 3.....	2.32
2.3.3.3 Evitar el cómputo doble de los datos de la actividad con otros sectores.....	2.32
2.3.3.4 Tratamiento de la biomasa.....	2.33
2.3.4 Captura de dióxido de carbono.....	2.34
2.3.5 Exhaustividad.....	2.37
2.3.6 Desarrollo de una serie temporal coherente y repetición de los cálculos.....	2.37
2.4 Evaluación de incertidumbre.....	2.38
2.4.1 Incertidumbres del factor de emisión.....	2.38
2.4.2 Incertidumbres en los datos de la actividad.....	2.40
2.5 Garantía de calidad / Control de calidad GC/CC del inventario.....	2.41
2.5.1 Generación de informes y documentación.....	2.41
2.6 Hojas de trabajo.....	2.42
Referencias.....	2.45

Ecuaciones

Ecuación 2.1 Emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la combustión estacionaria	2.11
Ecuación 2.2 Total de emisiones por gas de efecto invernadero	2.12
Ecuación 2.3 Emisiones de gases de efecto invernadero por tecnología	2.13
Ecuación 2.4 Estimaciones del consumo de combustible sobre la base de la penetración tecnológica.....	2.13
Ecuación 2.5 Estimación de emisiones basada en la tecnología.....	2.13
Ecuación 2.6 Eficiencia de la captura de CO ₂	2.35
Ecuación 2.7 Tratamiento de la captura de CO ₂	2.36

Figuras

Figura 2.1 Árbol de decisión general para estimar las emisiones de la combustión estacionaria	2.15
Figura 2.2 Las centrales de calor y energía utilizan los combustibles para producir energía eléctrica y/o calor útil.....	2.30
Figura 2.3 Una refinería utiliza la energía para transformar el petróleo crudo en productos de petróleo.	2.31
Figura 2.4 Se utilizan los combustibles como fuente de energía en las industrias manufactureras, para convertir la materia prima en productos.	2.31
Figura 2.5 Sistemas de captura de CO ₂ de las fuentes de combustión estacionaria	2.34
Figura 2.6 Flujos de carbono de entrada y salida del límite del sistema para un sistema de captura de CO ₂ asociado con los procesos de combustión estacionaria.....	2.35

Cuadros

Cuadro 2.1 División detallada del sector para la combustión estacionaria	2.7
Cuadro 2.2 Factores de emisión por defecto para la combustión estacionaria en las industrias energéticas (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta).....	2.16
Cuadro 2.3 Factores de emisión por defecto para la combustión estacionaria en las industrias manufactureras y de la construcción (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta).....	2.18
Cuadro 2.4 Factores de emisión por defecto para la combustión estacionaria en la categoría comercial/institucional (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)	2.20
Cuadro 2.5 Factores de emisión por defecto para la combustión estacionaria en las categorías residencial y agricultura/silvicultura/pesca/piscifactorías (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta).....	2.22
Cuadro 2.6 Factores de emisión de fuente de servicios.....	2.25
Cuadro 2.7 Factores de emisión de fuente industrial	2.26
Cuadro 2.8 Factores de emisión de fuentes de hornos de alta temperatura, hornos y secadores.....	2.27
Cuadro 2.9 Factores de emisión de fuente residencial	2.28

Cuadro 2.10 Factores de emisión de fuente comercial/institucional	2.29
Cuadro 2.11 Eficiencias típicas de la captura de CO ₂ para los sistemas de post y pre-combustión	2.36
Cuadro 2.12 Estimaciones por defecto de la incertidumbre para los factores de emisión de la combustión estacionaria	2.38
Cuadro 2.13 Resumen de la evaluación de incertidumbre de los factores de emisión de CO ₂ para las fuentes de combustión estacionaria de los países seleccionados	2.39
Cuadro 2.14 Resumen de la evaluación de incertidumbre de los factores de emisión de CH ₄ y N ₂ O para las fuentes de combustión estacionaria de los países seleccionados	2.40
Cuadro 2.15 Nivel de incertidumbre asociado con los datos de la actividad de combustión estacionaria	2.41
Cuadro 2.16 Lista de categorías de fuente para la combustión estacionaria	2.42
Cuadro 2.17 Procedimientos de GC/CC para las fuentes estacionarias	2.43

Recuadro

Recuadro 2.1 Autoprodutores.....	2.11
----------------------------------	------

2 COMBUSTIÓN ESTACIONARIA

2.1 GENERALIDADES

En el presente capítulo se describen los métodos y los datos necesarios para estimar las emisiones procedentes de la combustión estacionaria, y las categorías en las cuales deben declararse estas emisiones. Se presentan métodos para el abordaje por sectores en tres niveles, sobre la base de:

- Nivel 1: quema del combustible procedente de las estadísticas nacionales de energía y de los factores por defecto de emisión;
- Nivel 2: quema del combustible procedente de las estadísticas nacionales de energía, junto con los factores de emisión específicos del país, en lo posible, derivados de las características nacionales del combustible;
- Nivel 3: estadísticas del combustible y datos relativos a las tecnologías de combustión aplicados juntamente con los factores de emisión específicos de la tecnología; incluye el uso de modelos y datos de las emisiones del nivel de las instalaciones, si están disponibles.

El capítulo presenta los factores de emisión por defecto del Nivel 1 para todas las categorías de fuentes y los combustibles. Se puede consultar la base de datos de factores de emisión del IPCC¹ para obtener la información adecuada a las circunstancias nacionales; no obstante, el uso correcto de la información de la base de datos es responsabilidad de los compiladores del inventario de gases de efecto invernadero.

Este capítulo cubre los elementos que fueran antes presentados en el capítulo «Energía» de la *GPG2000*. La organización de las *Directrices del IPCC de 2006* es diferente de la utilizada en las *Directrices del IPCC de 1996* y de la *GPG2000*. A continuación se resumen los cambios efectuados en la información correspondiente a la combustión estacionaria.

Contenido:

- Se incluye un cuadro en el que se detallan qué sectores cubre este capítulo y bajo qué códigos de fuente del IPCC deben declararse las emisiones.
- Se han revisado algunos de los factores de emisión, y también se incluyeron otros nuevos. Los cuadros que contienen los factores de emisión indican qué factores son nuevos y qué factores se revisaron de las *Directrices del IPCC de 1996* y la *GPG2000*.
- Se supone que el factor de oxidación por defecto es 1, a menos que haya disponible mejor información.
- En el método por sectores de Nivel 1, se incluye el factor de oxidación con el factor de emisión, que simplifica la hoja de trabajo.
- Sobre la base de la *GPG2000*, este capítulo incluye más información sobre la evaluación de incertidumbre de los datos de la actividad y los factores de emisión.
- Se han modificado o refinado algunas definiciones.
- Se añadió una nueva sección sobre la captura y el almacenamiento de dióxido de carbono.

Estructura:

- La metodología para estimar las emisiones ahora está subdividida en secciones más pequeñas para los métodos de cada Nivel.
- Se han diseñado los cuadros de modo que presenten los factores de emisión conjuntamente para el CO₂, CH₄, y el N₂O, en la medida de lo posible.

2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS FUENTES

En el método por sectores, se especifican las emisiones procedentes de la combustión estacionaria para diversas actividades económicas y sociales, definidas dentro del sector 1A del IPCC, Actividades de quema de combustible (véase el Cuadro 2.1). Se hace una distinción entre la combustión estacionaria de las industrias de la energía (1.A.1), las industrias manufactureras y de la construcción (1.A.2) y otros sectores (1.A.4). Si bien estos subsectores diferenciados pretenden incluir toda la combustión estacionaria, existe una categoría extra disponible en el sector 1.A.5 para las emisiones que no pueden asignarse a una de las demás subcategorías. El Cuadro 2.1 también indica las categorías de fuentes móviles de 1.A.4 y 1.A.5 que se abordan en el Capítulo 3 del presente Volumen.

¹ Disponible en <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/efdb/main.php>

CUADRO 2.1 DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA²				
Nombre y número de código			Definiciones	
1 ENERGÍA			Todas las emisiones de gases de efecto invernadero que emanan de la combustión y las fugas de combustible. Las emisiones de los usos no energéticos de los combustibles no suelen incluirse aquí, sino que se declaran en el sector Procesos industriales y uso de productos.	
1 A Actividades de quema del combustible			Emisiones de la oxidación intencional de materiales dentro de un aparato diseñado para calentar y proporcionar calor a un proceso como calor o como trabajo mecánico, o bien para aplicaciones fuera del aparato.	
1 A 1	<i>Industrias de la energía:</i>		Incluye las emisiones de los combustibles quemados por la extracción de combustibles o por las industrias de producción energética.	
1 A 1	a	Producción de electricidad y calor como actividad principal		La suma de emisiones de los productores de electricidad como actividad principal, la generación combinada de calor y energía, y las centrales de calor. Los productores como actividad principal (conocidos anteriormente como servicios públicos) se definen como aquellas empresas cuya actividad principal es brindar un suministro al público. Pueden ser de propiedad pública o privada. Deben incluirse las emisiones procedentes del uso de combustibles en el sitio propio. Las emisiones de los autoprodutores (empresas que generan electricidad/calor total o parcialmente para su propio uso, como actividad que respalda sus actividades primarias) deben asignarse al sector en que fueron generadas y no en 1 A 1 a. Los autoprodutores pueden ser de propiedad pública o privada.
1 A 1	a	i	<i>Generación de electricidad</i>	Incluye las emisiones de todos los usos de combustible para la generación de electricidad de productores como actividad principal, excepto las centrales combinadas de calor y energía.
1 A 1	a	ii	<i>Generación combinada de calor y energía (CHP)</i>	Las emisiones de la producción de calor y energía eléctrica de los productores como actividad principal para vender al público en una única instalación CHP.
		iii	<i>Centrales de calor</i>	Producción de calor por parte de los productores como actividad principal, para vender mediante una red de tuberías.
1 A 1	b	Refinación del petróleo		Todas las actividades de combustión que respaldan la refinación de los productos del petróleo incluyen la quema en el sitio para la generación de electricidad y calor para uso propio. No incluye las emisiones por evaporación que ocurren en la refinería. Estas emisiones deben declararse por separado en 1 B 2 a.

² En el Capítulo 3, se abordan los métodos para las fuentes móviles que se producen en las subcategorías 1 A 4 y 1 A 5 y se declaran las emisiones en el rubro Combustión estacionaria.

CUADRO 2.1 (CONTINUACIÓN) DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA³				
Nombre y número de código			Definiciones	
1 A 1	c	Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas		Las emisiones de la quema de combustibles usados durante la fabricación de productos secundarios y terciarios con combustibles sólidos, incluida la producción de carbón vegetal. Deben incluirse las emisiones del uso de combustibles en el sitio propio. Incluye, asimismo, la quema para la generación de electricidad y calor para el uso propio en estas industrias.
1 A 1	c	i	<i>Fabricación de combustibles sólidos</i>	Emisiones que emanan de la quema de combustibles para la producción de coques de carbón, briquetas de carbón de lignito y el combustible de composición.
1 A 1	c	ii	<i>Otras industrias de la energía</i>	Emisiones de la quema que emanan del uso de energía de las industrias energéticas en sus propios sitios, no mencionadas anteriormente o para las que no hay datos disponibles por separado. Incluye las emisiones procedentes del uso de la energía propia para la producción de carbón vegetal, bagazo, aserrín, tallos de planta de algodón y carbonización de biocombustibles, como así también combustible usado para minería de carbón, extracción de petróleo y gas y el procesamiento y la refinación del gas natural. Esta categoría incluye también las emisiones de procesamiento previo a la quema para la captura y el almacenamiento de CO ₂ . Las emisiones de la quema procedentes del transporte en ductos deben declararse en 1 A 3 e.
1 A 2	<i>Industrias manufactureras y de la construcción</i>			Emisiones por la quema de combustibles en la industria. Incluye asimismo la quema para la generación de electricidad y calor para el uso propio en estas industrias. Las emisiones de la quema de combustibles en hornos para coque que se producen dentro de la industria del hierro y del acero deben declararse en 1 A 1 c y no en las industrias manufactureras. Las emisiones del sector de la industria deben especificarse por subcategorías que se corresponden con las de la Clasificación Industrial Internacional Estándar (ISIC, del inglés, <i>International Standard Industrial Classification</i>). La energía usada por la industria para el transporte no debe declararse aquí, sino en Transporte (1 A 3). Las emisiones que emanan de vehículos todo terreno y otra maquinaria móvil en la industria deben desglosarse, de ser posible, como subcategoría aparte. Deben declararse las emisiones de las categorías industriales de la ISIC que consumen más combustible de cada país, como así también las que son emisoras significativas de contaminantes. A continuación se esboza una lista de categorías recomendadas.
1 A 2	a	Hierro y acero		Grupo 271 y Clase 2731 de la ISIC
1 A 2	b	Metales no ferrosos		Grupo 272 y Clase 2732 de la ISIC
1 A 2	c	Productos químicos		División 24 de la ISIC
1 A 2	d	Pulpa, papel e imprenta		Divisiones 21 y 22 de la ISIC
1 A 2	e	Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco		Divisiones 15 y 16 de la ISIC
1 A 2	f	Minerales no metálicos		Incluye productos tales como porcelana, cemento, etc.; división 26 de la ISIC
1 A 2	g	Equipos de transporte		Divisiones 34 y 35 de la ISIC
1 A 2	h	Maquinaria		Incluye productos de metal fabricados, maquinaria y equipos que no sean de transporte; divisiones 28, 29, 30, 31 y 32 de la ISIC.

³ En el Capítulo 3, se abordan los métodos para las fuentes móviles que se producen en las subcategorías 1 A 4 y 1 A 5 y se declaran las emisiones en el rubro Combustión estacionaria.

CUADRO 2.1 (CONTINUACIÓN) DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA⁴				
Nombre y número de código			Definiciones	
1 A 2	i	Minería (con excepción de combustibles) y cantería	Divisiones 13 y 14 de la ISIC	
1 A 2	j	Madera y productos de madera	División 20 de la ISIC	
1 A 2	k	Construcción	División 45 de la ISIC	
1 A 2	l	Textiles y cuero	Divisiones 17, 18 y 19 de la ISIC	
1 A 2	m	Industria no especificada	Toda industria manufacturera/de la construcción no incluida más arriba o para la que no hay datos disponibles por separado. Incluye las Divisiones 25, 33, 36 y 37 de la ISIC.	
1 A 4	<i>Otros sectores</i>		Emisiones de las actividades de quema como se describe a continuación, incluida la quema para la generación de electricidad y calor para el uso propio en estas industrias.	
1 A 4	a	Comercial / Institucional	Emisiones de la quema de combustibles en edificios comerciales e institucionales; todas las actividades incluidas en las Divisiones 41, 50, 51, 52, 55, 63 a 67, 70 a 75, 80, 85, 90 a 93, y 99 de la ISIC.	
1 A 4	b	Residencial	Todas las emisiones por la quema de combustibles en hogares.	
1 A 4	c	Agricultura / Silvicultura / Pesca / Piscifactorías	Emisiones de la quema de combustibles utilizados en agricultura, silvicultura, pesca e industrias pesqueras, tales como piscifactorías. Actividades incluidas en las divisiones 01, 02 y 05 de la ISIC. Se excluye el transporte agrícola por autopistas.	
1 A 4	c	i	<i>Estacionarias</i>	Emisiones de combustibles quemados en bombas, secado de granos, invernaderos hortícolas y otras quemas de agricultura, silvicultura o quemas estacionarias en la industria pesquera.
1 A 4	c	ii	<i>Vehículos todo terreno y otra maquinaria</i>	Emisiones de combustibles quemados en vehículos de tracción en granjas y en bosques.
1 A 4	c	iii	<i>Pesca (combustión móvil)</i>	Emisiones de combustible usado en pesca de cabotaje, costera y en alta mar. La pesca debe cubrir las naves de todas las banderas que hayan repostado en el país (incluida la pesca internacional).

⁴ En el Capítulo 3, se abordan los métodos para las fuentes móviles que se producen en las subcategorías 1 A 4 y 1 A 5 y se declaran las emisiones en el rubro Combustión estacionaria.

CUADRO 2.1 (CONTINUACIÓN) DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA⁵				
Nombre y número de código			Definiciones	
1 A 5	<i>No especificado</i>		Todas las demás emisiones de quema de combustibles que no se hayan especificado en otro lugar. Incluye las emisiones de los combustibles enviados a militares en el país y a militares de otros países que no participan en operaciones multilaterales.	
1 A 5	a	Estacionarias		Emisiones de quema de combustibles en fuentes estacionarias que no se hayan especificado en otro lugar.
1 A 5	b	Móviles		Emisiones de vehículos y otras maquinarias, marina y aviación (que no se hayan incluido en 1 A 4 c ii ni en ningún otro lugar).
1 A 5	b	i	<i>Móvil (componente de aviación)</i>	Todas las demás emisiones de aviación de la quema de combustibles que no se hayan especificado en otro lugar. Incluye las emisiones de combustible enviado a las fuerzas militares del país, como así también el combustible enviado dentro de aquel país pero usado por las fuerzas militares de otros países que no participan en operaciones multilaterales.
1 A 5	b	ii	<i>Móvil (componente del sector marítimo y fluvial)</i>	Todas las demás emisiones marítimas y fluviales de la quema de combustibles que no se hayan especificado en otro lugar. Incluye las emisiones de combustible enviado a las fuerzas militares del país, como así también el combustible enviado dentro de aquel país pero usado por las fuerzas militares de otros países que no participan en operaciones multilaterales.
1 A 5	b	iii	<i>Móvil (otros)</i>	Todas las demás emisiones de fuentes móviles no incluidas en ningún otro lugar.
Operaciones multilaterales (Elemento informativo)			Emisiones de los combustibles utilizados en operaciones multilaterales, conforme a la Carta de las Naciones Unidas. Se incluyen las emisiones del combustible entregado a los militares del país y a los militares de otros países.	

La categoría «Industrias manufactureras y de la construcción» ha sido subdividida siguiendo la Clasificación Industrial Internacional Estándar (ISIC, del inglés, *International Standard Industrial Classification*)⁶. Se utiliza ampliamente esta clasificación industrial en las estadísticas de la energía. Nótese que este cuadro añade una cantidad de sectores industriales en la categoría «Industrias manufactureras y de la construcción» para lograr un mejor ajuste a las definiciones de la ISIC y a las prácticas comunes en materia de estadísticas de energía.

Las emisiones de los autoprodutores (empresas públicas o privadas que generan electricidad/calor total o parcialmente para su propio uso, como actividad que respalda sus actividades primarias; véase el Recuadro 2.1) deben asignarse al sector en el que fueron generadas y no al rubro 1 A 1 a.

⁵ En el Capítulo 3, se abordan los métodos para las fuentes móviles que se producen en las subcategorías 1 A 4 y 1 A 5 y se declaran las emisiones en el rubro Combustión estacionaria.

⁶ International Standard Industrial Classification of all Economic Activities, United Nations, New York. Puede descargarse esta publicación del sitio Web: <http://unstats.un.org/unsd/cr/>.

RECUADRO 2.1
AUTOPRODUCTORES

Un autoprodutor de electricidad y/o calor es una empresa que, como respaldo de su actividad principal, genera electricidad y/o calor para uso propio o para la venta, pero no como principal actividad comercial. Se debe contraponer a los productores como actividad principal, que generan y venden electricidad y/o calor como actividad principal. Los productores como actividad principal antes se conocían como proveedores «Públicos» de electricidad y calor, aunque al igual que los autoprodutores, pueden ser empresas públicas o privadas. Nótese que la titularidad no determina la asignación de emisiones.

Las *Directrices del IPCC de 2006* siguen las *Directrices del IPCC de 1996* en tanto atribuyen las emisiones procedentes de la autoproducción a las ramas industriales o comerciales en las que tuvo lugar la actividad de generación, y no a la categoría 1 A 1 a. Esta categoría está reservada en forma exclusiva a los productores como actividad principal.

Con la complejidad de las actividades de la planta y las interrelaciones, es posible que no siempre exista una separación clara entre los autoprodutores y los productores como actividad principal. El hecho más importante es que debe darse cuenta de todas las plantas en la categoría más adecuada y de forma exhaustiva y coherente.

2.3 CUESTIONES METODOLÓGICAS

En esta sección se explica la forma de seleccionar un método, y se resumen los factores de emisión y los datos de la actividad necesarios para el compilador del inventario. Estas secciones se subdividen en Niveles, tal como se establece en la Orientación general del Volumen 1. Las secciones del Nivel 1 establecen los pasos necesarios para los métodos de cálculo más simples, o los métodos que requieren la menor cantidad de datos. Son proclives a proporcionar las estimaciones de emisiones menos exactas. Los métodos de Nivel 2 y 3 exigen datos y recursos más detallados (tiempo, pericia y datos específicos del país) para producir una estimación de las emisiones. Si se los aplica correctamente, los niveles superiores deben ser más exactos.

2.3.1 Elección del método

En general, las emisiones de cada gas de efecto invernadero de fuentes estacionarias se calculan multiplicando el consumo de combustible por el factor de emisión correspondiente. En el método por sectores, se estima el «consumo de combustible» a partir de las estadísticas de utilización de la energía, y se lo mide en terajulios. Los datos de consumo de combustible en unidades de masa o de volumen deben convertirse primero en el contenido de energía de estos combustibles. Todos los niveles que se describen a continuación utilizan la cantidad de combustible quemado como datos de la actividad. La Sección 1.4.1.2 del capítulo Introducción contiene información sobre la forma de buscar y aplicar datos de estadísticas de energía. Pueden aplicarse diferentes niveles para diferentes combustibles y gases, de forma coherente con los requisitos del análisis de la *categoría principal*, y se debe evitar el cómputo doble (véase también el árbol de decisión general de la sección 1.3.1.2).

2.3.1.1 MÉTODO DE NIVEL 1

Para aplicar una estimación de emisión de Nivel 1 se requiere lo siguiente para cada categoría de fuente y combustible:

- datos sobre la cantidad de combustible quemado en la categoría de fuente
- un factor de emisión por defecto

Los factores de emisión provienen de los valores por defecto suministrados junto con el rango de incertidumbre correspondiente de la Sección 2.3.2.1. Se utiliza la siguiente ecuación:

ECUACIÓN 2.1

EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO PROCEDENTES DE LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA

$$Emisiones_{gases\ efecto\ invernadero} = Consumo_{combustible_{combustible}} \bullet Factor\ de\ emisión_{GEI, combustible}$$

Donde:

$Emisiones_{GEI\ combustible}$ = emisiones de un gas de efecto invernadero dado por tipo de combustible (kg GEI)

$Consumo_{combustible_{combustible}}$ = cantidad de combustible quemado (TJ)

Factor de emisión_{GEI,combustible} = factor de emisión por defecto de un gas de efecto invernadero dado por tipo de combustible (kg gas/TJ). Para el caso del CO₂, incluye el factor de oxidación del carbono, que se supone es 1.

Para calcular el total de emisiones por gas de la categoría de fuente, se suman las emisiones calculadas en la Ecuación 2.1 para todos los combustibles:

ECUACIÓN 2.2

TOTAL DE EMISIONES POR GAS DE EFECTO INVERNADERO

$$Emisiones_{GEI} = \sum_{combustibles} Emisiones_{GEI,combustible}$$

2.3.1.2 MÉTODO DE NIVEL 2

Para aplicar un método de Nivel 2 se necesitan:

- datos sobre la cantidad de combustible quemado en la categoría de fuente;
- un factor de emisión específico del país para la categoría de fuente y el combustible para cada gas.

En el Nivel 2, se reemplazan los factores de emisión por defecto del Nivel 1 de la Ecuación 2.1 por factores de emisión específicos del país. Es posible desarrollar los factores de emisión específicos del país tomando en cuenta los datos específicos del país, por ejemplo el contenido de carbono de los combustibles utilizados, los factores de oxidación del carbono, la calidad del combustible y (en especial para los gases no CO₂) el estado del progreso tecnológico. Los factores de emisión pueden variar a través del tiempo y, en el caso de los combustibles sólidos, deben tomar en cuenta la cantidad de carbono que se conserva en la ceniza, que también puede variar con el transcurso del tiempo. Es una *buena práctica* comparar un factor cualquiera de emisión específico del país con los factores por defecto de los Cuadros 2.2 a 2.5. Si tales factores se encuentran fuera de los intervalos de confianza del 95 por ciento, dados para los valores por defecto, se debe buscar una explicación que justifique por qué el valor es significativamente diferente del valor por defecto.

Un factor de emisión específico del país puede ser idéntico al valor por defecto, o puede diferir. Puesto que el valor específico del país debe ser más aplicable a la situación de un país dado, se espera que el rango de incertidumbre asociado con el valor específico de un país sea más pequeño que el rango de incertidumbre del factor de emisión por defecto. Esta expectativa significa que una estimación de Nivel 2 arroja una estimación de emisión con una incertidumbre inferior a la de la estimación de Nivel 1.

También es posible estimar las emisiones como el producto del consumo de combustible sobre la base de masa o volumen y un factor de emisión expresado sobre una base compatible. Por ejemplo, el uso de datos de la actividad expresados en unidad de masa es pertinente cuando se usa el método de Nivel 2 descrito en el Capítulo 5 del Volumen 5 como alternativa para estimar las emisiones que surgen al incinerar los desechos para fines energéticos.

2.3.1.3 MÉTODO DE NIVEL 3

Los métodos de Nivel 1 y 2 de estimación de emisiones descritos en las secciones anteriores exigen la utilización de un factor de emisión promedio para una combinación de categoría de fuente con combustible en toda la categoría de fuente. En realidad, las emisiones dependen de lo siguiente:

- tipo de combustible utilizado,
- tecnología de combustión,
- condiciones de uso,
- tecnología de control,
- calidad de mantenimiento,
- antigüedad del equipo usado para quemar el combustible.

En un método de Nivel 3 se lo toma en cuenta dividiendo las estadísticas de quema del combustible por las diferentes posibilidades y usando los factores de emisión que dependen de estas diferencias. En la Ecuación 2.3, se indica haciendo que las variables y los parámetros dependan de la tecnología. En este caso, tecnología significa todo dispositivo, proceso de combustión o propiedad del combustible que pueda influir sobre las emisiones.

ECUACIÓN 2.3**EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO POR TECNOLOGÍA**

$$Emisiones_{GEI,combustible,tecnología} = Consumo_{combustible,tecnología} \cdot Factor\ de\ emisión_{GEI,combustible,tecnología}$$

Donde:

$Emisiones_{GEI\ gas,combustible, tecnología}$ = emisiones de un GEI dado por tipo de combustible y tecnología (kg GEI)

$Consumo_{combustible,tecnología}$ = cantidad⁷ de combustible quemado por tipo de tecnología (TJ)

$Factor\ emisión_{GEI\ gas,combustible\ tecnología}$ = factor de emisión de un GEI dado por tipo de combustible y tecnología (kg GEI/TJ)

Si no se conoce directamente la cantidad de combustible quemado para una tecnología dada, se la puede estimar por medio de modelos. Por ejemplo, un modelo simple para ello se basa en la penetración de la tecnología en la categoría de fuente.

ECUACIÓN 2.4**ESTIMACIONES DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE SOBRE LA BASE DE LA PENETRACIÓN TECNOLÓGICA**

$$Consumo_{combustible,tecnología} = Consumo_{combustible,combustible} \cdot Penetración_{tecnología}$$

Donde:

$Penetración_{tecnología}$ = la fracción de la categoría de fuente completa ocupada por una tecnología dada. Se puede determinar esta fracción sobre la base de los datos de salida, como la electricidad generada que garantizaría que se hubiera hecho la asignación correcta para las diferencias de utilización de las distintas tecnologías.

Para calcular las emisiones de un gas para una categoría de fuente, debe sumarse el resultado de la Ecuación 2.3 en todas las tecnologías aplicadas en la categoría de fuente.

ECUACIÓN 2.5**ESTIMACIÓN DE EMISIONES BASADA EN LA TECNOLOGÍA**

$$Emisiones_{GEI,combustible} = \sum_{tecnologías} Consumo_{combustible,tecnología} \cdot Factor\ de\ emisión_{GEI,combustible,tecnología}$$

Vuelve a calcularse el total de emisiones sumando todos los combustibles (Ecuación 2.2).

Para aplicar un método de estimación de emisiones de Nivel 3 se requieren:

- datos acerca de la cantidad de combustible quemado en la categoría de fuente para cada tecnología pertinente (tipo de combustible usado, tecnología de combustión, condiciones de uso, tecnología de control, así como mantenimiento y antigüedad del equipo).
- Un factor de emisión específico para cada tecnología (tipo de combustible usado, tecnología de combustión, condiciones de uso, tecnología de control, factor de oxidación, y mantenimiento y antigüedad del equipo).
- Si están disponibles, también pueden usarse las mediciones del nivel de las instalaciones.

Muchas veces es innecesario usar un método de Nivel 3 para estimar las emisiones de CO₂ porque éstas no dependen de la tecnología de combustión. No obstante, los datos específicos de la planta relativos a las emisiones de CO₂ cada vez están más disponibles y resultan más interesantes por las posibilidades que ofrecen para las operaciones de emisiones. Los datos específicos de la planta pueden basarse en las mediciones del flujo y en la química del combustible o en las mediciones del flujo del gas de combustión y los datos de la química de este gas. El monitoreo continuo de las emisiones (MCE) de los gases de combustión no suele justificarse para una medición exacta solo de las emisiones de CO₂ (debido al costo comparativamente alto), pero puede utilizarse en particular cuando se instalan controles para la medición de otros contaminantes tales como el SO₂ o NO_x. El monitoreo continuo de emisiones también resulta de especial utilidad para la quema de combustibles sólidos en los casos en los que es más difícil medir los caudales del flujo de combustible, o si los combustibles son muy variables o el análisis es costoso en otro sentido. Se requiere un monitoreo continuo y riguroso para lograr la justificación completa de las emisiones. Se debe ser cuidadoso cuando se utiliza el MCE de algunas instalaciones pero no hay datos de monitoreo disponibles para toda una categoría de declaración.

⁷ El consumo de combustible puede expresarse sobre la base de la masa o del volumen, y las emisiones como el producto del consumo de combustible y un factor de emisión expresado sobre una base compatible

El monitoreo continuo de las emisiones exige prestar atención a la garantía y al control de calidad. Incluye la certificación del sistema de monitoreo, la re-certificación posterior a la introducción de cambios en el sistema y la garantía de funcionamiento continuo⁸. Para las mediciones de CO₂, es posible comparar los datos de los sistemas de MCE con las estimaciones de emisiones basadas en los flujos de combustible.

Si el monitoreo detallado muestra que la concentración de un gas de efecto invernadero en la descarga de un proceso de combustión es igual o menor que la concentración del mismo gas en el aire de entrada ambiente al proceso de combustión, pueden declararse las emisiones como cero. Para declararlas como «emisiones negativas» se requiere un monitoreo continuo de alta calidad, tanto de la entrada de aire como de las emisiones atmosféricas.

2.3.1.4 ÁRBOLES DE DECISIONES

El nivel utilizado para estimar las emisiones depende de la cantidad y calidad de los datos disponibles. Si una categoría es principal, es una *buena práctica* estimar las emisiones con un método de Nivel 2 o 3. El árbol de decisiones (Figura 2.1) que se presenta a continuación ayuda a seleccionar qué nivel debe utilizarse para estimar las emisiones procedentes de fuentes de combustión estacionaria.

Para usar correctamente el árbol de decisiones, el compilador del inventario debe iniciar un sondeo exhaustivo de los datos disponibles de la actividad nacional y del factor de emisión nacional o regional, por categoría de fuente pertinente. Debe realizarse este sondeo antes de compilar el primer inventario, y deben revisarse los resultados en forma regular. Es una *buena práctica* mejorar la calidad de los datos si el cálculo inicial con un método de Nivel 1 indica una *fuentes principal*, o si una estimación está asociada a un alto nivel de incertidumbre. Deben aplicarse el árbol de decisiones y la determinación de categoría de *fuentes principal* a las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O por separado.

2.3.2 Elección de los factores de emisión

En esta sección se incluyen factores de emisión por defecto para el CO₂, CH₄ y N₂O, y se analiza la provisión de factores de emisión a niveles superiores. Los factores de emisión de CO₂ para todos los Niveles reflejan el contenido total de carbono del combustible menos la fracción no oxidada de carbono contenida en la ceniza, las partículas o en el hollín. Puesto que esta fracción suele ser pequeña, los factores de emisión por defecto del Nivel 1 derivados en el Capítulo 1 de este Volumen descuidan este efecto al suponer una oxidación total del carbono contenido en el combustible (factor de oxidación del carbono igual a 1). Para algunos combustibles sólidos, esta fracción no necesariamente es insignificante y se pueden aplicar estimaciones de Nivel superior. Si éste es el caso, es una *buena práctica* usar valores específicos del país, sobre la base de las mediciones u otros datos bien documentados. La Base de datos de factores de emisión (EFDB) presenta una variedad de factores de emisión bien documentados y otros parámetros que pueden adecuarse mejor a las circunstancias nacionales que los valores por defecto, aunque es responsabilidad del compilador del inventario garantizar la aplicación correcta del material de la base de datos.

2.3.2.1 NIVEL 1

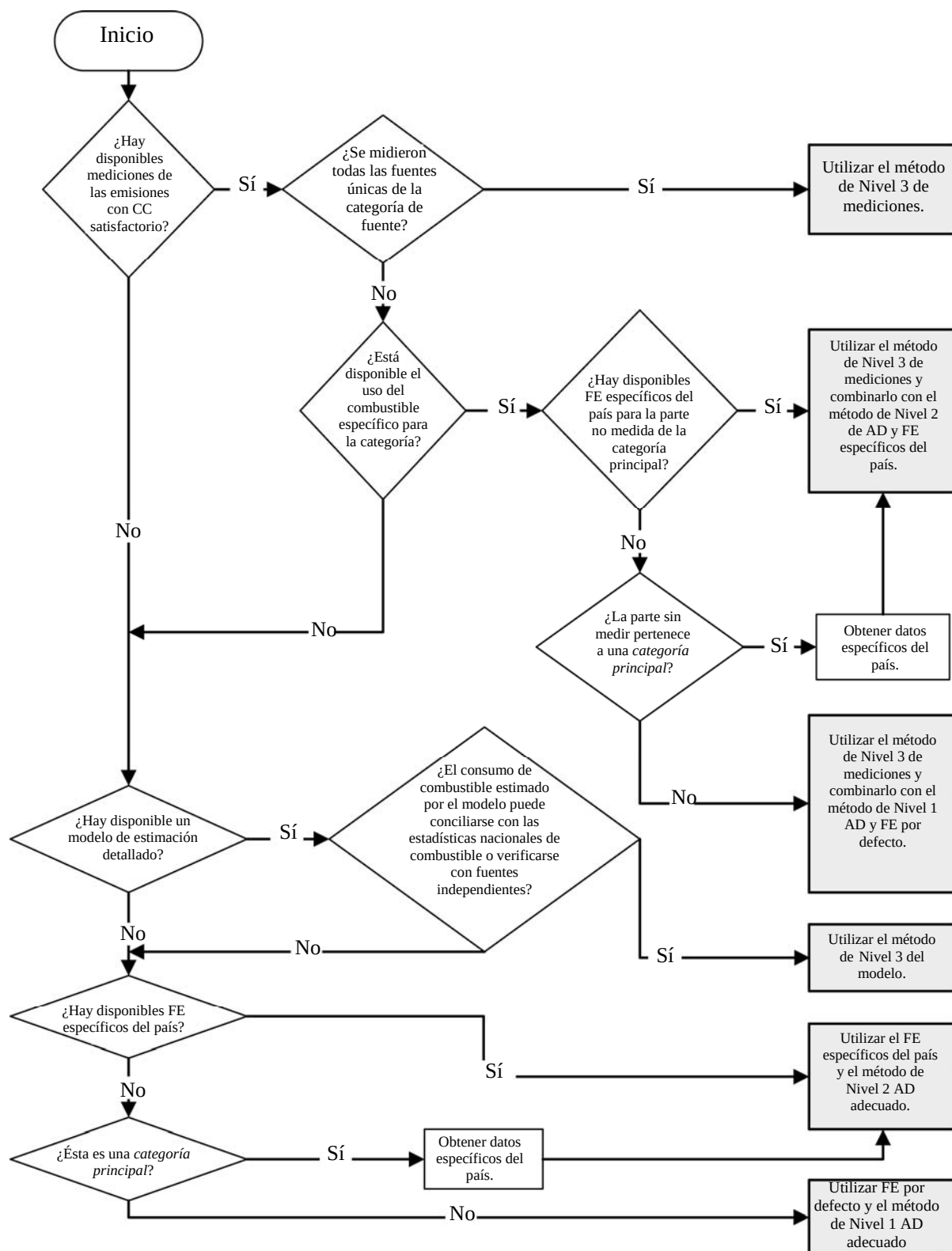
Esta sección presenta, para cada uno de los combustibles usados en las fuentes estacionarias, un conjunto de factores de emisión por defecto para usar en las estimaciones de emisión de Nivel 1 para las categorías de fuente. En numerosas categorías de fuente, se usan los mismos combustibles. Tienen los mismos factores de emisión para el CO₂. Se presenta la derivación de los factores de emisión del CO₂ en el capítulo Introducción del presente Volumen. Los factores de emisión del CO₂ están expresados en unidades de kg CO₂/TJ sobre la base del valor calórico neto y reflejan el contenido de carbono del combustible y la hipótesis de que el factor de oxidación del carbono es 1.

Difieren los factores de emisión del CH₄ y N₂O para diferentes categorías de fuente debido a las diferencias en las tecnologías de combustión aplicadas en las distintas categorías de fuente. Los factores por defecto presentados para el Nivel 1 se aplican a las tecnologías sin controles de emisión. Los factores de emisión por defecto, en particular los de los Cuadros 2.2 y 2.3, suponen una combustión eficaz a alta temperatura. Son aplicables en condiciones estables y óptimas y no toman en cuenta el efecto de las puestas en marcha, las desactivaciones, ni la combustión con cargas parciales.

En los Cuadros 2.2 a 2.5 se presentan los factores de emisión por defecto para la combustión estacionaria. Los factores de emisión del CO₂ son los mismos que los presentados en el Cuadro 1.4 del capítulo Introducción. Los factores de emisión para el CH₄ y el N₂O se basan en las Directrices del IPCC de 1996. Se fijaron estos factores de emisión tomando el dictamen de un grupo grande de expertos en inventarios, y todavía se los considera válidos. Puesto que no hay disponibles muchas mediciones de estos tipos de factores de emisión, se establecen los rangos de incertidumbre en más o menos un factor de tres. Los Cuadros 2.2 a 2.5 no presentan factores de emisión por defecto para las emisiones de CH₄ y N₂O procedentes de la combustión de la maquinaria todo terreno declaradas en la categoría 1A. Se presentan estos factores de emisión en la Sección 3.3 de este Volumen.

⁸ Véase, por ejemplo: U.S. EPA (2005a).

Figura 2.1 **Árbol de decisión general para estimar las emisiones de la combustión estacionaria**



Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (en particular la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión

CUADRO 2.2										
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS <u>INDUSTRIAS ENERGÉTICAS</u> (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)										
Combustible		CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
		Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior
Petróleo crudo		73 300	71 000	75 500	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Orimulsión		r77 000	69 300	85 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gas natural licuado		r64 200	58 300	70 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gasolina	Gasolina para motores	r69 300	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Gasolina para la aviación	r70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Gasolina para motor a reacción	r70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Queroseno para motor a reacción		r71 500	69 700	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Otro queroseno		71 900	70 800	73 700	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Esquisto bituminoso		73 300	67 800	79 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gas/Diesel Oil		74 100	72 600	74 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Fuelóleo residual		77 400	75 500	78 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gases licuados de petróleo		63 100	61 600	65 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Etano		61 600	56 500	68 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Nafta		73 300	69 300	76 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Bitumen		80 700	73 000	89 900	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Lubricantes		73 300	71 900	75 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Coque de petróleo		r97 500	82 900	115 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Alimentación a procesos de refinerías		73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Otro petróleo	Gas de refinería	n57 600	48 200	69 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Ceras de parafina	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Espíritu blanco y SBP	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Otros productos del petróleo	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Antracita		98 300	94 600	101 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Carbón de coque		94 600	87 300	101 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Otro carbón bituminoso		94 600	89 500	99 700	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Carbón sub-bituminoso		96 100	92 800	100 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Lignito		101 000	90 900	115 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Esquisto bituminoso y alquitrán		107 000	90 200	125 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Briquetas de carbón de lignito		97 500	87 300	109 000	n 1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Combustible evidente		97 500	87 300	109 000	1	0,3	3	n 1,5	0,5	5
Coque	Coque para horno de coque y coque de lignito	r107 000	95 700	119 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
	Coque de gas	r107 000	95 700	119 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3

CUADRO 2.2 (CONTINUACIÓN)										
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS <u>INDUSTRIAS ENERGÉTICAS</u> (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)										
Combustible		CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
		Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior
Alquitrán de hulla		n80 700	68 200	95 300	n 1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	n44 400	37 300	54 100	n 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de coque	n44 400	37 300	54 100	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de alto horno	n260 000	219 000	308 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de oxígeno para aceros	n182 000	145 000	202 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Gas natural		56 100	54 300	58 300	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)		n 91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1,5	15
Desechos industriales		n 143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1,5	15
Óleos de desecho		n 73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1,5	15
Turba		106 000	100 000	108 000	n 1	0,3	3	n 1,5	0,5	5
Biocombustibles sólidos	Madera / Desechos de madera	n112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1,5	15
	Lejía de sulfito (licor negro) ^(a)	n95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Otra biomasa sólida primaria	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15
	Carbón vegetal	n112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1,5	15
Biocombustibles líquidos	Biogasolina	n70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Biodiésel	n70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Otros biocombustibles líquidos	n79 600	67 100	95 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de digestión de lodos cloacales	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Otro biogás	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Otros combustibles no fósiles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15

^(a)Incluye el CO₂ derivado de la biomasa emitido desde la unidad de combustión de licor negro y el CO₂ derivado de la biomasa emitido desde el horno de cal de la planta de kraft.

n Indica un factor de emisión nuevo que no estaba presente en las *Directrices del IPCC de 1996*.

r Indica un factor de emisión que se revisó a partir de las *Directrices del IPCC de 1996*.

CUADRO 2.3 FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS <u>INDUSTRIAS MANUFACTURERAS Y DE LA CONSTRUCCIÓN</u> (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)										
Combustible		CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
		Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior
Petróleo crudo		73 300	71 100	75 500	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Orimulsión		r77 000	69 300	85 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gas natural licuado		r64 200	58 300	70 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gasolina	Gasolina para motores	r69 300	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Gasolina para la aviación	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Gasolina para motor a reacción	r70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Queroseno para motor a reacción		r71 500	69 700	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Otro queroseno		71 900	70 800	73 700	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Esquisto bituminoso		73 300	67 800	79 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gas/Diesel Oil		74 100	72 600	74 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Fuelóleo residual		77 400	75 500	78 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gases licuados de petróleo		63 100	61 600	65 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Etano		61 600	56 500	68 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Nafta		73 300	69 300	76 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Bitumen		80 700	73 000	89 900	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Lubricantes		73 300	71 900	75 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Coque de petróleo		r97 500	82 900	115000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Alimentación a procesos de refinerías		73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Otro petróleo	Gas de refinería	n57 600	48 200	69 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Ceras de parafina	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Espíritu blanco y SBP	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Otros productos del petróleo	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Antracita		98 300	94 600	101000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
Carbón de coque		94 600	87 300	101000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
Otro carbón bituminoso		94 600	89 500	99 700	10	3	30	r 1,5	0,5	5
Carbón sub-bituminoso		96 100	92 800	100 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
Lignito		101 000	90 900	115 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
Esquisto bituminoso y alquitrán		107 000	90 200	125 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
Briquetas de carbón de lignito		n 97 500	87 300	109 000	n 10	3	30	r 1,5	0,5	5
Combustible evidente		97 500	87 300	109 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
Coque	Coque para horno de coque y coque de lignito	r107 000	95 700	119 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
	Coque de gas	r107 000	95 700	119 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3

CUADRO 2.3 (CONTINUACIÓN)										
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS INDUSTRIAS MANUFACTURERAS Y DE LA CONSTRUCCIÓN (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)										
Combustible		CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
		Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior
Alquitrán de hulla		n80 700	68 200	95 300	n 10	3	30	n 1,5	0,5	5
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	n44 400	37 300	54 100	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de coque	n44 400	37 300	54 100	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de alto horno	n260 000	219 000	308 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de oxígeno para aceros	n182 000	145 000	202 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Gas natural		56 100	54 300	58 300	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)		n 91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1,5	15
Desechos industriales		n 143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1,5	15
Óleos de desecho		n 73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1,5	15
Turba		106 000	100 000	108 000	n 2	0,6	6	n 1,5	0,5	5
Biocombustibles sólidos	Madera / Desechos de madera	n112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1,5	15
	Lejía de sulfito (licor negro) ^(a)	n95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Otra biomasa sólida primaria	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15
	Carbón vegetal	n112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1,5	15
Biocombustibles líquidos	Biogasolina	n70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Biodiésel	n70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Otros biocombustibles líquidos	n79 600	67 100	95 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de digestión de lodos cloacales	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Otro biogás	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Otros combustibles no fósiles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15

^(a)Incluye el CO₂ derivado de la biomasa emitido desde la unidad de combustión de licor negro y el CO₂ derivado de la biomasa emitido desde el horno de cal de la planta de kraft.

n Indica un factor de emisión nuevo que no estaba presente en las *Directrices del IPCC de 1996*.

r Indica un factor de emisión que se revisó a partir de las *Directrices del IPCC de 1996*.

CUADRO 2.4										
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LA CATEGORÍA										
COMERCIAL/INSTITUCIONAL (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)										
Combustible		CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
		Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior
Petróleo crudo		73 300	71 100	75 500	10	3	30	0,6	0,2	2
Orimulsión		r77 000	69 300	85 400	10	3	30	0,6	0,2	2
Gas natural licuado		r64 200	58 300	70 400	10	3	30	0,6	0,2	2
Gasolina	Gasolina para motores	r69 300	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
	Gasolina para la aviación	r 70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
	Gasolina para motor a reacción	r70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
Queroseno para motor a reacción		r71 500	69 700	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
Otro queroseno		71 900	70 800	73 700	10	3	30	0,6	0,2	2
Esquisto bituminoso		73 300	67 800	79 200	10	3	30	0,6	0,2	2
Gas/Diesel Oil		74 100	72 600	74 800	10	3	30	0,6	0,2	2
Fuelóleo residual		77 400	75 500	78 800	10	3	30	0,6	0,2	2
Gases licuados de petróleo		63 100	61 600	65 600	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Etano		61 600	56 500	68 600	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Nafta		73 300	69 300	76 300	10	3	30	0,6	0,2	2
Bitumen		80 700	73 000	89 900	10	3	30	0,6	0,2	2
Lubricantes		73 300	71 900	75 200	10	3	30	0,6	0,2	2
Coque de petróleo		r97 500	82 900	115 000	10	3	30	0,6	0,2	2
Alimentación a procesos de refinerías		73 300	68 900	76 600	10	3	30	0,6	0,2	2
Otro petróleo	Gas de refinería	n57 600	48 200	69 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Ceras de parafina	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
	Espíritu blanco y SBP	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
	Otros productos del petróleo	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
Antracita		r 98 300	94 600	101 000	10	3	30	1,5	0,5	5
Carbón de coque		94 600	87 300	101 000	10	3	30	1,5	0,5	5
Otro carbón bituminoso		94 600	89 500	99 700	10	3	30	1,5	0,5	5
Carbón sub-bituminoso		96 100	92 800	100 000	10	3	30	1,5	0,5	5
Lignito		101 000	90 900	115 000	10	3	30	1,5	0,5	5
Esquisto bituminoso y alquitrán		107 000	90 200	125 000	10	3	30	1,5	0,5	5
Briquetas de carbón de lignito		n 97 500	87 300	109 000	n 10	3	30	r 1,5	0,5	5
Combustible evidente		97 500	87 300	109 000	10	3	30	n 1,5	0,5	5
Coque	Coque para horno de coque y coque de lignito	n107 000	95 700	119 000	10	3	30	1,5	0,5	4
	Coque de gas	n107 000	95 700	119 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3

CUADRO 2.4 (CONTINUACIÓN)										
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LA CATEGORÍA COMERCIAL/INSTITUCIONAL (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)										
Combustible		CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
		Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior
Alquitrán de hulla		n80 700	68 200	95 300	n 10	30	30	n 1,5	0,5	5
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	n44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de coque	n44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de alto horno	n260 000	219 000	308 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de oxígeno para aceros	n182 000	145 000	202 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Gas natural		56 100	54 300	58 300	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)		n 91 700	73 300	121 000	300	100	900	4	1,5	15
Desechos industriales		n 143 000	110 000	183 000	300	100	900	4	1,5	15
Óleos de desecho		n 73 300	72 200	74 400	300	100	900	4	1,5	15
Turba		106 000	100 000	108 000	n 10	3	30	n 1,4	0,5	5
Biocombustibles sólidos	Madera / Desechos de madera	r112 000	95 000	132 000	300	100	900	4	1,5	15
	Lejía de sulfito (licor negro) ^(a)	n95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Otra biomasa sólida primaria	n100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15
	Carbón vegetal	n112 000	95 000	132 000	200	70	600	1	0,3	3
Biocombustibles líquidos	Biogasolina	n70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Biodiésel	n70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Otros biocombustibles líquidos	n79 600	67 100	95 300	10	3	30	0,6	0,2	2
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de digestión de lodos cloacales	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Otro biogás	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Otros combustibles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	n100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15

^(a)Incluye el CO₂ derivado de la biomasa emitido desde la unidad de combustión de licor negro y el CO₂ derivado de la biomasa emitido desde el horno de cal de la planta de kraft.

n Indica un factor de emisión nuevo que no estaba presente en las Directrices del IPCC de 1996.

r Indica un factor de emisión que se revisó a partir de las Directrices del IPCC de 1996.

CUADRO 2.5 FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS CATEGORÍAS <u>RESIDENCIAL Y AGRICULTURA/SILVICULTURA/PESCA/PISCIFACTORÍAS</u> (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)									
Combustible		CO ₂			CH ₄			N ₂ O	
		Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior Superior
Petróleo crudo		73 300	71 100	75 500	10	3	30	0,6	0,2 2
Orimulsión		r77 000	69 300	85 400	10	3	30	0,6	0,2 2
Gas natural licuado		r64 200	58 300	70 400	10	3	30	0,6	0,2 2
Gasolina	Gasolina para motores	r69 300	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2 2
	Gasolina para la aviación	r 70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2 2
	Gasolina para motor a reacción	r70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2 2
Queroseno para motor a reacción		r71 500	69 700	74 400	10	3	30	0,6	0,2 2
Otro queroseno		71 900	70 800	73 700	10	3	30	0,6	0,2 2
Esquisto bituminoso		73 300	67 800	79 200	10	3	30	0,6	0,2 2
Gas/Diesel Oil		74 100	72 600	74 800	10	3	30	0,6	0,2 2
Fuelóleo residual		77 400	75 500	78 800	10	3	30	0,6	0,2 2
Gases licuados de petróleo		63 100	61 600	65 600	5	1,5	15	0,1	0,03 0,3
Etano		61 600	56 500	68 600	5	1,5	15	0,1	0,03 0,3
Nafta		73 300	69 300	76 300	10	3	30	0,6	0,2 2
Bitumen		80 700	73 000	89 900	10	3	30	0,6	0,2 2
Lubricantes		73 300	71 900	75 200	10	3	30	0,6	0,2 2
Coque de petróleo		r97 500	82 900	115 000	10	3	30	0,6	0,2 2
Alimentación a procesos de refinerías		73 300	68 900	76 600	10	3	30	0,6	0,2 2
Otro petróleo	Gas de refinería	n57 600	48 200	69 000	5	1,5	15	0,1	0,03 0,3
	Ceras de parafina	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2 2
	Espíritu blanco y SBP	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2 3
	Otros productos del petróleo	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2 2
Antracita		98 300	94 600	101 000	300	100	900	1,5	0,5 5
Carbón de coque		94 600	87 300	101 000	300	100	900	1,5	0,5 5
Otro carbón bituminoso		94 600	89 500	99 700	300	100	900	1,5	0,5 5
Carbón sub-bituminoso		96 100	92 800	100 000	300	100	900	1,5	0,5 5
Lignito		101 000	90 900	115 000	300	100	900	1,5	0,5 5
Esquisto bituminoso y alquitrán		107 000	90 200	125 000	300	100	900	1,5	0,5 5
Briquetas de carbón de lignito		n 97 500	87 300	109 000	n 300	100	900	n 1,5	0,5 5
Combustible evidente		97 500	87 300	109 000	300	100	900	1,5	0,5 5
Coque	Coque para horno de coque y coque de lignito	r107 000	95 700	119 000	300	100	900	n 1,5	0,5 5
	Coque de gas	r107 000	95 700	119 000	r 5	1,5	15	0,1	0,03 0,3

CUADRO 2.5 (CONTINUACIÓN)										
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS CATEGORÍAS <u>RESIDENCIAL Y AGRICULTURA/SILVICULTURA/PESCA/PISCIFACTORÍAS</u> (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)										
Combustible		CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
		Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior
Alquitrán de hulla		n80 700	68 200	95 300	n 300	100	900	n 1,5	0,5	5
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	n44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de coque	n44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de alto horno	n260 000	219 000	308 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de oxígeno para aceros	n182 000	145 000	202 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Gas natural		56 100	54 300	58 300	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)		n 91 700	73 300	121 000	300	100	900	4	1,5	15
Desechos industriales		n 143 000	110 000	183 000	300	100	900	4	1,5	15
Óleos de desecho		n 73 300	72 200	74 400	300	100	900	4	1,5	15
Turba		106 000	100 000	108 000	n 300	100	900	n 1,4	0,5	5
Biocombustibles sólidos	Madera / Desechos de madera	n 112 000	95 000	132 000	300	100	900	4	1,5	15
	Lejía de sulfito (licor negro) ^(a)	n95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Otra biomasa sólida primaria	n100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15
	Carbón vegetal	n112 000	95 000	132 000	200	70	600	1	0,3	3
Biocombustibles líquidos	Biogasolina	n70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Biodiésel	n70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Otros biocombustibles líquidos	r79 600	67 100	95 300	10	3	30	0,6	0,2	2
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de digestión de lodos cloacales	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Otro biogás	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Otros combustibles no fósiles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	n100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15

^(a)Incluye el CO₂ derivado de la biomasa emitido desde la unidad de combustión de licor negro y el CO₂ derivado de la biomasa emitido desde el horno de cal de la planta de kraft.

n Indica un factor de emisión nuevo que no estaba presente en las *Directrices del IPCC de 1996*.

r indica un factor de emisión que se revisó a partir de las *Directrices del IPCC de 1996*.

2.3.2.2 FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 2 ESPECÍFICOS DEL PAÍS

Una *buena práctica* es usar los factores de emisión más desagregados, específicos de la tecnología y del país que haya disponibles, en particular los derivados de las mediciones directas en las diferentes fuentes de combustión estacionarias. Al utilizar el método de Nivel 2, existen dos tipos posibles de factores de emisión:

- Factores de emisión nacionales: pueden desarrollarse a través de los programas nacionales que ya miden las emisiones de los gases indirectos de efecto invernadero tales como NO_x, CO y los COVDM para el estudio de la calidad del aire local;
- Factores de emisión regionales.

El Capítulo 2 del Volumen 1 brinda una orientación general para adquirir y compilar información de diferentes fuentes, orientación específica para generar datos nuevos (Sección 2.2.3) y orientación genérica sobre los factores de emisión (Sección 2.2.4). Cuando se utilizan las mediciones para obtener factores de emisión, es una *buena práctica* probar una cantidad razonable de fuentes que representen las condiciones promedio del país, incluidos el tipo y la composición del combustible, el tipo y tamaño de la unidad de combustión, las condiciones de cocción, la carga, el tipo de tecnologías de control y el nivel de mantenimiento.

2.3.2.3 FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 3 ESPECÍFICOS DE LA TECNOLOGÍA

Debido a la naturaleza de las emisiones de los gases de efecto invernadero no CO₂, se necesitan los factores de emisión específicos de la tecnología para el Nivel 3. Los Cuadros 2.6 a 2.10 presentan, a modo de ejemplo, factores de emisión representativos de CH₄ y N₂O por tecnología principal y tipo de combustible. Los expertos nacionales que trabajan en los inventarios detallados de abajo hacia arriba pueden usar estos factores de emisión como punto de partida o para la comparación. Muestran factores de emisión no controlados para cada una de las tecnologías indicadas. Por lo tanto, estos datos de los factores de emisión no incluyen el nivel de tecnología de control que puede haber en ciertos países. Por ejemplo, para usar en países en los que las políticas de control influyeron significativamente sobre el perfil de emisión, será necesario ajustar los factores individuales o la estimación final.

2.3.3 Elección de los datos de la actividad

Para la combustión estacionaria, los datos de la actividad para todos los niveles son las cantidades y los tipos de combustible quemados. La mayoría de los consumidores de combustibles (empresas, pequeños consumidores comerciales u hogares) pagan normalmente por los combustibles sólidos, líquidos y gaseosos que consumen. Por lo tanto, las masas o los volúmenes de combustibles que consumen se miden o dosifican. Las cantidades de dióxido de carbono pueden calcularse normalmente a partir de los datos de consumo del combustible y el contenido de carbono de los combustibles, tomando en cuenta la fracción de carbono sin oxidar.

Las cantidades de gases de efecto invernadero no CO₂ formados durante la combustión dependen de la tecnología de combustión utilizada y, por ello, se necesitan estadísticas detalladas sobre la tecnología de quema del combustible para estimar con rigurosidad las emisiones de los gases de efecto invernadero no CO₂.

La cantidad y los tipos de combustibles quemados se obtienen a partir de una de las fuentes –o de una combinación de ellas– de la lista que sigue:

- organismos de estadísticas nacionales de energía (estos organismos pueden recopilar datos sobre la cantidad y los tipos de combustible quemado por cada empresa que consume combustibles)
- informes provistos por las empresas a los organismos de estadísticas nacionales de energía (estos informes tienden a ser producidos por los operadores o propietarios de grandes plantas de combustión)
- informes provistos por las empresas a los organismos regulatorios (por ejemplo, los informes creados para demostrar de qué forma las empresas respetan las normas de control de las emisiones)
- personas responsables del equipo de combustión dentro de la empresa
- sondeos periódicos, efectuados por los organismos de estadísticas, de los tipos y las cantidades de combustibles consumidos por una muestra de empresas
- proveedores de combustibles (que pueden registrar las cantidades de combustible entregadas a sus clientes, y también la identidad de los clientes, en general, como código de la actividad económica).

CUADRO 2.6
FACTORES DE EMISIÓN DE FUENTE DE SERVICIOS

		Factores de emisión¹ (kg/TJ de entrada de energía)	
Tecnología básica	Configuración	CH₄	N₂O
Combustibles líquidos			
Calderas de fuelóleo residual/esquisto bituminoso	Cocido normal	r 0,8	0,3
	Cocido tangencial	r 0,8	0,3
Calderas de gas/diesel oil	Cocido normal	0,9	0,4
	Cocido tangencial	0,9	0,4
Motores grandes de diesel oil >600hp (447kW)		4	ND
Combustibles sólidos			
Calderas bituminosas de combustión pulverizada	Fondo seco, encendido en la pared	0,7	r 0,5
	Fondo seco, encendido tangencial	0,7	r 1,4
	Fondo húmedo	0,9	r 1,4
Calderas bituminosas con cargador mecánico esparcidor	Con y sin reinyección	1	r 0,7
Cámara bituminosa de combustión de lecho fluidizado	Lecho de circulación	1	r 61
	Lecho efervescente	1	r 61
Horno de ciclón bituminoso		0,2	1,6
Lecho fluidizado atmosférico de lignito		NA	r 71
Gas natural			
Calderas		r 1	n 1
Turbinas de gas alimentadas a gas >3MW		r 4	n 1
Motores grandes de doble combustible		r 258	ND
Ciclo combinado		n 1	n 3
Turba			
Cámara de combustión de lecho fluidizado de turba ²	Lecho de circulación	n 3	7
	Lecho efervescente	n 3	3
Biomasa			
Calderas de madera/desechos de madera ³		n 11	n 7
Calderas para recuperación de madera		n 1	n 1

Fuente: US EPA, 2005b salvo indicación en contrario. Los valores se basaban originalmente en el valor calórico bruto; se los convirtió en valor calórico neto suponiendo que estos valores eran un 5 por ciento menores que los valores calóricos brutos para el carbón y el petróleo, y 10 por ciento menores para el gas natural. Estos ajustes de porcentajes son las hipótesis de OCDE/AIE sobre la forma de convertir los valores calóricos brutos en netos.

¹ Fuente: Tsupari et al, 2006.

² Los valores se basaban originalmente en el valor calórico bruto; se los convirtió en valor calórico neto suponiendo que éste, para la madera seca, era un 20 por ciento inferior al valor calórico bruto (Forest Product Laboratory, 2004).

ND, datos no disponibles.

n indica un factor de emisión nuevo que no estaba presente en las *Directrices del IPCC de 1996*.

r indica un factor de emisión que se revisó a partir de las *Directrices del IPCC de 1996*.

CUADRO 2.7
FACTORES DE EMISIÓN DE FUENTE INDUSTRIAL

		Factores de emisión¹ (kg/TJ de entrada de energía)	
Tecnología básica	Configuración	CH₄	N₂O
Combustibles líquidos			
Calderas de fuelóleo residual		3	0,3
Calderas de gas/diesel oil		0,2	0,4
Motores grandes estacionarios de diesel oil >600hp (447 kW)		r 4	ND
Calderas de gases licuados de petróleo		n 0,9	n 4
Combustibles sólidos			
Otras calderas bituminosas/sub-bituminosas con cargador mecánico de alimentación superior		1	r 0,7
Otras calderas con cargador mecánico de alimentación inferior		14	r 0,7
Otras con pulverizado bituminoso/sub-bituminoso	Fondo seco, encendido en la pared	0,7	r 0,5
	Fondo seco, encendido tangencial	0,7	r 1,4
	Fondo húmedo	0,9	r 1,4
Otros cargadores mecánicos esparcidores bituminosos		1	r 0,7
Otras calderas con cargador mecánico Cámara de combustión de lecho fluidizado	Lecho de circulación	1	r 61
	Lecho efervescente	1	r 61
Gas natural			
Calderas		r 1	n 1
Turbinas ² de gas alimentadas a gas >3MW		4	1
Motores alternativos a gas natural ³	Quemado pobre de 2 tiempos	r 693	ND
	Quemado pobre de 4 tiempos	r 597	ND
	Quemado rico de 4 tiempos	r 110	ND
Biomasa			
Calderas de madera/desechos de madera ⁴		n 11	n 7

¹ Fuente: US EPA, 2005b salvo indicación en contrario. Los valores se basaban originalmente en el valor calórico bruto; se los convirtió en valor calórico neto suponiendo que estos valores eran un 5 por ciento menores que los valores calóricos brutos para el carbón y el petróleo, y 10 por ciento menores para el gas natural. Estos ajustes de porcentajes son las hipótesis de OCDE/AIE sobre la forma de convertir los valores calóricos brutos en netos.

² Se derivó el factor de las unidades que operan a cargas altas (80 por ciento de carga) solamente.

³ Se utiliza la mayoría de los motores alternativos a gas natural en la industria del gas natural y en las estaciones de compresores de gasoducto y almacenamiento de las plantas de procesamiento del gas.

⁴ Los valores se basaban originalmente en el valor calórico bruto; se los convirtió en valor calórico neto suponiendo que éste, para la madera seca, era un 20 por ciento inferior al valor calórico bruto (Forest Product Laboratory, 2004).
ND, datos no disponibles.
n indica un factor de emisión nuevo que no estaba presente en las Directrices del IPCC de 1996.
r indica un factor de emisión que se revisó a partir de las Directrices del IPCC de 1996.

CUADRO 2.8 FACTORES DE EMISIÓN DE FUENTES DE HORNOS DE ALTA TEMPERATURA, HORNOS Y SECADORES			
Industria	Fuente	Factores de emisión ¹ (kg/TJ de entrada de energía)	
		CH ₄	N ₂ O
Cemento, cal	Hornos de alta temperatura – gas natural	1,1	ND
Cemento, cal	Hornos de alta temperatura - petróleo	1,0	ND
Cemento, cal	Hornos de alta temperatura - carbón	1,0	ND
Coque, acero	Horno de coque	1,0	ND
Procesos químicos, madera, asfalto, cobre, fosfato	Secador – gas natural	1,1	ND
Procesos químicos, madera, asfalto, cobre, fosfato	Secador - petróleo	1,0	ND
Procesos químicos, madera, asfalto, cobre, fosfato	Secador - carbón	1,0	ND
¹ Fuente: Radian, 1990. Los valores se basaban originalmente en el valor calórico bruto; se los convirtió en valor calórico neto suponiendo que estos valores eran un 5 por ciento menores que los valores calóricos brutos para el carbón y el petróleo, y 10 por ciento menores para el gas natural. Estos ajustes de porcentajes son las hipótesis de OCDE/AIE sobre la forma de convertir los valores calóricos brutos en netos. ND, datos no disponibles.			

Existen diversas facetas de la buena práctica que los compiladores de inventarios deben seguir al recopilar y utilizar datos relativos al consumo de combustible. Es una *buena práctica* usar, en la medida de lo posible, las cantidades de combustible quemado en vez de las cantidades de combustible entregado.⁹ Los organismos que recopilan datos de emisión de las empresas en virtud de las normas de declaración ambiental pueden solicitar datos acerca de la quema de combustible sobre esta base. Para obtener más información sobre el marco general para la derivación o revisión de los datos de la actividad, véase el Capítulo 2, Métodos para la recopilación de datos, del Volumen 1.

Debido a la naturaleza específica de la tecnología de las emisiones de gases de efecto invernadero no CO₂, se necesitan estadísticas detalladas sobre la tecnología de quema del combustible para lograr estimaciones rigurosas de las emisiones. Es una *buena práctica* recopilar los datos de la actividad en unidades de combustible utilizado y desagregarlos lo máximo posible en la porción de combustible utilizado por los principales tipos de tecnología. Puede lograrse la desagregación mediante un sondeo de abajo hacia arriba del consumo de combustible y la tecnología de combustión, o mediante asignaciones de arriba hacia abajo, sobre la base del dictamen de expertos y el muestreo estadístico. Las oficinas estadísticas especializadas o los departamentos ministeriales suelen estar a cargo de la recopilación y el manejo cotidianos de los datos. Si se incluyen representantes de estos departamentos en el proceso del inventario, normalmente se facilita la adquisición de los datos de la actividad adecuados. Para algunas categorías de fuente (p. ej., la combustión del Sector Agricultura), puede haber dificultades para separar el combustible utilizado en el equipo estacionario del combustible utilizado en la maquinaria móvil. Dados los diferentes factores de emisión para los gases no CO₂ de estas dos fuentes, es una *buena práctica* derivar las porciones del uso de la energía de cada una de estas fuentes usando datos indirectos (p. ej., cantidad de bombas, consumo promedio, necesidad de bombeo de agua, etc.). También pueden ser pertinentes el dictamen de expertos y la información disponible de otros países.

Es una *buena práctica* para la autoproducción de electricidad (autogeneración) asignar emisiones a las categorías de fuente (o a las categorías de subfuente) en las que se generaron e identificarlas aparte de aquellas relacionadas con otros usos finales, tales como el calor del proceso. En muchos países, las estadísticas relativas a la autoproducción están disponibles y se las actualiza con frecuencia, de modo que los datos de la actividad no deben representar un obstáculo grave para estimar las emisiones no CO₂.

Si la confidencialidad es un problema, el análisis directo con la compañía afectada suele permitir la utilización de los datos. Caso contrario, la agregación del consumo de combustible o las emisiones a los procedentes de otras compañías suele ser suficiente. Para obtener más información sobre el manejo de fuentes de datos restringidos o cuestiones de confidencialidad, véase el Capítulo 2, Métodos para la recopilación de datos, del Volumen 1.

⁹ Las cantidades de combustibles sólidos y líquidos entregados a las empresas difieren, en general, de las cantidades quemadas. Esta diferencia suele ser la cantidad colocada en las existencias o tomada de ellas por la empresa. Las cifras de las existencias indicadas en los balances nacionales de combustible pueden no incluir las existencias en poder de los consumidores finales, o pueden incluir solamente las existencias en poder de una determinada categoría de fuente (por ejemplo, los productores de electricidad). Las cifras de la entrega también pueden incluir las cantidades usadas para las fuentes móviles o como alimentación a procesos.

CUADRO 2.9
FACTORES DE EMISIÓN DE FUENTE RESIDENCIAL

Tecnología básica	Configuración	Factores de emisión ¹ (kg/TJ de entrada de energía)	
		CH ₄	N ₂ O
Combustibles líquidos			
Cámaras de combustión de fuelóleo residual		1,4	ND
Cámaras de combustión de gas/diesel oil		0,7	ND
Hornos		5,8	0,2
Hornos de gas licuado de petróleo		1,1	ND
Otras estufas de queroseno ²	Mecha trenzada	n 2,2 – 23	1,2 – 1,9
Estufas de gas licuado de petróleo ²	Estándar	n 0,9 – 23	0,7 – 3,5
Combustibles sólidos			
Calefactores de ambiente de antracita		r 147	ND
Otras estufas de carbón bituminoso ³	Ladrillo o metal	n 267 – 2650	ND
Gas natural			
Calderas y hornos		n 1	n 1
Biomasa			
Hoyos de madera ⁴		200	ND
Estufas de madera ^{5, 6}	Convencional	r 932	ND
	No catalíticas	n 497	ND
	Catalíticas	r 360	ND
Estufas de madera ⁷		n 258 – 2190	4 – 18,5
Hogares de madera ⁶		ND	n 9
Estufas de carbón vegetal ⁸		n 275 – 386	n 1,6 – 9,3
Otras estufas de biomasa sólida primaria (desechos agrícolas) ⁹		n 230 – 4190	n 9,7
Otras estufas de biomasa sólida primaria (estiércol) ¹⁰		n 281	n 27

¹ Fuente: US EPA, 2005b salvo indicación en contrario. Los valores se basaban originalmente en el valor calórico bruto; se los convirtió en valor calórico neto suponiendo que estos valores eran un 5 por ciento menores que los valores calóricos brutos para el carbón y el petróleo, y 10 por ciento menores para el gas natural. Estos ajustes de porcentajes son las hipótesis de OCDE/AIE sobre la forma de convertir los valores calóricos brutos en netos.

² Fuentes: Smith *et al.*, 1992, 1993; Smith *et al.*, 2000; Zhang *et al.*, 2000. Resultados de los estudios experimentales efectuados sobre una cantidad de estufas de hogares de la China (CH₄), India y las Filipinas (CH₄ y N₂O).

³ Fuente: Zhang *et al.*, 2000. Resultados de los estudios experimentales efectuados sobre una cantidad de estufas de hogares de la China.

⁴ Fuente: Adaptado de Radian, 1990; Directrices del IPCC, versión revisada en 1996.

⁵ Estufas estadounidenses. Las estufas convencionales no tienen tecnología de reducción de las emisiones ni características de diseño y, en la mayoría de los casos, fueron fabricadas antes del 1º de julio de 1986.

⁶ Los valores se basaban originalmente en el valor calórico bruto; se los convirtió en valor calórico neto suponiendo que éste, para la madera seca, era un 20 por ciento inferior al valor calórico bruto (Forest Product Laboratory, 2004).

⁷ Fuentes: Bhattacharya *et al.*, 2002; Smith *et al.*, 1992, 1993; Smith *et al.*, 2000; Zhang *et al.*, 2000. Resultados de los estudios experimentales realizados sobre una cantidad de estufas tradicionales y mejoradas, recopilados de: Camboya, China, India, Lao República Democrática Popular, Malasia, Nepal, Filipinas y Tailandia. Se midió el N₂O únicamente en las estufas de la India y las Filipinas. Los valores representan los factores de emisión definitivos que toman en cuenta la combustión, en etapas posteriores, del carbón vegetal producido durante las etapas de combustión anteriores.

⁸ Fuentes: Bhattacharya *et al.*, 2002; Smith *et al.*, 1992, 1993; Smith *et al.*, 2000. Resultados de los estudios experimentales realizados sobre una cantidad de estufas tradicionales y mejoradas, recopilados de: Camboya, India, Lao República Democrática Popular, Malasia, Nepal, Filipinas y Tailandia. Se midió el N₂O únicamente en las estufas de la India y las Filipinas.

⁹ Fuentes: Smith *et al.*, 2000; Zhang *et al.*, 2000. Resultados de los estudios experimentales efectuados sobre una cantidad de estufas de hogares de la China (CH₄) y la India (CH₄ y N₂O).

¹⁰ Fuente: Smith *et al.*, 2000. Resultados de los estudios experimentales efectuados sobre una cantidad de estufas de hogares de la India.

ND, datos no disponibles.

n indica un factor de emisión nuevo que no estaba presente en las *Directrices del IPCC de 1996*.

r indica un factor de emisión que se revisó a partir de las *Directrices del IPCC de 1996*.

CUADRO 2.10 FACTORES DE EMISIÓN DE FUENTE COMERCIAL/INSTITUCIONAL			
Tecnología básica	Configuración	Factores de emisión ¹ (kg/TJ de entrada de energía)	
		CH ₄	N ₂ O
Combustibles líquidos			
Calderas de fuelóleo residual		1,4	0,3
Calderas de gas/diesel oil		0,7	0,4
Calderas de gases licuados de petróleo		n 0,9	n 4
Combustibles sólidos			
Otras calderas bituminosas/sub-bituminosas con cargador mecánico de alimentación superior		n 1	n 0,7
Otras calderas con cargador mecánico Calderas con cargador mecánico de alimentación inferior		n 14	n 0,7
Otras calderas con cargador mecánico Unidades con alimentación manual		n 87	n 0,7
Otras calderas bituminosas/sub-bituminosas con pulverizado	Fondo seco, encendido en la pared	n 0,7	n 0,5
	Fondo seco, encendido tangencial	n 0,7	n 1,4
	Fondo húmedo	n 0,9	n 1,4
Otros cargadores mecánicos esparcidores bituminosos		n 1	n 0,7
Otras calderas con cargador mecánico Cámara de combustión de lecho fluidizado	Lecho de circulación	n 1	n 61
	Lecho efervescente	n 1	n 61
Gas natural			
Calderas		r 1	r 1
Turbinas de gas alimentadas a gas >3MWa		n 4	n 1,4
Biomasa			
Calderas de madera/desechos de madera ²		n 11	n 7
¹ Fuente: US EPA, 2005b Los valores se basaban originalmente en el valor calórico bruto; se los convirtió en valor calórico neto suponiendo que estos valores eran un 5 por ciento menores que los valores calóricos brutos para el carbón y el petróleo, y 10 por ciento menores para el gas natural. Estos ajustes de porcentajes son las hipótesis de OCDE/AIE sobre la forma de convertir los valores calóricos brutos en netos. ² Los valores se basaban originalmente en el valor calórico bruto; se los convirtió en valor calórico neto suponiendo que éste, para la madera seca, era un 20 por ciento inferior al valor calórico bruto (Forest Product Laboratory, 2004). n indica un factor de emisión nuevo que no estaba presente en las Directrices del IPCC de 1996. r indica un factor de emisión que se revisó a partir de las Directrices del IPCC de 1996.			

2.3.3.1 NIVEL 1 Y NIVEL 2

Los datos de la actividad usados en el método de Nivel 1 para la combustión en el sector de la energía se derivan de las estadísticas de energía, compiladas por el organismo nacional de estadísticas. La Agencia Internacional de Energía (AIE) publica estadísticas similares, sobre la base de las recuperaciones nacionales. Si no hay datos nacionales directamente disponibles para el compilador del inventario nacional, es posible enviar una solicitud a la AIE, a stats@iea.org, para recibir los datos del país en forma gratuita.

Los datos primarios acerca del consumo de combustible suelen recopilarse en unidades de masa o de volumen. Puesto que el contenido de carbono de los combustibles tiende a estar correlacionado con el contenido de energía, y puesto que este último normalmente se mide, se recomienda convertir los valores correspondientes al consumo de combustibles en unidades de energía. Los valores por defecto para la conversión de las cifras de consumo de combustible en unidades convencionales de energía se presentan en la sección 1.4.1.2.

Hay información disponible sobre las estadísticas de energía y la metodología de los balances en el Manual de estadísticas de energía que publica la AIE. Se lo puede descargar en forma gratuita del sitio Web www.iea.org. A continuación se presentan las cuestiones salientes sobre las categorías de fuentes más importantes.

INDUSTRIAS DE LA ENERGÍA

En las industrias de la energía, los combustibles fósiles son tanto materias primas para los procesos de conversión como fuentes de energía para accionar estos procesos. La industria de la energía comprende tres clases de actividades:

- 1 producción de combustibles primarios (p. ej. minería carbonífera y extracción de gas y petróleo);
- 2 conversión en combustibles fósiles secundarios o terciarios (p. ej., petróleo crudo en productos del petróleo en las refinerías, carbón en coque y gas de horno de coque en hornos de coque);
- 3 conversión en vectores de energía no fósiles (p. ej., del combustible fósil en electricidad y/o calor).

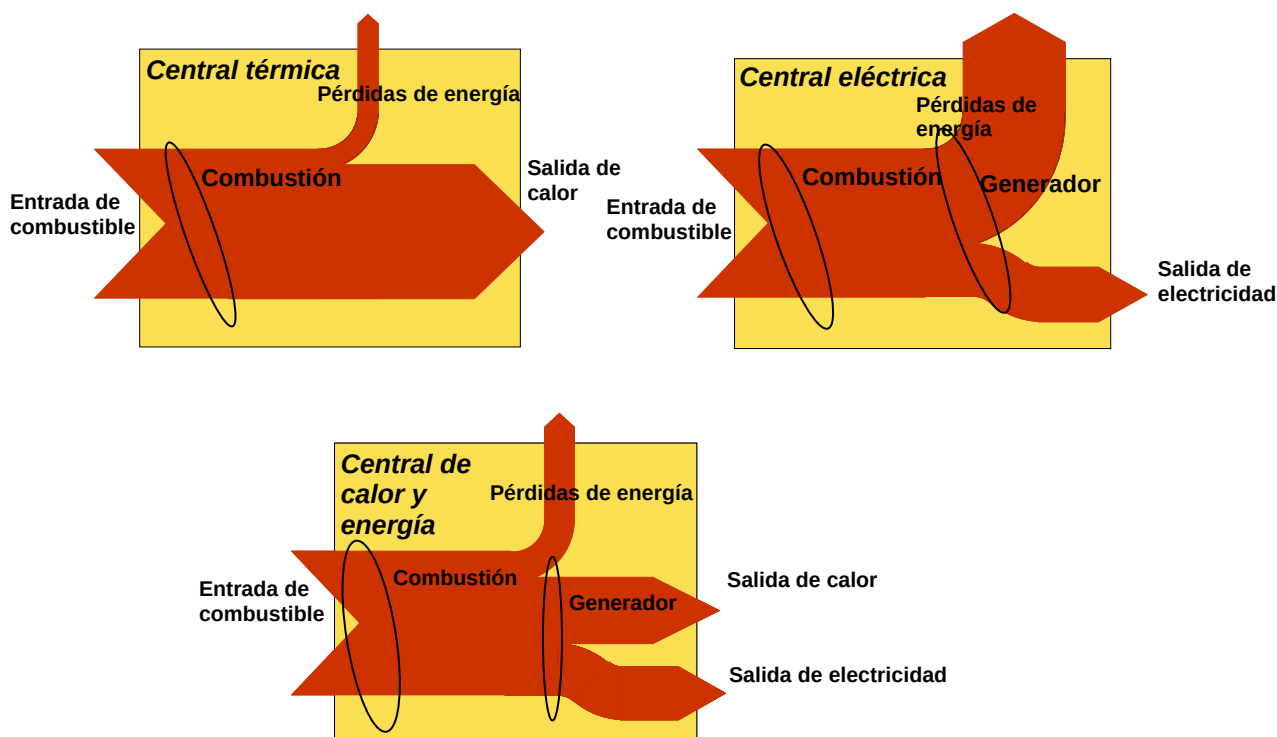
Las emisiones procedentes de la combustión durante los procesos de producción y conversión se contabilizan en las industrias de la energía. Las emisiones procedentes de los combustibles secundarios producidos por las industrias de la energía se contabilizan en el sector en el que se las utiliza. Al recopilar los datos de la actividad, es fundamental distinguir entre el combustible quemado y el combustible que se convierte en combustible secundario o terciario en las industrias de la energía.

PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD Y CALOR COMO ACTIVIDAD PRINCIPAL

La *producción de electricidad y calor* como actividad principal (antes conocida como producción pública de electricidad y calor) convierte la energía química guardada en los combustibles en energía eléctrica (contabilizada en la categoría *generación de electricidad*) en calor (contabilizada en la categoría *producción de calor*) o en ambos (contabilizados en la categoría *generación combinada de calor y energía, CHP*); véase el Cuadro 2.1.

La Figura 2.2 muestra los flujos de energía. En las centrales eléctricas convencionales, las pérdidas totales de energía al medio ambiente pueden ser de hasta el 70 por ciento de la energía química de los combustibles, según el combustible y la tecnología específica. En una central eléctrica moderna y de alta eficiencia, las pérdidas se reducen a casi la mitad de la energía química contenida en los combustibles. En una central combinada de calor y energía, la mayor parte de la energía del combustible se entrega al usuario final, fuere como electricidad o calor (para los procesos industriales, la calefacción residencial u otros usos similares). El ancho de las flechas representa aproximadamente la magnitud relativa de los flujos de energía en cuestión.

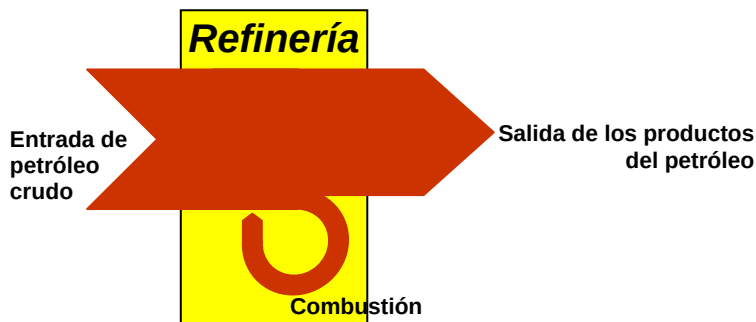
Figura 2.2 Las centrales de calor y energía utilizan los combustibles para producir energía eléctrica y/o calor útil.



REFINACIÓN DEL PETRÓLEO

En una refinería de petróleo, se convierte el petróleo crudo en una amplia gama de productos (Figura 2.3). Para que tenga lugar esta transformación, parte del contenido de energía de los productos obtenidos del petróleo crudo se utiliza en la refinería (véase el Cuadro 2.1.). Esto complica la derivación de los datos de la actividad a partir de las estadísticas de energía.

Figura 2.3 Una refinería utiliza la energía para transformar el petróleo crudo en productos de petróleo.



En principio, todos los productos del petróleo son combustibles en forma de combustible para suministrar al proceso el calor y el vapor necesarios para los procesos de refinación. Entre los productos de petróleo se incluye una gran variedad de productos *pesados* como el alquitrán (*tar*), alquitrán (*bitumen*), los fuelóleos pesados mediante los *destilados intermedios* como gasóleos, nafta, diesel oil, querosenos en productos *ligeros* como la gasolina para motores, el GLP y el gas de refinería.

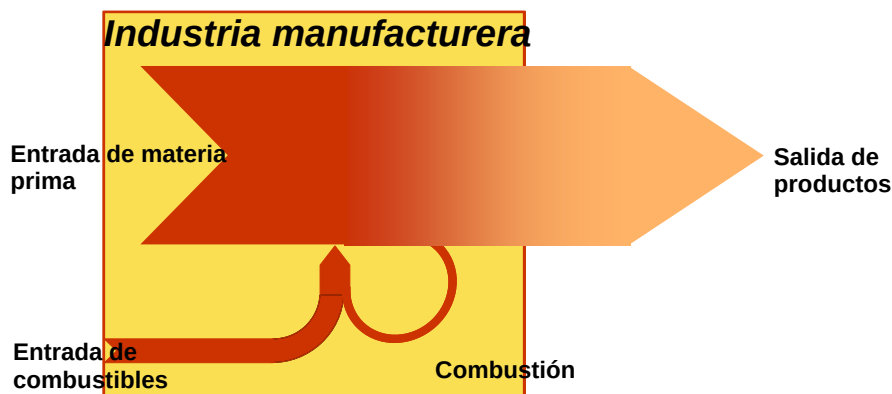
En muchos casos, los productos y combustibles exactos utilizados en refinerías para producir el calor y el vapor necesarios para los procesos de la refinería no se derivan fácilmente de las estadísticas de la energía. El combustible quemado dentro de las refinerías de petróleo suele ascender al 6 al 10 por ciento de la entrada total de combustible a la refinería, según la complejidad y la antigüedad de la tecnología. Es una *buena práctica* consultar a la industria de las refinerías el consumo de combustible, para seleccionar o verificar los valores correctos declarados por las estadísticas de energía.

INDUSTRIAS MANUFACTURERAS Y DE LA CONSTRUCCIÓN

En las industrias manufactureras, las materias primas se convierten en productos, tal como se presenta esquemáticamente en la Figura 2.4. Para la construcción, se aplica el mismo principio: las entradas incluyen los materiales de la construcción y las salidas son las obras construidas.

Suelen clasificarse las industrias manufactureras según la naturaleza de sus productos. Se realiza a través de la Clasificación Industrial Internacional Estándar de las actividades económicas utilizada en el Cuadro 2.1, que permite una conveniente referencia cruzada.

Figura 2.4 Se utilizan los combustibles como fuente de energía en las industrias manufactureras, para convertir la materia prima en productos.¹⁰



¹⁰ Para algunas industrias, las materias primas pueden incluir el combustible fósil. Algunos combustibles pueden derivarse de los subproductos y las corrientes de desechos generados en el proceso de producción.

Entre la materia prima utilizada en las industrias manufactureras también pueden incluirse los combustibles fósiles. A modo de ejemplo se incluye la producción de petroquímicos (p. ej., metanol), otras sustancias químicas a granel (p. ej., amoníaco) y el hierro primario en el que el coque es una entrada. En algunos casos, la situación es más complicada porque la energía que acciona el proceso puede enviarse directamente desde las reacciones químicas de los procesos de manufactura. Un ejemplo de ello es la manufactura del hierro y del acero primarios, en los que la reacción química entre el coque y el mineral ferroso produce gas y calor suficientes para impulsar el proceso¹¹. La declaración de las emisiones procedentes de los gases obtenidos a partir del procesamiento de la alimentación a procesos y los combustibles de proceso directamente de dicha alimentación (p. ej., la producción de amoníaco) sigue el principio indicado en la Sección 1.2 de este Volumen y de la orientación detallada que se incluye en el Volumen IPPU. En resumen, si las emisiones se producen en la categoría de fuente IPPU que produjo los gases emitidos, permanecen como emisiones de procesos industriales en esa categoría de fuente. Si se exportan los gases a otra categoría de fuente del sector IPPU, o al sector de la energía, las emisiones fugitivas, de la combustión u otras asociadas deben declararse en el sector en el que se producen. Se les recuerda a los compiladores del inventario que deben distinguir las emisiones de los procesos en los que se utiliza el mismo combustible fósil tanto para fines energéticos como de alimentación a procesos (p. ej., la producción de gas de síntesis o de negro de humo) y que deben declarar estas emisiones en los sectores correctos.

Algunos países pueden tener dificultades para obtener los datos de la actividad desagregados o pueden contar con diferentes definiciones para las categorías de fuente industrial. Por ejemplo, algunos pueden incluir el consumo de energía residencial de los trabajadores en el consumo industrial. En este caso, debe documentarse toda desviación de las definiciones.

2.3.3.2 NIVEL 3

Las estimaciones de Nivel 3 incluyen los datos en el nivel de las plantas individuales, y este tipo de información se encuentra cada vez más disponible, debido a los requisitos de los esquemas de operaciones de emisiones. Muchas veces se da el caso de que la cobertura de los datos del nivel de la planta no corresponde exactamente con la cobertura de las clasificaciones dentro de las estadísticas nacionales de energía, y esto puede traer dificultades para combinar las diversas fuentes de información. Los métodos para combinar los datos se analizan en el Capítulo 2 del Volumen 1, Orientación general y generación de informes.

2.3.3.3 EVITAR EL CÓMPUTO DOBLE DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD CON OTROS SECTORES

El uso de las estadísticas de quema del combustible en lugar de las estadísticas de entrega de combustible es clave para evitar el cómputo doble en las estimaciones de emisión. No obstante, los datos sobre la quema de combustible pocas veces están completos, puesto que no resulta práctico medir el consumo de combustible ni las emisiones de todas las fuentes residenciales o comerciales. Por lo tanto, los inventarios nacionales que utilizan este método suelen contener una mezcla de datos de la combustión para las fuentes más grandes y datos de entrega para otras fuentes. El compilador debe evitar el cómputo doble y la omisión de emisiones al combinar datos tomados de fuentes múltiples.

Si los datos de la actividad no son cantidades de combustible quemado sino entregas a las empresas o subcategorías principales, existe el riesgo de caer en el cómputo doble de las emisiones del sector IPPU o Desechos. Identificar el cómputo doble no siempre es tarea sencilla. Los combustibles entregados y usados en ciertos procesos pueden dar origen a subproductos utilizados como combustibles en otros sitios de la planta o vendidos para usar como combustible a terceros (p. ej. el gas de alto horno derivado del coque y otras entradas de carbono a los altos hornos). Es una *buena práctica* coordinar las estimaciones entre la categoría de fuente estacionaria y las categorías industriales pertinentes, para evitar el cómputo doble o las omisiones. A continuación se resumen algunas de las categorías y subcategorías en las que se declara el carbono del combustible fósil y entre las que puede ocurrir, en principio, el cómputo doble de dicho carbono.

- IPPU: producción de productos no combustibles de la alimentación a procesos energéticos, tales como coque, etano, gas/diesel oil, GLP, nafta y gas natural.

La producción del gas de síntesis (syngas), es decir la mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno, mediante reformado por vapor u oxidación parcial de las sustancias para alimentación a procesos energéticos merece especial atención, puesto que estos procesos producen emisiones de CO₂. El gas de síntesis es un intermedio en la producción de sustancias químicas tales como el amoníaco, formaldehído, metanol, monóxido de carbono puro e hidrógeno puro. Las emisiones procedentes de estos procesos deben incluirse en el sector IPPU. Nótese que las

¹¹ Los mejores documentos de referencia sobre las técnicas disponibles (BREF) de la Oficina europea de prevención y control integrado de la contaminación (IPPC) para el hierro y el acero (<http://eippcb.jrc.es/>) muestran que alrededor de un tercio del requisito de calor para el proceso proviene del gas de alto horno producido y quemado en los calefactores de aire inyectado. Asimismo, el calor producido por la producción de CO cuando el aire inyectado pasa sobre el coque no es estrictamente parte de la reducción del mineral

emisiones de CO₂ deben contabilizarse en el punto de emisión si se almacena el gas solo por un lapso breve (p. ej., CO₂ utilizado en la industria de la alimentación y la bebida, generado como subproducto de la producción de amoníaco).

También se produce el gas de síntesis por oxidación/gasificación parcial del combustible sólido y líquido de alimentación a procesos en la tecnología relativamente más nueva del ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC, del inglés, *Integrated Gasification Combined Cycle*) para la generación eléctrica. Si se produce el gas de síntesis en IGCC para generar electricidad, deben contabilizarse las emisiones asociadas en la categoría 1A, quema del combustible.

En la producción de carburos, se libera el CO₂ cuando se utilizan los combustibles ricos en carbono, en particular el coque de petróleo, como fuente de carbono. Deben contabilizarse estas emisiones en el sector IPPU.

Para obtener más información, véase el Volumen 3, que aporta detalles sobre el control de exhaustividad de las emisiones de carbono procedentes de la alimentación a procesos y otro uso no energético.

- IPPU, AFOLU: uso del carbono como agente reductor en la producción de metal

Las emisiones de gases de efecto invernadero que se originan en la utilización del carbón, el coque, el gas natural, los ánodos precocidos y los electrodos de carbón como agentes reductores en la producción comercial de metales de los minerales deben contabilizarse en el sector IPPU. Las astillas de madera y el carbón vegetal también pueden usarse en algunos de los procesos. En este caso, las emisiones resultantes se contabilizan en el sector AFOLU. Los combustibles subproductos (gas de horno de coque y gas de alto horno) se producen en alguno de estos procesos. Se los puede vender o utilizar dentro de la planta. Pueden estar incluidos o no en el balance de energía nacional. Por lo tanto, se debe tener cuidado de no caer en el cómputo doble de las emisiones.

- ENERGÍA, DESECHOS: metano de los desechos de las minas de carbón, gas de vertedero y gas del lodo.

En estos casos, es importante garantizar que las cantidades de combustible contabilizadas para la combustión estacionaria sean iguales a las cantidades producidas de «Emisiones fugitivas de la minería carbonífera y manejo del carbón», «Incineración de desechos» y «Tratamiento y eliminación de aguas residuales», respectivamente.

- DESECHOS: incineración de desechos.

Cuando se recupera la energía de la combustión de desechos, se contabilizan las correspondientes emisiones de gases de efecto invernadero en el sector Energía, rubro combustión estacionaria. La incineración de desechos sin fines energéticos asociados debe declararse en la categoría de fuente Desechos; véase el Capítulo 5 (Incineración e incineración abierta de desechos) del Volumen 5. Es una *buena práctica* evaluar el contenido de los desechos y diferenciar entre la parte que contiene los plásticos y otros materiales de carbono fósil de la parte biogénica, y estimar en consecuencia las emisiones asociadas. La emisión de CO₂ de la parte de fósil-carbono puede incluirse en la categoría de combustible *Otros combustibles*, mientras que las emisiones de CO₂ de la biomasa deben declararse como elemento informativo. Para las estimaciones de nivel superior, el compilador del inventario puede remitirse al Capítulo 5 del Volumen Desechos. Es una *buena práctica* ponerse en contacto con los responsables de recuperar los aceites usados para evaluar hasta qué punto se quemaron en el país, y estimar y declarar estas emisiones en el sector Energía, si se los utiliza como combustible.

- ENERGÍA: combustión móvil.

La cuestión principal es garantizar que se evite el cómputo doble de vehículos agrícolas y todo terreno.

2.3.3.4 TRATAMIENTO DE LA BIOMASA

La biomasa es un caso especial:

- Las emisiones de CO₂ procedentes de los combustibles de la biomasa se estiman y declaran en el sector AFOLU como parte de la metodología AFOLU. En los cuadros para generación de informes, las emisiones procedentes de la combustión de los biocombustibles se declaran como elementos informativos, pero no se incluyen en los totales por sectores o nacionales, para evitar el cómputo doble. En los cuadros de factores de emisión presentados en este capítulo, se incluyen los factores de emisión por defecto de CO₂ para permitir al usuario estimar estos elementos informativos.
- Para la biomasa, solo aquella parte que se quema para los fines energéticos debe estimarse para su inclusión como elemento informativo en el sector Energía.
- Las emisiones de CH₄ y N₂O, no obstante, se estiman e incluyen en el sector y en los totales nacionales porque su efecto es además de los cambios en las existencias estimados en el sector AFOLU.
- Para la madera combustible, los datos de la actividad están disponibles a través de la AIE o la FAO (Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, del inglés, *Food and Agriculture Organisation of the United Nations*). Estos datos se originan en las fuentes nacionales y los compiladores pueden comprender

mejor las circunstancias nacionales al ponerse en contacto con los organismos nacionales de estadísticas, para buscar las organizaciones en cuestión.

- Para los residuos de los cultivos agrícolas (parte de otra biomasa sólida primaria) y también para la madera combustible, los métodos de estimación de los datos de la actividad están disponibles en el Capítulo 5 del volumen AFOLU.
- En algunos casos, los biocombustibles se queman junto con los combustibles fósiles. En este caso, la división entre la fracción fósil y no fósil del combustible debe establecerse y deben aplicarse los factores de emisión a las fracciones adecuadas.

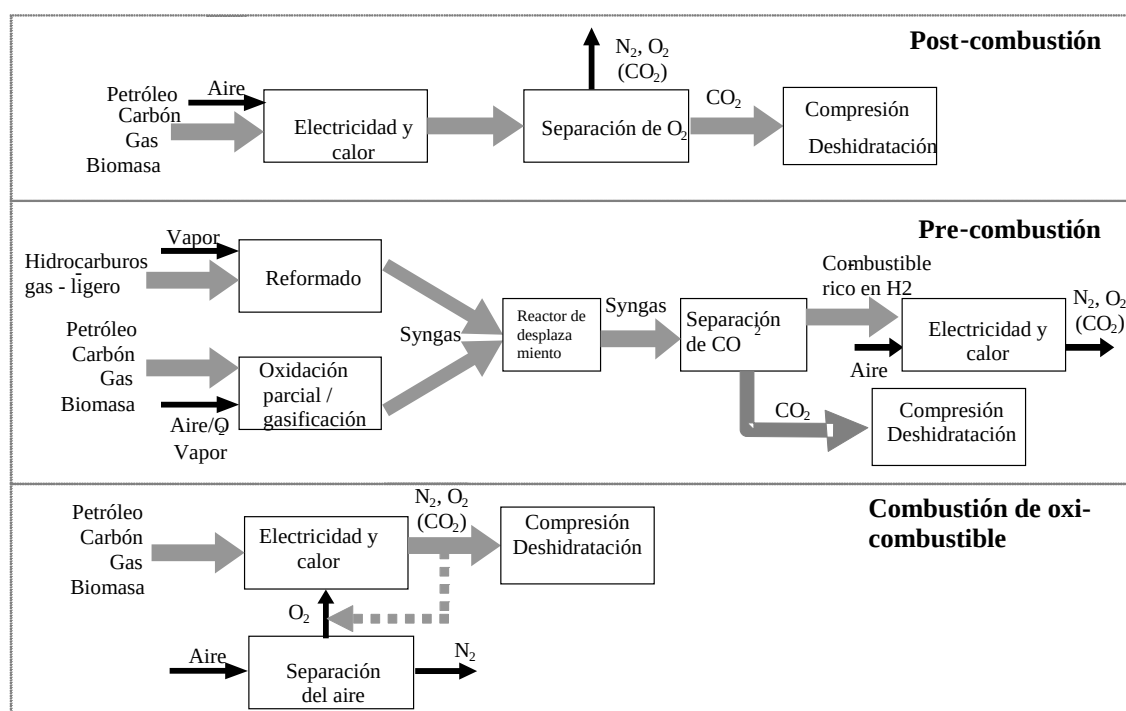
2.3.4 Captura de dióxido de carbono

La captura y el almacenamiento eliminan el dióxido de carbono de los flujos de gas que, de lo contrario, se emitirían a la atmósfera, y lo transfieren para un almacenamiento indefinido a largo plazo en reservorios geológicos, como yacimientos petrolíferos y de gas agotados o los acuíferos salinos profundos. En el sector energético, los candidatos para las actividades de captura y almacenamiento de dióxido de carbono incluyen las grandes fuentes estacionarias como las centrales eléctricas y las unidades de endulzamiento del gas natural. Este capítulo aborda únicamente la captura de CO₂ asociada a las actividades de combustión, en particular a las relativas a las centrales eléctricas. Las emisiones fugitivas que surgen de la transferencia de dióxido de carbono del punto de captura al almacenamiento geológico y las emisiones del mismo sitio de almacenamiento están cubiertas en el Capítulo 5 de este Volumen. También existen otras posibilidades en la industria, de capturar el CO₂ de las corrientes de procesos. Las cubre el Volumen 3.

Existen tres métodos principales para capturar el CO₂ que resulta de la quema de combustibles fósiles y/o de la biomasa (Figura 2.5). La captura posterior a la combustión hace referencia a la absorción de CO₂ de los gases de combustión, producida por la quema de un combustible (petróleo, carbón, gas natural o biomasa) en el aire. La captura anterior a la combustión incluye la producción de gas de síntesis (syngas), es decir la mezcla de monóxido de carbono con hidrógeno, tras la reacción de la alimentación a procesos energéticos con vapor y/o oxígeno o aire. Se hace reaccionar el monóxido de carbono resultante con vapor mediante la reacción de desplazamiento, para producir CO₂ y más hidrógeno. El vapor que sale del reactor de desplazamiento se separa en un flujo de CO₂ de alta pureza y combustible rico en H₂ que puede utilizarse en muchas aplicaciones, como ser calderas, turbinas de gas y celdas de combustible.

La combustión oxi-combustible utiliza oxígeno casi puro o una mezcla de oxígeno casi puro y un gas de combustión reciclado rico en CO₂, en vez de aire para la quema de combustible. El gas de combustión contiene principalmente H₂O y CO₂ con oxígeno en exceso necesario para garantizar la quema completa del combustible. También contiene otros componentes en el combustible, diluyentes en el caudal de oxígeno provisto, toda materia inerte en el combustible y de la fuga de aire al sistema desde la atmósfera. El gas de combustión neto, tras enfriarse hasta condensar el vapor de agua, contiene de un 80 a un 98 por ciento de CO₂ según el combustible utilizado y el proceso de combustión oxi-combustible en particular.

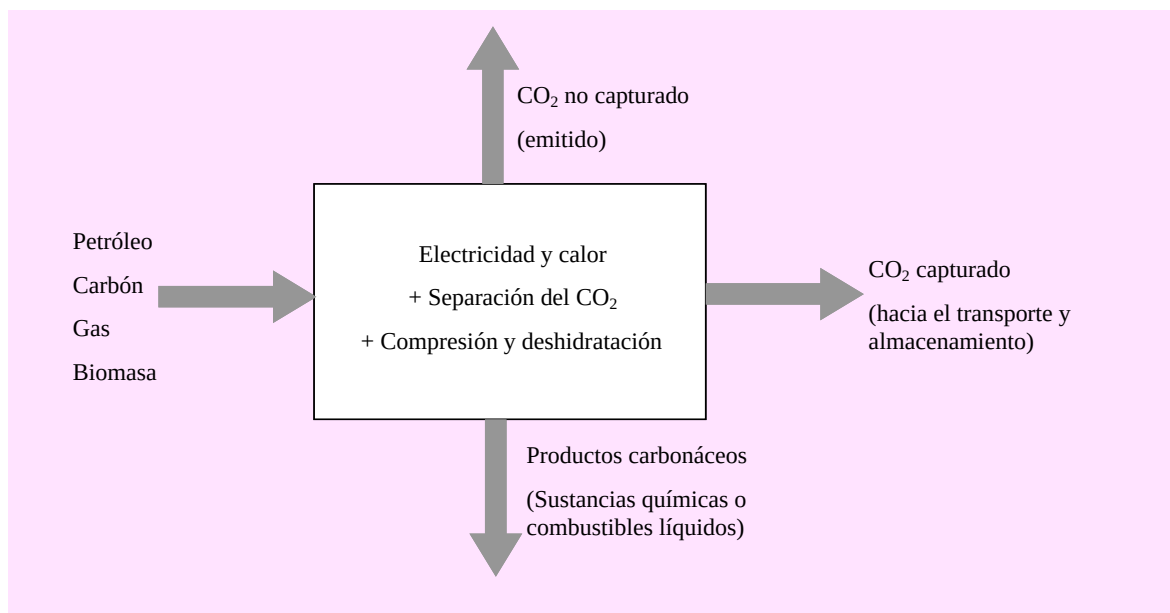
Figura 2.5 Sistemas de captura de CO₂ de las fuentes de combustión estacionaria



La captura de dióxido de carbono tiene algunos requisitos energéticos con el correspondiente incremento de consumo de combustible fósil. También el proceso de captura tiene una eficacia inferior al 100 por ciento, por lo que aún se emite una fracción de CO₂ del caudal de gas. El Capítulo 3 del informe especial del IPCC sobre captura y almacenamiento de CO₂ (Thambimuthu *et al.*, 2005) ofrece un panorama general exhaustivo de las tecnologías actuales y emergentes para capturar el CO₂ de diferentes caudales, que surgen en los sectores de procesos industriales y energía.

El esquema general relativo a los flujos de carbono de los tres métodos para capturar CO₂ de los caudales que surgen de los procesos de combustión se describe en la Figura 2.6. El límite del sistema considerado en el presente capítulo incluye la central eléctrica u otro proceso de interés, la unidad de absorción de CO₂ y la compresión/deshidratación del CO₂ capturado, pero no incluye los sistemas de transporte y almacenamiento de CO₂. Este esquema general también contempla la posibilidad de aplicar los sistemas de captura de pre-combustión a las plantas de productos múltiples (también conocidas como plantas de poligeneración). El tipo de planta de poligeneración considerado en este capítulo emplea combustible fósil para alimentación a procesos, para producir electricidad y/o calor, más una variedad de subproductos, tales como el hidrógeno, las sustancias químicas y los combustibles líquidos. En esos procesos asociados con los sistemas de post-combustión y captura de combustión del oxicombustible no suelen producirse coproductos carbonáceos

Figura 2.6 Flujos de carbono de entrada y salida del límite del sistema para un sistema de captura de CO₂ asociado con los procesos de combustión estacionaria



La eficacia de la captura de CO₂ de cualquier sistema representado en la Figura 2.6 se da en la Ecuación 2.6. El Cuadro 2.11 resume las estimaciones de las eficiencias de la captura de CO₂ para los sistemas de post y pre-combustión de interés, que han sido declarados recientemente en varios estudios. Se proporciona esta información únicamente a los fines ilustrativos, porque es una *buena práctica* usar los datos medidos sobre el volumen capturado en vez de los factores de eficiencia para estimar las emisiones de una instalación de captura de CO₂.

ECUACIÓN 2.6
EFICIENCIA DE LA CAPTURA DE CO₂

$$\text{Eficiencia}_{\text{Tecnología de captura de CO}_2} = \frac{C_{\text{capturado CO}_2}}{C_{\text{combustible}} - C_{\text{productos}}} \cdot 100$$

Donde:

$\text{Eficiencia}_{\text{tecnología de captura de CO}_2}$ = eficiencia del sistema de captura de CO₂ (porcentaje)

$C_{\text{capturado CO}_2}$ = cantidad de carbono del caudal de CO₂ capturado (kg)

$C_{\text{combustible}}$ = cantidad de carbono en la entrada del combustible fósil o la biomasa a la planta (kg)

$C_{\text{productos}}$ = cantidad de carbono en los productos químicos carbonáceos o de combustible de la planta (kg).

CUADRO 2.11 EFICIENCIAS TÍPICAS DE LA CAPTURA DE CO₂ PARA LOS SISTEMAS DE POST Y PRE-COMBUSTIÓN				
Tecnologías	Eficiencia (%)			Referencias
	Promedio	Mínimo	Máximo	
Carbón sub-bituminoso /bituminoso pulverizado (250-760 MWe, eficiencia neta de la planta 41-45%) ^{1,2} / Captura de post-combustión basada en amino.	90	85	96	Alstom, 2001; Chen <i>et al.</i> , 2003; Gibbins <i>et al.</i> , 2005; IEA GHG, 2004; Parsons, 2002; Rao and Rubin, 2002; Rubin <i>et al.</i> , 2005; Simbeck, 2002; Singh <i>et al.</i> , 2003.
Ciclo combinado de gas natural (380-780 MWe, eficiencia neta de la planta 55-58%, VCMen) ¹ / Captura post-combustión basada en amino.	88	85	90	CCP, 2005; EPRI, 2002; IEA GHG, 2004; NETL, 2002; Rubin <i>et al.</i> , 2005.
Ciclo combinado de gasificación integrada (400-830 MWe, eficiencia neta de la planta 31-40%) ¹ / Captura de pre-combustión física basada en el solvente (Selexol)	88	85	91	IEA GHG, 2003; NETL, 2002; Nsakala <i>et al.</i> , 2003; Parsons, 2002; Rubin <i>et al.</i> , 2005; Simbeck, 2002.
Electricidad + planta de H ₂ (carbón, capacidad de entrada 2600-9900 GJ/hr) ¹ / Captura de pre-combustión física basada en el solvente (principalmente Selexol)	83	80	90	Kreutz <i>et al.</i> , 2005; Mitretek, 2003; NRC, 2004; Parsons, 2002.
Electricidad + dimetil éter (carbón, capacidad de entrada 7900-8700 GJ/hr) ¹ / Captura de pre-combustión física basada en el solvente (Selexol o Rectisol)	64	32	97	Celik <i>et al.</i> , 2005; Larson, 2003
Electricidad + metanol (carbón, capacidad de entrada 9900 GJ/hr) ¹ / Captura de pre-combustión física basada en el solvente (Selexol)	60	58	63	Larson, 2003
Electricidad + líquidos Fischer-Tropsch (carbón, capacidad de entrada 16000 GJ/hr) ¹ / Captura de pre-combustión física basada en el solvente (Selexol)	91	-	-	Mitretek, 2001
¹ Planta de referencia sin sistema de captura de CO ₂ ² Estas opciones incluyen las plantas existentes con sistema de captura post-combustión de actualización retroactiva, así como nuevos diseños que integran los sistemas de generación de energía con los de captura.				

ESTIMACIONES DE EMISIONES DE CO₂ DE NIVEL 3

Puesto que se trata de una tecnología emergente, exige una declaración específica de la planta en el Nivel 3. Las plantas con captura y almacenamiento muy probablemente dosifiquen la cantidad de gas que elimina el caudal de gas y transfiere al almacenamiento geológico. La eficiencias de la captura derivadas de los datos medidos pueden compararse con los valores del Cuadro 2.11 a modo de verificación cruzada.

Según el Nivel 3, las emisiones de CO₂ se estiman a partir del consumo de combustible estimado según se describe en las secciones previas de este capítulo, menos la cantidad dosificada eliminada.

$$\begin{aligned}
 &\textbf{ECUACIÓN 2.7} \\
 &\textbf{TRATAMIENTO DE LA CAPTURA DE CO₂} \\
 &Emisiones_s = Producción_s - Captura_s
 \end{aligned}$$

Donde:

s = categoría o subcategoría de fuente en la que se produce la captura

Capturas	= cantidad capturada.
Producciones	= emisiones estimadas, tomando estas directrices y sin suponer captura
Emisiones _s	= emisión declarada para la categoría o subcategoría de fuente

Este método automáticamente toma en cuenta todo incremento del consumo de energía en la planta debido al proceso de captura (puesto que se refleja en las estadísticas del combustible) y no requiere una estimación independiente de la eficiencia de la captura, dado que las emisiones residuales se estiman con más exactitud por medio de la resta. Si la planta está provista de biocombustibles, las emisiones correspondientes de CO₂ son cero (ya están incluidas en los totales nacionales debido a su tratamiento en el sector AFOLU), por lo que la resta de la cantidad de gas transferido al almacenamiento a largo plazo puede dar lugar a emisiones negativas. Ello es correcto dado que si se almacena en forma permanente el carbono de la biomasa, se lo elimina de la atmósfera. El corolario de todo ello es que toda emisión posterior procedente del transporte de CO₂, la inyección de CO₂ y el reservorio de almacenamiento mismo debe contabilizarse en el total de emisiones nacionales, independientemente de que el carbono se origine en las fuentes fósiles o en la producción de biomasa reciente. Es el motivo por el cual no se hace referencia en las secciones 5.3 (transporte de CO₂), 5.4 (inyección) y 5.5 (almacenamiento geológico) al origen del CO₂ almacenado en los reservorios subterráneos. La dosificación de la cantidad eliminada debe instalarse de acuerdo con la práctica industrial, que suele tener una exactitud aproximada de 1 por ciento.

Las cantidades de CO₂ para utilización ulterior y de almacenamiento a corto plazo no deben restarse de las emisiones de CO₂, excepto cuando las emisiones de CO₂ hayan sido contabilizadas en otra parte del inventario¹².

2.3.5 Exhaustividad

Una estimación completa de las emisiones procedentes de la quema de combustible debe incluir las emisiones de todos los combustibles y de todas las categorías de fuente identificadas dentro de las *Directrices del IPCC de 2006*. Debe establecerse la exhaustividad usando los mismos datos subyacentes de la actividad para estimar las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O de las mismas categorías de fuente.

Deben contabilizarse todos los combustibles entregados por los productores. La clasificación errónea de empresas y el uso de distribuidores para abastecer a los pequeños clientes comerciales y a los hogares aumentan las posibilidades de que se produzcan errores sistemáticos en la asignación de estadísticas de suministro de combustible. Si existen datos del sondeo de muestra que proporcionan cifras para el consumo de combustible por sectores económicos específicos, es posible comparar las cifras con los datos de entrega correspondientes. Debe identificarse toda diferencia sistemática y hacerse en consecuencia el ajuste a la asignación de los datos de entrega.

También puede darse la declaración sistemática de valores por debajo de los reales de los combustibles sólidos y líquidos si los consumidores finales importan los combustibles directamente. Las importaciones directas se incluyen en los datos de la aduana y, por lo tanto, en las estadísticas de combustible, pero no en las estadísticas de las entregas de combustibles suministradas por los proveedores nacionales. Si la importación directa por parte de los consumidores es significativa, la diferencia estadística entre provisión y entrega revela la magnitud. El uso propio de los combustibles provistos por minas dedicadas puede darse en sectores de la manufactura tales como el hierro, el acero y el cemento, y también es una fuente potencial de declaración por debajo de los valores reales. Nuevamente, una comparación con los resultados del sondeo de consumo revela qué categorías de fuentes principales tienen que ver con la importación directa. Con respecto a los combustibles de la biomasa, se debe consultar a los organismos de estadísticas nacionales de energía acerca de su uso, incluida la posible utilización de combustibles de biomasa no comercializados en el circuito comercial.

La experiencia ha demostrado que algunas actividades tales como el cambio en las existencias de combustibles fósiles del productor y la quema del combustible propio por parte de las industrias de la energía pueden quedar cubiertas de forma deficiente en los inventarios existentes. Esto también se aplica a las estadísticas sobre los combustibles de la biomasa y de la combustión de desechos. Debe controlarse específicamente su presencia con los organismos de estadísticas, expertos y organizaciones del sector, así como incluirse fuentes complementarias de datos, de ser necesario. El Capítulo 2 del Volumen 1 cubre la recopilación de datos en general.

2.3.6 Desarrollo de una serie temporal coherente y repetición de los cálculos

Utilizar un método coherente para estimar las emisiones es el principal mecanismo para garantizar la coherencia de la serie temporal. No obstante, la variabilidad en la calidad del combustible a través del tiempo es un factor que debe considerarse dentro de los límites de la caracterización nacional del combustible o de los tipos de combustible que

¹² Entre los ejemplos se incluye la producción de urea (Volumen 3, sección 3.2) y la utilización de CO₂ en la producción del metanol (Volumen 3, sección 3.9) donde se contabiliza el CO₂ debido a los productos finales.

figuran en los Cuadros 2.2 a 2.5. Incluye la variación del contenido de carbono, que suele reflejarse en la variación de los valores calóricos usados para convertir los combustibles de unidades de masa o volumen en unidades de energía usadas en la estimación. Es una *buena práctica* que los compiladores controlen que las variaciones de los valores calóricos a través del tiempo se reflejen, de hecho, en la información utilizada para construir las estadísticas nacionales de energía.

La aplicación de estas *Directrices del IPCC de 2006* puede dar como resultado las revisiones de algunos componentes del inventario de emisiones, como los factores de emisiones o la clasificación por sectores de algunas. Por ejemplo, el componente de emisiones del CO₂ del uso no combustible de los combustibles fósiles se desplaza del Sector Energía de las *Directrices del IPCC de 1996* al sector IPPU de las *Directrices de 2006*. Mientras que las *Directrices de 1996* para el sector de energía estimaron el total de las emisiones potenciales del uso del combustible fósil y luego restaron la porción del carbono que terminó almacenada en productos de larga duración, las *Directrices de 2006* incluyen todos los usos no combustible del sector IPPU. El resultado debe ser una reducción leve de las emisiones de CO₂ declaradas del sector Energía y un incremento de las emisiones declaradas del sector IPPU. Para más información sobre la forma de garantizar la coherencia de la serie temporal, consulte el Capítulo 5, Coherencia de la serie temporal, del Volumen 1.

2.4 EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRE

2.4.1 Incertidumbres del factor de emisión

Para la quema del combustible fósil, las incertidumbres de los factores de emisión de CO₂ son relativamente bajas. Se determinan estos factores de emisión por el contenido de carbono del combustible y, de esa forma, hay limitaciones físicas sobre la magnitud de la incertidumbre. No obstante, es importante señalar que tiende a haber diferencias intrínsecas en las incertidumbres de los factores de emisión de CO₂ de los productos de petróleo, carbón y gas natural. Los productos del petróleo suelen adaptarse a las especificaciones relativamente rigurosas que limitan el rango posible de contenido de carbono y valor calórico, y también provienen de una cantidad bastante pequeña de refinerías y/o terminales de importación. Por el contrario, el carbón puede provenir de minas que producen un carbón de contenido y valores calóricos muy amplios, mayormente provisto a los usuarios por contrato, quienes adaptan sus equipos a las características particulares del carbón. Por lo tanto, en el nivel nacional, el producto básico de energía simple «carbón negro» puede tener una gama de factores de emisión de CO₂.

Los factores de emisión del CH₄ y especialmente del N₂O son muy inciertos. Las grandes incertidumbres de los factores de emisión pueden atribuirse a la falta de mediciones pertinentes y a las consiguientes generalizaciones, incertidumbres en las mediciones o una comprensión insuficiente del proceso que genera las emisiones. Asimismo, debido a las variaciones estocásticas de las condiciones del proceso, también puede darse una gran variabilidad de los factores de emisión en tiempo real para estos gases (Pulles and Heslinga, 2004). Dicha variabilidad obviamente contribuye también a la incertidumbre de las estimaciones de emisión. Las incertidumbres de los factores de emisión son poco conocidas o accesibles desde los datos empíricos. En consecuencia, las incertidumbres suelen derivarse de fuentes indirectas o mediante dictamen de expertos. Las *Directrices del IPCC de 1996* (Cuadro A1-1, Vol. I, p. A1.4) sugieren un valor general de incertidumbre del 7 por ciento para los factores de emisión de CO₂ del sector Energía.

A falta de estimaciones específicas del país, es posible utilizar las incertidumbres por defecto indicadas en el Cuadro 2.12 derivadas de la clasificación de la Guía de EMEP/CORINAIR (EMEP/CORINAIR, 1999).

CUADRO 2.12 ESTIMACIONES POR DEFECTO DE LA INCERTIDUMBRE PARA LOS FACTORES DE EMISIÓN DE LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA		
Sector	CH₄	N₂O
Electricidad pública, cogeneración y calefacción de distritos	50-150%	Orden de magnitud*
Combustión comercial, institucional y residencial	50-150%	Orden de magnitud
Combustión industrial	50-150%	Orden de magnitud
* Es decir, que tiene un rango de incertidumbre de un décimo a diez veces el valor de la media. Fuente: Orientación del IPCC para las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (2000)		

Si bien pueden usarse estas incertidumbres por defecto para los factores de emisión existentes (fueren específicos del país o tomados de las *Directrices del IPCC*), puede haber incertidumbres adicionales asociadas con la aplicación de los factores de emisión que no son representativos de las condiciones de combustión del país. Las incertidumbres pueden ser inferiores a los valores del Cuadro 2.12 si se utilizan factores de emisión específicos del país. Es una *buena práctica* obtener las estimaciones de estas incertidumbres de los expertos nacionales, tomando en cuenta la orientación relativa a los dictámenes de expertos provista en el Volumen 1.

En la actualidad, se cuenta con relativamente poca experiencia para evaluar y compilar las incertidumbres del inventario, y aún se necesita más para evaluar si los pocos resultados disponibles son típicos y comparables, así como cuáles son las principales debilidades de esos análisis. Hace poco, aparecieron algunos artículos que abordan la evaluación de la incertidumbre de los inventarios de gases de efecto invernadero en la bibliografía revisada por pares. Rypdal y Winiwater (2001) evaluaron las incertidumbres de los inventarios de gases de efecto invernadero y compararon los resultados declarados por cinco países, a saber: Austria (Winiwater and Rypdal, 2001), los Países Bajos, (van Amstel *et al.*, 2000), Noruega (Rypdal, 1999), el Reino Unido (Baggott *et al.*, 2005) y los Estados Unidos (EIA, 1999). Más recientemente, Monni *et al.* (2004) evaluaron las incertidumbres del inventario de emisiones de gases de efecto invernadero de Finlandia.

Los Cuadros 2.13 y 2.14 resumen las evaluaciones de incertidumbre de los factores de emisión para la combustión estacionaria declarada en los estudios arriba señalados. Para suplementar esta información, se agregaron los métodos y factores de emisión usados por cada país (declarados en la presentación correspondiente a la CMNUCC del inventario nacional de gases de efecto invernadero de 2003) a los Cuadros 2.13 y 2.14. Puede verse que los métodos de nivel superior y una mayor cantidad de factores de emisión específicos del país (EP) se usaron para el CO₂ en comparación con el CH₄ y el N₂O. Contrariamente, los métodos de nivel inferior y mayor dependencia de los factores de emisión por defecto se usaron para el N₂O. Se proporciona esta información principalmente a los fines ilustrativos. Podrían usarse estos rangos de incertidumbre como punto de partida o para comparación de parte de los expertos nacionales que trabajan en la evaluación de la incertidumbre.

CUADRO 2.13					
RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRE DE LOS FACTORES DE EMISIÓN DE CO ₂ PARA LAS FUENTES DE COMBUSTIÓN ESTACIONARIA DE LOS PAÍSES SELECCIONADOS					
País	Intervalo de confianza del 95% ¹	Distribución	Presentación del inventario de gases de efecto invernadero de 2003 ²		Referencias
			Método ³	Factor de emisión ⁴	
Petróleo					
Austria	± 0,5	Normal	C	EP	Winiwarter and Rypdal, 2001
Noruega	± 3	Normal	C	EP	Rypdal, 1999
Países Bajos	± 2	-	T2, EP	EP, EP	Van Amstel <i>et al.</i> , 2000
Reino Unido	± 2	Normal	T2	EP	Baggott <i>et al.</i> , 2005
Estados Unidos	± 2	-	T1	EP	EIA, 1999
Carbón, coque, gas					
Austria	± 0,5	Normal	C	EP	Winiwarter and Rypdal, 2001
Noruega	± 7	Normal	C	EP	Rypdal, 1999
Países Bajos	± 1-10	-	T2, EP	EP, EP	Van Amstel <i>et al.</i> , 2000
Reino Unido	± 1-6	Normal	T2	EP	Baggott <i>et al.</i> , (2005)
Estados Unidos	± 0-1	-	T1	EP	EIA, 1999
Otros combustibles (principalmente turba)					
Finlandia	± 5	Normal	T2, EP	D, EP, EP	Monni <i>et al.</i> , 2004

¹ Se presentan los datos como límite superior e inferior del intervalo de confianza del 95 por ciento, y se expresan como porcentaje relativo al valor medio.

² La información de las columnas se basa en las presentaciones del Inventario nacional de gases de efecto invernadero de 2003 de las Partes del Anexo I a la CMNUCC.

³ Claves de notación que especifican el método aplicado: T1 (Nivel 1 del IPCC), T2 (Nivel 2 del IPCC), T3 (Nivel 3 del IPCC), C (CORINAIR), EP (específico del país).

⁴ Claves de notación que especifican el factor de emisión usado: D (por defecto del IPCC), C (CORINAIR), EP (específico del país), SP (específico de la planta).

CUADRO 2.14 RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRE DE LOS FACTORES DE EMISIÓN DE CH ₄ Y N ₂ O PARA LAS FUENTES DE COMBUSTIÓN ESTACIONARIA DE LOS PAÍSES SELECCIONADOS					
País	Intervalo de confianza del 95% ¹	Distribución	Presentación del inventario de gases de efecto invernadero de 2003 ²		Referencias
			Método ³	Factor de emisión ⁴	
CH ₄					
Austria	± 50	Normal	C, EP	EP	Winiwarter and Rypdal, 2001
Finlandia	-75 a +10	β	T1, T2, EP	EP, SP	Monni <i>et al.</i> , 2004
Noruega	-50 a + 100	Lognormal	T2, EP	D, EP, SP	Rypdal, 1999
Países Bajos	± 25	-	T2, EP	EP, SP	Van Amstel <i>et al.</i> , 2000
Reino Unido	± 50	Truncado normal	T2	D, C, EP	Baggott <i>et al.</i> , 2005
Estados Unidos	Orden de magnitud	-	T1	D, EP	EIA, 1999
N ₂ O					
Austria	± 20	Normal	C, EP	EP	Winiwarter and Rypdal, 2001
Finlandia	-75 a +10	Beta	T1, T2, EP	EP, SP	Monni <i>et al.</i> , 2004
Noruega	-66 a + 200	Beta	T1, T2	D, EP	Rypdal, 1999
Países Bajos	± 75	-	T1, EP	D, SP	Van Amstel <i>et al.</i> , 2000
Reino Unido	± 100 a 200	-	T2	D, C, EP	Baggott <i>et al.</i> , 2005
Estados Unidos	-55 a + 200	-	T1	D, EP	EIA, 1999
¹ Se presentan los datos como límite superior e inferior del intervalo de confianza del 95 por ciento, y se expresan como porcentaje relativo al valor medio. ² La información de las columnas se basa en las presentaciones del Inventario nacional de gases de efecto invernadero de 2003 de las Partes del Anexo I a la CMNUCC. ³ Claves de notación que especifican el método aplicado: T1 (Nivel 1 del IPCC), T2 (Nivel 2 del IPCC), T3 (Nivel 3 del IPCC), C (CORINAIR), EP (específico del país). ⁴ Claves de notación que especifican el factor de emisión usado: D (por defecto del IPCC), C (CORINAIR), EP (específico del país), SP (específico de la planta).					

2.4.2 Incertidumbres en los datos de la actividad

Las estadísticas del combustible quemado en grandes fuentes obtenidas de la medición directa o la declaración obligatoria tienden a estar dentro del 3 por ciento de la estimación central. Para algunas industrias que consumen mucha energía, es probable que los datos de la combustión sean más exactos. Es una *buena práctica* estimar las incertidumbres del consumo de combustible para las principales subcategorías, en consulta con los diseñadores de los sondeos de muestra, porque las incertidumbres dependen de la calidad del diseño del sondeo y del tamaño de la muestra usada.

Además de cualquier sesgo sistemático de los datos de la actividad, como consecuencia de la cobertura incompleta del consumo de combustibles, dichos datos están sujetos a los errores aleatorios de la recopilación, que varían de un año a otro. Puede esperarse que los países que cuentan con buenos sistemas de recopilación de datos, incluido el control de calidad de estos, conserve el error aleatorio en el uso total de energía registrada a un 2 a 3 por ciento de la cifra anual. Este rango refleja los límites de confianza implícitos sobre la demanda total de energía vista en los modelos que utilizan los datos históricos de energía y relacionan la demanda energética con los factores económicos. El porcentaje de errores para las actividades individuales de uso de la energía puede ser mucho mayor.

La incertidumbre general de los datos de la actividad es una combinación de los errores sistemáticos con los aleatorios. Los países más desarrollados preparan los balances de provisión y entrega de combustible, lo que crea un control de los errores sistemáticos. En estas circunstancias, los errores sistemáticos generales suelen ser pequeños. Los expertos

creen que la incertidumbre resultante de los dos errores combinados quizá se encuentre en el rango de ± 5 por ciento para los países más desarrollados. En el caso de los países con sistemas de datos de energía menos desarrollados, sería significativamente mayor, quizá de ± 10 por ciento. Las actividades informales pueden incrementar la incertidumbre hasta un 50 por ciento en algunos sectores, para ciertos países.

Los rangos de incertidumbre para los datos de la actividad de combustión estacionaria se muestran en el Cuadro 2.15. Puede utilizarse esta información al declarar las incertidumbres. Es una *buena práctica* que los compiladores de inventarios desarrollen, de ser posible, incertidumbres específicas del país tomando el dictamen de expertos y/o el análisis estadístico.

CUADRO 2.15 NIVEL DE INCERTIDUMBRE ASOCIADO CON LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD DE COMBUSTIÓN ESTACIONARIA				
Sector	Sistemas estadísticos bien desarrollados		Sistemas estadísticos menos desarrollados	
	Sondeos	Extrapolación	Sondeos	Extrapolación
Producción de electricidad y calor como actividad principal	Menos del 1%	3-5%	1-2%	5-10%
Combustión comercial, institucional y residencial	3-5%	5-10%	10-15%	15-25%
Combustión industrial (Industrias que consumen mucha energía)	2-3%	3-5%	2-3%	5-10%
Combustión industrial (otros)	3-5%	5-10%	10-15%	15-20%
Biomasa en fuentes pequeñas	10-30%	20-40%	30-60%	60-100%
El compilador del inventario debe juzgar qué tipo de sistema estadístico describe mejor las circunstancias nacionales. Fuente: <i>Orientación del IPCC para las buenas prácticas</i> y la Gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (2000)				

2.5 GARANTÍA DE CALIDAD / CONTROL DE CALIDAD GC/CC DEL INVENTARIO

En el Cuadro 2.16 se presentan procedimientos de GC/CC específicos, para optimizar la calidad de las estimaciones de emisiones procedentes de la combustión estacionaria.

2.5.1 Generación de informes y documentación

Es una *buena práctica* documentar y archivar toda la información necesaria para producir las estimaciones del inventario nacional de emisiones, como se describe en el Capítulo 8 del Volumen 1. No es práctico incluir toda la documentación en el informe del inventario. Sin embargo, el inventario debe incluir resúmenes de los métodos utilizados y referencias a las fuentes de datos, de modo que las estimaciones de las emisiones declaradas resulten transparentes y que puedan ser reproducidas las etapas para calcularlas. A continuación se analizan algunos ejemplos de la documentación y generación de informes específicas, pertinentes para las fuentes de combustión estacionaria.

Para todos los niveles, es una *buena práctica* incluir las fuentes de los datos de energía usados y las observaciones referidas a la exhaustividad del conjunto de datos. La mayoría de las estadísticas de energía no se considera confidencial. Si los compiladores del inventario no declaran los datos desagregados por cuestiones de confidencialidad, es una *buena práctica* explicar los motivos y declararlos de forma más agregada.

El formato actual de declaración del IPCC (cuadros de hoja de cálculo, cuadros agregados) intenta brindar un equilibrio entre el requisito de transparencia y el nivel de esfuerzo objetivamente alcanzable por la mayoría de los compiladores. La *buena práctica* implica un esfuerzo extra para respetar por completo los requisitos de transparencia. En particular, si se utiliza el Nivel 3, deben prepararse cuadros adicionales que muestren los datos de la actividad directamente asociados con los factores de emisión.

Para los factores de emisión de CO₂ específicos del país, es una *buena práctica* proporcionar las fuentes de los valores calóricos, el contenido de carbono y los factores de oxidación (fuere que se utilizara el factor por defecto del 100 por ciento o un valor diferente según las circunstancias). Para las estimaciones de gases de efecto invernadero no CO₂ específicas del país y de la tecnología, quizá sea necesario citar otras referencias u otros documentos. Es una *buena*

práctica suministrar citas para estas referencias, en particular si describen nuevos desarrollos metodológicos o factores de emisión para determinadas tecnologías o circunstancias nacionales. Para todos los factores de emisión específicos del país y de la tecnología, es una *buena práctica* proporcionar la fecha de la última revisión y cualquier verificación de la exactitud.

En los casos en los que puede haber un cómputo doble, es una *buena práctica* especificar claramente si se asignaron las estimaciones de emisión al sector de Energía o a otros sectores como ser AFOLU, IPPU o Desechos, para demostrar que no hubo un cómputo doble.

2.6 HOJAS DE TRABAJO

Se deben completar las cuatro páginas de las hojas de trabajo (Anexo 1 del presente Volumen) para el método por sectores del Nivel 1, para cada categoría de fuente indicada en el Cuadro 2.16. En la columna A de las hojas de trabajo, debe incluirse únicamente la cantidad de combustible quemado para los fines energéticos. Al completar dicha columna, deben tenerse en cuenta las siguientes cuestiones: 1) algunos combustibles son utilizados para fines distintos de la combustión, 2) los combustibles derivados del desecho a veces se queman para fines energéticos, y 3) algunas de las emisiones de la quema del combustible deben incluirse en los Procesos industriales. El Cuadro 1 del Anexo presenta una lista de las consideraciones principales que deben tenerse en cuenta para decidir qué fracción del consumo ha de incluirse en los datos de la actividad para cada combustible.

CUADRO 2.16 LISTA DE CATEGORÍAS DE FUENTE PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA	
Código	Nombre
1A1a	Producción de electricidad y calor como actividad principal
1A1b	Refinación del petróleo
1A1c	Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas
1A2a	Hierro y acero
1A2b	Metales no ferrosos
1A2c	Productos químicos
1A2d	Pulpa, papel e imprenta
1A2e	Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco
1A2f	Minerales no metálicos
1A2g	Equipos de transporte
1A2h	Maquinaria
1A2i	Minería (con excepción de combustibles) y cantería
1A2j	Madera y productos de madera
1A2k	Construcción
1A2l	Textiles y cuero
1A2m	Industria no especificada
1A4a	Comercial/Institucional
1A4b	Residencial
1A4c	Agricultura / Silvicultura / Pesca / Piscifactorías (combustión estacionaria)
1A5a	Estacionaria no especificada

CUADRO 2.17
PROCEDIMIENTOS DE GC/CC PARA LAS FUENTES ESTACIONARIAS

Actividad	Cálculos de las emisiones de CO₂ procedentes de la combustión estacionaria	Cálculos de las emisiones de no CO₂ procedentes de la combustión estacionaria
Comparación de las estimaciones de emisiones obtenidas con los diferentes métodos	El compilador del inventario debe comparar las estimaciones de las emisiones de CO₂ procedentes de la quema de combustible elaboradas con el Método por sectores con el Método de referencia, y justificar toda diferencia mayor o igual que el 5 por ciento. En este análisis comparativo, las emisiones procedentes de los combustibles pero no de la quema, que se justifican en otras secciones del inventario de gases de efecto invernadero, deben restarse del Método de referencia.	- Si se utiliza un método de Nivel 2 con factores específicos del país, el compilador debe comparar el resultado de las emisiones calculadas con el método del Nivel 1 mediante los factores por defecto del IPCC. Este tipo de comparación puede exigir agregar las emisiones del Nivel 2 al mismo sector y agrupamiento de combustible que el método de Nivel 1. Debe documentarse el método e investigarse cualquier discrepancia. - De ser posible, el compilador debe comparar la coherencia de los cálculos en relación con el contenido máximo de carbono de los combustibles quemados por fuentes estacionarias. Deben mantenerse los balances de carbono anticipados en todos los sectores de la combustión.
Verificación de los datos de la actividad	- El organismo nacional responsable de las estadísticas de energía debe elaborar, si los recursos lo permiten, balances nacionales de productos básicos expresados en unidades de masa, y balances de masa de las industrias de conversión del combustible. Debe controlarse la serie temporal de las diferencias estadísticas para detectar efectos sistemáticos (indicados por las diferencias que tienen el mismo signo) y deben eliminarse estos efectos, si fuera posible. - El organismo nacional responsable de las estadísticas de energía también debe elaborar, si los recursos lo permiten, balances nacionales de energía expresados en unidades de energía, y balances de energía de las industrias de conversión del combustible. Deben controlarse las series temporales de las diferencias estadísticas y hacer la verificación cruzada de los valores calóricos con los valores por defecto dados en el capítulo Introducción. Este paso únicamente es útil si se aplican diferentes valores calóricos para un combustible dado (carbón, por ejemplo) a los diferentes encabezados del balance (como producción, importaciones, hornos de coque y hogares). Las diferencias estadísticas que cambian significativamente en cuanto a la magnitud o al signo de los valores de masa correspondientes brindan pruebas de los valores calóricos incorrectos. - El compilador del inventario debe confirmar que el suministro de carbono bruto del Método de referencia esté ajustado para el carbono del combustible fósil procedente de materiales no combustibles importados o exportados en los países en los que se espera sea significativo. - Deben compararse las estadísticas de energía con las provistas a los organismos internacionales, para identificar incoherencias. - Puede haber recopilaciones rutinarias de las emisiones y estadísticas de quema de combustible en grandes plantas de combustión para los fines de la legislación sobre contaminación. De ser posible, el compilador puede usar estos datos del nivel de la planta para realizar la verificación cruzada de las estadísticas nacionales de energía, con el fin de detectar la representatividad. - Si se utilizan datos secundarios de las organizaciones nacionales, el compilador debe garantizar que éstas cuenten con programas adecuados de GC/CC.	

CUADRO 2.17 (CONTINUACIÓN)
PROCEDIMIENTOS DE GC/CC PARA LAS FUENTES ESTACIONARIAS

Actividad	Cálculos de las emisiones de CO₂ procedentes de la combustión estacionaria	Cálculos de las emisiones de no CO₂ procedentes de la combustión estacionaria
Control y revisión de los factores de emisión	- El compilador debe construir balances nacionales de energía expresados en unidades de carbono y balances de carbono de las industrias de conversión del combustible. Se debe verificar la serie temporal de las diferencias estadísticas. Las diferencias estadísticas que cambian significativamente en cuanto a la magnitud o al signo de los valores de masa correspondientes brindan pruebas del contenido de carbono incorrecto. - Es posible usar sistemas de monitoreo en las grandes plantas de combustión para verificar los factores de emisión y oxidación allí utilizados. - Algunos países estiman las emisiones a partir del combustible consumido y el contenido de carbono del combustible. En este caso, debe revisarse en forma frecuente el contenido de carbono de los combustibles.	- Si se utilizan factores de emisión específicos del país, el compilador debe compararlos con los factores por defecto del IPCC, y explicar y documentar las diferencias. - El compilador debe comparar los factores de emisión usados con los factores del nivel del sitio o de la planta, si están disponibles. Este tipo de comparación ofrece un indicio de lo razonable y representativo que es el factor nacional.
Evaluación de las mediciones directas	El compilador del inventario debe evaluar el control de calidad asociado con las mediciones del combustible del nivel de la planta utilizadas para calcular los factores de emisión y oxidación específicos del sitio. Si se establece que no hay un control de calidad suficiente asociado con las mediciones y el análisis usados para obtener el factor, puede cuestionarse el uso continuado del factor.	Si se usan mediciones directas, el compilador del inventario debe garantizar que se hagan según las prácticas de medición correctas, incluidos los procedimientos de GC/CC adecuados. Deben compararse las mediciones directas con los resultados obtenidos de la utilización de los factores por defecto del IPCC.
Captura de CO₂	Se debe declarar la captura de CO₂ solo cuando está relacionada con el almacenamiento a largo plazo. Deben controlarse las cantidades capturadas con la cantidad de CO₂ almacenada. El CO₂ declarado capturado no debe superar la cantidad de CO₂ almacenado más las emisiones fugitivas declaradas de la medida. La cantidad de CO₂ almacenado debe basarse en las mediciones de la cantidad inyectada en almacenamiento.	No aplicable
Revisión externa	El compilador debe efectuar una revisión que incluya expertos nacionales y partes interesadas en los diferentes campos relativos a las emisiones de las fuentes estacionarias, tales como: estadísticas de energía, eficiencias de combustión para diferentes sectores y tipos de equipos, uso del combustible y controles de contaminación. En los países en desarrollo, la revisión de los expertos de las emisiones surgidas de la combustión de biomasa resulta de especial importancia.	

Referencias

- Alstom Power Inc. (2001). 'Engineering feasibility and economics of CO₂ capture on an existing coal-fired power plant'. Report No. PPL-01-CT-09 to Ohio Dept. of Development, Columbus and US Dept. of Energy/NETL, Pittsburgh.
- Baggott, S.L., Brown, L., Milne, R., Murrells, T.P., Passant, N., Thistlethwaite, G. and Watterson, J.D. (2005). 'UK Greenhouse Gas Inventory, 1990 to 2003 - Annual report for submission under the Framework Convention on Climate Change'. National Environmental Technology Centre (Netcen), AEA Technology plc, Building 551, Harwell, Didcot, Oxon., OX11 0QJ, UK. AEAT report AEAT/ENV/R/1971. ISBN 0-9547136-5-6. The work formed part of the Global Atmosphere Research Programme of the Department for Environment, Food and Rural Affairs.
- Battacharya, S.C., Albina, D.O. and Salam, P. Abdul (2002). 'Emission factors of wood and charcoal-fired cookstoves'. *Biomass and Bioenergy*, **23**: 453-469
- Celik, F., Larson, E.D. and Williams R.H. (2005). 'Transportation fuel from coal with low CO₂ emissions.' Wilson, M., T. Morris, J. Gale and K. Thambimuthu (eds.), Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume II: Papers, Posters and Panel Discussion, Elsevier Science, Oxford UK (in press).
- CCP (2005). 'Economic and cost analysis for CO₂ capture costs in the CO₂ capture project, Scenarios'. In D.C. Thomas (Ed.), Volume 1 - Capture and separation of carbon dioxide from combustion Sources, Elsevier Science, Oxford, UK.
- Chen, C., Rao, A.B. and Rubin, E.S. (2003). 'Comparative assessment of CO₂ capture options for existing coal-fired power plants.' presented at the Second National Conference on Carbon Sequestration, Alexandria, VA, USA, 5-8 May.
- EPRI (1993). Technical Assessment Guide, Volume 1: Electricity Supply-1993 (Revision 7), Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, June.
- EIA (1999). 'Emissions of greenhouse gases in the United States of America'. (available at <http://www.eia.doe.gov/oiaf/1605/ggrpt>).
- Forest Products Laboratory (2004). Fuel value calculator, USDA Forest Service, Forest Products Laboratory, Pellet Fuels Institute, Madison. (Available at <http://www.fpl.fs.fed.us>)
- Gibbins, J., Crane, R.I., Lambropoulos, D., Booth, C., Roberts, C.A. and Lord (2005). 'Maximising the effectiveness of post-combustion CO₂ capture systems'. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume I: Peer Reviewed Papers and Overviews, E.S. Rubin, D.W. Keith, and C.F. Gilboy (eds.), Elsevier Science, Oxford, UK (in press).
- IEA GHG (2003). 'Potential for improvements in gasification combined cycle power generation with CO₂ capture', Report PH4/19, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK.
- IEA GHG (2004). 'Improvements in power generation with post-combustion capture of CO₂'. Report PH4/33, Nov. 2004, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK.
- Korhonen, S., Fabritius, M. and Hoffren, H. (2001), 'Methane and nitrous oxide emissions in the Finnish energy production.' Fortum publication Tech-4615. 36 pages.
(Available at <http://www.energia.fi/attachment.asp?Section=1354&Item=1691>)
- Kreutz, T., Williams, R., Chiesa, P. and Consonni, S. (2005). 'Co-production of hydrogen, electricity and CO₂ from coal with commercially ready technology'. Part B: Economic analysis, *International Journal of Hydrogen Energy*, **30** (7): 769-784.
- Larson, E.D. and Ren, T. (2003). 'Synthetic fuels production by indirect coal liquefaction'. *Energy for Sustainable Development*, VII(4), 79-102.
- Mitretek (2003). 'Hydrogen from coal.' Technical Paper MTR-2003-13, Prepared by D. Gray and G. Tomlinson for the National Energy Technology Laboratory, US DOE, April.
- Monni, S., Syri, S. and Savolainen, I. (2004). 'Uncertainties in the Finnish greenhouse gas emission inventory.' *Environmental Science & Policy*, **7**: 87-98.
- NETL (2002). 'Advanced fossil power systems comparison study.' Final report prepared for NETL by E.L. Parsons (NETL, Morgantown, WV), W.W. Shelton and J.L. Lyons (EG&G Technical Services, Inc., Morgantown, WV), December.

- NRC (2004). 'The hydrogen economy: opportunities, costs, barriers, and R&D needs'. Prepared by the Committee on Alternatives and Strategies for Future Hydrogen Production and Use, Board on Energy and Environmental Systems of the National Research Council, The National Academies Press, Washington, DC.
- Nsakala, N., Liljedahl, G., Marion, J., Bozzuto, C., Andrus H. and Chamberland R. (2003). 'Greenhouse gas emissions control by oxygen firing in circulating fluidised bed boilers.' Presented at the Second Annual National Conference on Carbon Sequestration. Alexandria, VA, May 5-8.
- Parsons Infrastructure & Technology Group, Inc. (2002). 'Updated cost and performance estimates for fossil fuel power plants with CO₂ removal.' Report under Contract No. DE-AM26-99FT40465 to U.S.DOE/NETL, Pittsburgh, PA, and EPRI, Palo Alto, CA., December.
- Pulles, T., and Heslinga, D. (2004). 'On the variability of air pollutant emissions from gas-fired industrial combustion plants.' *Atmospheric Environment*, 38(23): 3829 - 3840.
- Rao, A.B. and Rubin, E.S. (2002). 'A technical, economic, and environmental assessment of amine-based CO₂ capture technology for power plant greenhouse gas control'. *Environmental Science and Technology*, 36: 4467-4475.
- Radian Corporation (1990). 'Emissions and cost estimates for globally significant anthropogenic combustion sources of NO_x, N₂O, CH₄, CO, and CO₂.' Prepared for the Office of Research and Development, US Environmental Protection Agency, Washington, D.C., USA.
- Rubin, E.S., Rao, A.B. and Chen, C. (2005). 'Comparative assessments of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage.' Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume 1: Peer-Reviewed Papers and Overviews, E.S. Rubin, D.W. Keith and C.F. Gilboy (eds.), Elsevier Science, Oxford, UK (in press).
- Rypdal, K. (1999). 'An evaluation of the uncertainties in the national greenhouse gas inventory.' SFT Report 99:01. Norwegian Pollution Control Authority, Oslo, Norway
- Rypdal, K. and Winiwarter, W. (2001). 'Uncertainties in greenhouse gas emission inventories - evaluation, comparability and implications.' *Environmental Science & Policy*, 4: 107-116.
- Simbeck, D. (2002). 'New power plant CO₂ mitigation costs.' SFA Pacific, Inc., Mountain View, CA.
- Singh, D., Croiset, E. Douglas, P.L. and Douglas, M.A. (2003). 'Techno-economic study of CO₂ capture from an existing coal-fired power plant: MEA scrubbing vs. O₂/CO₂ recycle combustion.' *Energy Conversion and Management*, 44: 3073-3091.
- Smith K.R., Rasmussen, R.A., Manegdeg, F. and Apte, M. (1992). 'Greenhouse gases from small-scale combustion in developing countries: A Pilot Study in Manila.' EPA/600/R-92-005, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park.
- Smith K.R., M.A.K. Khalil, R.A. Rasmussen, M. Apte and F. Manegdeg (1993). 'Greenhouse gases from biomass fossil Fuels stoves in developing countries: a Manila Pilot Study.' *Chemosphere*, 26(1-4): 479-505.
- Smith, K.R., Uma, R., Kishore, V.V.N, Lata, K., Joshi, V., Zhang, J., Rasmussen, R.A. and Khalil, M.A.K. (2000). 'Greenhouse gases from small-scale combustion devices in developing countries, Phase IIa: Household Stoves in India.' U.S. EPA/600/R-00-052, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park.
- Thambimuthu, K., Soltanieh, M., Abanades, J.C., Allam, R., Bolland, O., Davison, J., Feron, P., Goede, F., Herrera, A., Iijima, M., Jansen, D., Leites, I., Mathieu, P., Rubin, E., Simbeck, D., Warmuzinski, K., Wilkinson, M., and Williams, R. (2005). Capture. In: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Tsupari, E., Tormonen, K., Monni, S., Vahlman, T., Kolsi, A. and Linna, V. (2006). Emission factors for nitrous oxide (N₂O) and methane (CH₄) from Finnish power and heating plants and small-scale combustion. VTT, Espoo, Finland. VTT Working Papers 43. (In Finnish with English summary). See website: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2006/W43.pdf>
- U.S. EPA (2005a), Plain English Guide to the Part 75 Rule, U.S. Environmental Protection Agency, Clear Air Markets Division, Washington, DC.
- Available at: http://www.epa.gov/airmarkets/monitoring/plain_english_guide_part75_rule.pdf

U.S. EPA (2005b). Air CHIEF, Version 12, EPA 454/C-05-001, U.S. Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards, Washington, DC.

Available at: [http:// http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/index.html](http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/index.html)

van Amstel, A., Olivier, J.G.J., Ruysenaars, P. (Eds.) (2000). 'Monitoring of greenhouse gases in the Netherlands: Uncertainty and Priorities for improvement' Proceedings of a National Workshop, Bilthoven, The Netherlands, 1 September 1999. WIMEK:RIVM report 773201 003, July

Winiwarter, W. and Rypdal, K. (2001). 'Assessing the uncertainty associated with a national greenhouse gas emission inventory: a case study for Austria.' *Atmospheric Environment*, 35: 5425-5440

Zhang, J., Smith, K.R., Ma, Y., Ye, S., Jiang, F., Qi, W., Liu, P., Khalil, M.A.K., Rasmussen, R.A. and Thorneloe, S.A. (2000). 'Greenhouse gases and other airborne pollutants from household stoves in China: A database for emission factors.' *Atmospheric Environment*, 34: 4537-4549.

CAPÍTULO 3

COMBUSTIÓN MÓVIL

Autores

Generalidades

Christina Davies Waldron (Estados Unidos)

Jochen Harnisch (Alemania), Oswaldo Lucon (Brasil), R. Scott McKibbin (Canadá), Sharon B. Saile (Estados Unidos), Fabian Wagner (Alemania), y Michael P. Walsh (Estados Unidos)

Transporte todo terreno

Christina Davies Waldron (Estados Unidos)

Jochen Harnisch (Alemania), Oswaldo Lucon (Brasil), R. Scott McKibbin (Canadá), Sharon Saile (Estados Unidos), Fabian Wagner (Alemania), y Michael Walsh (Estados Unidos)

Ferrocarriles

Christina Davies Waldron (Estados Unidos)

Jochen Harnisch (Alemania), Oswaldo Lucon (Brasil), R. Scott McKibbin (Canadá), Sharon B. Saile (Estados Unidos), Fabian Wagner (Alemania), y Michael P. Walsh (Estados Unidos)

Navegación marítima y fluvial

Lourdes Q. Maurice (Estados Unidos)

Leif Hockstad (Estados Unidos), Niklas Höhne (Alemania), Jane Hupe (OACI), David S. Lee (Reino Unido), y Kristin Rypdal (Noruega)

Aviación civil

Lourdes Q. Maurice (Estados Unidos)

Leif Hockstad (Estados Unidos), Niklas Höhne (Alemania), Jane Hupe (OACI), David S. Lee (Reino Unido), y Kristin Rypdal (Noruega)

Autores colaboradores

Transporte terrestre, transporte todo terreno y ferrocarriles

Manmohan Kapshe (India)

Navegación marítima y fluvial y aviación civil

Daniel M. Allyn (Estados Unidos) Maryalice Locke (Estados Unidos), Stephen Lukachko (Estados Unidos), y Stylianos Pesmajoglou (CMNUCC)

Índice

3	Combustión móvil	
3.1	Generalidades	3.8
3.2	Transporte terrestre	3.10
3.2.1	Cuestiones metodológicas	3.10
3.2.1.1	Elección del método	3.10
3.2.1.2	Elección de los factores de emisión	3.16
3.2.1.3	Elección de los datos de la actividad	3.25
3.2.1.4	Exhaustividad	3.28
3.2.1.5	Desarrollo de una serie temporal coherente	3.29
3.2.2	Evaluación de incertidumbre	3.29
3.2.3	Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario	3.30
3.2.4	Generación de informes y documentación	3.32
3.2.5	Cuadros para la generación de informes y hojas de trabajo	3.32
3.3	Transporte todo terreno	3.32
3.3.1	Cuestiones metodológicas	3.32
3.3.1.1	Elección del método	3.32
3.3.1.2	Elección de los factores de emisión	3.35
3.3.1.3	Elección de los datos de la actividad	3.36
3.3.1.4	Exhaustividad	3.37
3.3.1.5	Desarrollo de una serie temporal coherente	3.37
3.3.2	Evaluación de incertidumbre	3.38
3.3.2.1	Incertidumbre de los datos de la actividad	3.38
3.3.3	Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario	3.38
3.3.4	Generación de informes y documentación	3.39
3.3.5	Cuadros para la generación de informes y hojas de trabajo	3.39
3.4	Ferrocarriles	3.39
3.4.1	Cuestiones metodológicas	3.40
3.4.1.1	Elección del método	3.40
3.4.1.2	Elección de los factores de emisión	3.42
3.4.1.3	Elección de los datos de la actividad	3.44
3.4.1.4	Exhaustividad	3.45
3.4.1.5	Desarrollo de una serie temporal coherente	3.45
3.4.1.6	Evaluación de incertidumbre	3.45
3.4.2	Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario	3.46
3.4.3	Generación de informes y documentación	3.46
3.4.4	Cuadros para la generación de informes y hojas de trabajo	3.47
3.5	Navegación marítima y fluvial	3.47

3.5.1	Cuestiones metodológicas	3.47
3.5.1.1	Elección del método.....	3.47
3.5.1.2	Elección de los factores de emisión	3.50
3.5.1.3	Elección de los datos de la actividad	3.50
3.5.1.4	Militares.....	3.53
3.5.1.5	Exhaustividad	3.53
3.5.1.6	Desarrollo de una serie temporal coherente	3.53
3.5.1.7	Evaluación de incertidumbre	3.54
3.5.2	Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario	3.54
3.5.3	Generación de informes y documentación	3.55
3.5.4	Cuadros para la generación de informes y hojas de trabajo	3.55
3.5.5	Definiciones de los términos específicos.....	3.56
3.6	Aviación civil	3.56
3.6.1	Cuestiones metodológicas	3.57
3.6.1.1	Elección del método.....	3.57
3.6.1.2	Elección de los factores de emisión	3.64
3.6.1.3	Elección de los datos de la actividad	3.64
3.6.1.4	Aviación militar	3.66
3.6.1.5	Exhaustividad	3.68
3.6.1.6	Desarrollo de una serie temporal coherente	3.68
3.6.1.7	Evaluación de incertidumbre	3.69
3.6.2	Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario	3.69
3.6.3	Generación de informes y documentación	3.73
3.6.4	Cuadros para la generación de informes y hojas de trabajo	3.73
3.6.5	Definiciones de los términos específicos.....	3.74
Referencias		3.74

Ecuaciones

Ecuación 3.2.1	CO ₂ del transporte terrestre	3.12
Ecuación 3.2.2	CO ₂ procedente de los conversores en base a urea.....	3.12
Ecuación 3.2.3	Emisiones de Nivel 1 de CH ₄ y N ₂ O.....	3.13
Ecuación 3.2.4	Emisiones de Nivel 2 de CH ₄ y N ₂ O.....	3.13
Ecuación 3.2.5	Emisiones de Nivel 3 de CH ₄ y N ₂ O.....	3.15
Ecuación 3.2.6	Validación del consumo de combustible	3.26
Ecuación 3.3.1	Estimación de emisiones del Nivel 1.....	3.33
Ecuación 3.3.2	Estimación de emisiones del Nivel 2.....	3.33
Ecuación 3.3.3	Estimación de emisiones del Nivel 3.....	3.34
Ecuación 3.3.4	Emisiones procedentes de los conversores catalíticos en base a urea	3.35
Ecuación 3.4.1	Método general para las emisiones procedentes de las locomotoras.....	3.41
Ecuación 3.4.2	Método de Nivel 2 para el CH ₄ y N ₂ O procedente de las locomotoras.....	3.42
Ecuación 3.4.3	Ejemplo de Nivel 3 de método para el CH ₄ y N ₂ O procedente de las locomotoras	3.42
Ecuación 3.4.4	Ponderación de los factores de emisión de CH ₄ y N ₂ O para tecnologías específicas	3.43
Ecuación 3.4.5	Estimación del consumo de combustible de las locomotoras de maniobras	3.44
Ecuación 3.5.1	Ecuación para la navegación marítima y fluvial.....	3.47
Ecuación 3.6.1	(Ecuación para la aviación 1)	3.59
Ecuación 3.6.2	(Ecuación para la aviación 2)	3.59
Ecuación 3.6.3	(Ecuación para la aviación 3)	3.59
Ecuación 3.6.4	(Ecuación para la aviación 4)	3.59
Ecuación 3.6.5	(Ecuación para la aviación 5)	3.59

Figuras

Figura 3.2.1	Pasos para estimar las emisiones del transporte terrestre.....	3.11
Figura 3.2.2	Árbol de decisión para las emisiones de CO ₂ procedentes de la quema de combustible en los vehículos terrestres	3.11
Figura 3.2.3	Árbol de decisión para las emisiones de CH ₄ y N ₂ O de los vehículos terrestres	3.14
Figura 3.3.1	Árbol de decisión para estimar las emisiones procedentes de los vehículos todo terreno	3.34
Figura 3.4.1	Árbol de decisión para estimar las emisiones de CO ₂ procedentes de los ferrocarriles.....	3.40
Figura 3.4.2	Árbol de decisión para estimar las emisiones de CH ₄ y N ₂ O procedentes de los ferrocarriles.....	3.41
Figura 3.5.1	Árbol de decisión para las emisiones procedentes de la navegación marítima y fluvial	3.49
Figura 3.6.1	Árbol de decisión para estimar las emisiones procedentes de las aeronaves (aplicado a cada gas de efecto invernadero)	3.60
Figura 3.6.2	Estimación de las emisiones procedentes de las aeronaves con el método de Nivel 2	3.62

Cuadros

Cuadro 3.1.1	División detallada correspondiente al sector del transporte.....	3.8
Cuadro 3.2.1	Factores de emisión de CO_2 por defecto del transporte terrestre y rangos de incertidumbre ^a	3.16
Cuadro 3.2.2	Factores de emisión por defecto de N_2O y CH_4 del transporte terrestre y rangos de incertidumbre ^(a)	3.21
Cuadro 3.2.3	Factores de emisión de N_2O y CH_4 para los vehículos diesel y a gasolina de los Estados Unidos.....	3.22
Cuadro 3.2.4	Factores de emisión para los vehículos que funcionan con combustibles alternativos (mg/km).....	3.23
Cuadro 3.2.5	Factores de emisión para los vehículos diesel y a gasolina europeos (mg/km), modelo copert iv	3.24
Cuadro 3.3.1	Factores de emisión por defecto para las fuentes y maquinaria móviles todo terreno ^(a)	3.36
Cuadro 3.4.1	Factores de emisión por defecto para los combustibles más comunes usados para el transporte ferroviario.....	3.43
Cuadro 3.4.2	Factores de ponderación de contaminantes como funciones de los parámetros de diseño de motores para motores sin controlar (sin dimensión)	3.43
Cuadro 3.5.1	Estructura de la categoría de fuente	3.48
Cuadro 3.5.2	Factores de emisión del CO_2	3.50
Cuadro 3.5.3	Factores de emisión por defecto del CH_4 y N_2O procedentes de la navegación marítima y fluvial	3.50
Cuadro 3.5.4	Criterios para definir la navegación marítima y fluvial internacional o nacional (se aplican a cada segmento de un viaje con escala en más de dos puertos) *	3.51
Cuadro 3.5.5	Consumo promedio de combustible por tipo de motor (barcos >500 grt)	3.52
Cuadro 3.5.6	Factores de consumo de combustible, potencia total	3.52
Cuadro 3.6.1	Categorías de fuente.....	3.58
Cuadro 3.6.2	Requisitos de datos para los diferentes niveles	3.58
Cuadro 3.6.3	Correspondencia entre las aeronaves representativas y otros tipos de aeronaves	3.63
Cuadro 3.6.4	Factores de emisión del CO_2	3.64
Cuadro 3.6.5	Factores de emisión no CO_2	3.64
Cuadro 3.6.6	Criterios para definir la aviación internacional o de cabotaje (se aplican a cada etapa individual de los viajes con más de un aterrizaje y despegue).....	3.65
Cuadro 3.6.7	Factores de consumo de combustible para aeronaves militares	3.67
Cuadro 3.6.8	Consumo de combustible por hora de vuelo para aeronaves militares	3.67
Cuadro 3.6.9	Factores de emisión de Lto para aeronaves típicas	3.70
Cuadro 3.6.10	Factores de emisión de NO_x para diversas aeronaves a niveles de crucero	3.72

Recuadros

Recuadro 3.2.1	Ejemplos del uso del biocombustible en el transporte terrestre.....	3.18
Recuadro 3.2.2	Refinación de los factores de emisión para las fuentes móviles en los países en desarrollo .	3.20
Recuadro 3.2.3	Curvas de deterioro de los vehículos (desguase).....	3.28
Recuadro 3.2.4	Lubricantes en la combustión móvil.....	3.29
Recuadro 3.3.1	Modelo de emisiones Nonroad (usepa)	3.37
Recuadro 3.3.2	La experiencia canadiense con el modelo Nonroad	3.38
Recuadro 3.4.1	Ejemplo del método de Nivel 3	3.44

3 COMBUSTIÓN MÓVIL

3.1 GENERALIDADES

Las fuentes móviles producen emisiones de gases directos de efecto invernadero de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) procedentes de la quema de diversos tipos de combustible, así como varios otros contaminantes como el monóxido de carbono (CO), los compuestos orgánicos volátiles diferentes del metano (COVDM), el dióxido de azufre (SO₂), la materia particulada (PM) y los óxidos de nitrato (NO_x), que causan o contribuyen a la contaminación del aire local o regional. Este capítulo cubre la *buena práctica* en materia de desarrollo de estimaciones para los gases directos de efecto invernadero CO₂, CH₄, y N₂O. Para los gases indirectos de efecto invernadero y las sustancias precursoras CO, COVDM, SO₂, PM, y NO_x, véase el Volumen 1 Capítulo 7. Este capítulo no aborda las emisiones no energéticas procedentes del aire acondicionado móvil, que cubre el Volumen IPPU (Volumen 3, Capítulo 7).

Las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la combustión móvil se estiman más fácilmente por la actividad principal de transporte, es decir, terrestre, todo terreno, aéreo, ferrocarril y navegación marítima y fluvial. La descripción de fuente (Cuadro 3.1.1) muestra la diversidad de las fuentes móviles y el abanico de características que afectan los factores de emisión. El trabajo reciente ha actualizado y reforzado los datos. A pesar de estos avances, se requiere más trabajo para subsanar muchas brechas existentes en el conocimiento de las emisiones procedentes de ciertos tipos de vehículos y de los efectos del envejecimiento sobre el control catalítico de las emisiones producto de los vehículos terrestres. Igualmente, es posible que la información sobre los factores de emisión adecuados para el transporte terrestre en los países en desarrollo requiera un mayor refuerzo, puesto que allí la antigüedad de la flota, el mantenimiento, el contenido de azufre del combustible y los patrones de utilización difieren de aquellos de los países industrializados.

CUADRO 3.1.1 DIVISIÓN DETALLADA CORRESPONDIENTE AL SECTOR DEL TRANSPORTE				
Código y nombre			Explicación	
1 A 3	TRANSPORTE		Emisiones de la quema y evaporación de combustible para todas las actividades de transporte (a exclusión del transporte militar), independientemente del sector, especificado por las subcategorías que se presentan a continuación. Deben excluirse, lo máximo posible, las emisiones de combustible vendido a cualquier aeronave o nave marítima dedicada al transporte internacional (1 A 3 a j y 1 A 3 d i) de los totales y subtotales de esta categoría; se las debe declarar por separado.	
1 A 3	a	Aviación civil		Emisiones de la aviación civil internacional y de cabotaje, incluidos despegues y aterrizajes. Abarca el uso civil comercial de aviones, incluido: tráfico regular y charter para pasajeros y carga, taxis aéreos y aviación general. La división entre vuelos internacionales/de cabotaje debe determinarse en base a los lugares de salida y de llegada de cada etapa de vuelo y no por la nacionalidad de la línea aérea. Queda excluido el uso de combustible para transporte terrestre en los aeropuertos, que se declara en 1 A 3 e, Otros transportes. Quedan también excluidos los combustibles para quema estacionaria en aeropuertos; esto se declara en la categoría adecuada de combustión estacionaria.
1 A 3	a	i	Aviación internacional (Tanques de combustible internacional)	Emisiones de vuelos que salen desde un país y llegan a otro. Incluyen despegues y aterrizajes para estas etapas de vuelo. Se pueden incluir las emisiones de la aviación militar internacional como subcategoría separada de la aviación internacional, siempre y cuando se aplique la misma distinción en las definiciones y haya datos disponibles para respaldar la definición.
1 A 3	a	ii	Aviación de cabotaje	Emisiones del tráfico civil de cabotaje de pasajeros y de carga que aterriza y llega al mismo país (vuelos comerciales, privados, agrícolas, etc.), incluyendo despegues y aterrizajes para estas etapas de vuelo. Nótese que puede incluir viajes de considerable extensión entre dos aeropuertos de un país (p. ej., de San Francisco a Honolulu). Excluye los militares, que deben declararse en 1 A 5 b.
1 A 3	b	Transporte terrestre		Todas las emisiones de la quema y la evaporación que emanan del uso de combustibles en vehículos terrestres, incluido el uso de vehículos agrícolas sobre carreteras pavimentadas.
1 A 3	b	i	Automóviles	Emisiones de automóviles designados como tales en el país que los registra principalmente para el transporte de personas y habitualmente con una capacidad de 12 personas o menos.
1 A 3	b	i	1 Automóviles de pasajeros con catalizadores tridireccionales	Emisiones de automóviles para pasajeros con catalizadores de 3 vías
1 A 3	b	i	2 Automóviles de pasajeros sin catalizadores tridireccionales	Emisiones de automóviles para pasajeros sin catalizadores de 3 vías

CUADRO 3.1.1 (CONTINUACIÓN) DIVISIÓN DETALLADA CORRESPONDIENTE AL SECTOR DEL TRANSPORTE				
Código y nombre				Explicación
1 A 3	b	ii		<i>Camiones para servicio ligero</i> Emisiones de vehículos designados como tales en el país que los registra principalmente para el transporte de cargas ligeras o que están equipados con características especiales tales como tracción en las cuatro ruedas para operación fuera de carreteras. El peso bruto del vehículo suele oscilar entre los 3500 y los 3900 kg o menos.
1 A 3	b	ii	1	<i>Camiones para servicio ligero con catalizadores tridireccionales</i> Emisiones de camiones ligeros con catalizadores tridireccionales
1 A 3	b	ii	2	<i>Camiones para servicio ligero sin catalizadores tridireccionales</i> Emisiones de camiones ligeros sin catalizadores tridireccionales
1 A 3	b	iii		<i>Camiones para servicio pesado y autobuses</i> Emisiones de todos los vehículos designados como tales en el país en que están registrados. Habitualmente, el peso bruto del vehículo oscila entre los 3500 y los 3900 kg o más para camiones pesados y los autobuses están calificados para transportar a más de 12 personas.
1 A 3	b	iv		<i>Motocicletas</i> Emisiones de todo vehículo motorizado diseñado para viajar con no más de 3 ruedas en contacto con el pavimento y que pese menos de 680 kg.
1 A 3	b	v		<i>Emisiones por evaporación procedentes de vehículos</i> Aquí se incluyen las emisiones de vehículos por evaporación (p. ej., remojos calientes, pérdidas). Se excluyen las emisiones producidas al cargar combustible a los vehículos.
1 A 3	b	vi		<i>Catalizadores en base a urea</i> Emisiones de CO ₂ por el uso de aditivos en base a urea en conversores catalíticos (emisiones no combustivas).
1 A 3	c			Ferrocarriles Emisiones del transporte por ferrocarriles, tanto en rutas de tráfico de carga como de pasajeros.
1 A 3	d			Navegación marítima y fluvial Emisiones de combustibles usados para impulsar naves marítimas y fluviales, incluyendo aerodeslizadores y aliscafos, pero excluyendo naves pesqueras. La división entre rutas internacionales/nacionales debe determinarse en base a los puertos de salida y de llegada y no por la bandera o nacionalidad del barco.
1 A 3	d	i		<i>Navegación marítima y fluvial internacional (Tanques de combustible internacional)</i> Emisiones de combustibles usados por naves de todas las banderas que se dedican a la navegación internacional marítima y fluvial. La navegación internacional puede ser en mares, lagos internos o vías fluviales o por aguas costeras. Incluye las emisiones de viajes que salen desde un país y llegan a otro. Excluye el consumo de barcos pesqueros (véase Otros sectores – Pesca). Se pueden incluir las emisiones de la navegación marítima y fluvial militar internacional como subcategoría aparte de la navegación internacional, siempre y cuando se aplique la misma distinción en las definiciones y haya datos disponibles para respaldar la definición.
1 A 3	d	ii		<i>Navegación marítima y fluvial nacional</i> Emisiones de combustibles usados por barcos de todas las banderas que salen y llegan dentro de un mismo país (excluye la pesca, que debe declararse bajo 1 A 4 c iii y los viajes militares, que deben declararse en 1 a 5 b). Nótese que puede incluir viajes de considerable extensión entre dos puertos de un país (p. ej., de San Francisco a Honolulu).
1 A 3	e			Otro tipo de transporte Las emisiones por la quema de todas las demás actividades de transporte, incluidos el transporte por tuberías, las actividades terrestres en aeropuertos y puertos y las actividades en rutas no pavimentadas no declaradas en 1 A 4 c, Agricultura, o 1 A 2, Industrias manufactureras y construcción. El transporte militar debe declararse en 1 A 5 (véase 1 A 5, No especificado).
1 A 3	e	i		<i>Transporte por tuberías</i> Emisiones vinculadas a la quema de la operación de estaciones de bombeo y mantenimiento de tuberías. El transporte mediante tuberías incluye el transporte de gases, líquidos, desechos cloacales y otros productos básicos. Se excluye la distribución de gas natural o elaborado, agua, o vapor, desde el distribuidor a los usuarios finales, que deben declararse en 1 A 1 c ii o en 1 A 4 a.
1 A 3	e	ii		<i>Todo terreno</i> Emisiones de quema de Otros transportes, a exclusión del transporte por tuberías.
1 A 4	c	iii		<i>Pesca (combustión móvil)</i> Emisiones de combustible que se usa en pesca de cabotaje, costera y en alta mar. La pesca debe cubrir las naves de todas las banderas que hayan repostado en el país (incluida la pesca internacional).

CUADRO 3.1.1 (CONTINUACIÓN)				
DIVISIÓN DETALLADA CORRESPONDIENTE AL SECTOR DEL TRANSPORTE				
Código y nombre				Explicación
1 A 5	a		<i>Estacionaria no especificada</i>	Emisiones de quema de combustibles en fuentes estacionarias que no se hayan especificado en otro lugar.
1 A 5	b		<i>Móvil no especificada</i>	Emisiones móviles de vehículos y otras maquinarias, marina y aviación (que no se hayan incluido en 1 A 4 c ii o en ningún otro lugar). Incluye las emisiones procedentes del combustible entregado para la aviación y la navegación marítima y fluvial a las fuerzas militares del país, así como el combustible entregado dentro de ese país pero utilizado por las fuerzas militares de otros países no participantes.
			Operaciones multilaterales (Elemento recordatorio)	Operaciones multilaterales. Emisiones procedentes de los combustibles utilizados para la aviación y la navegación marítima y fluvial en las operaciones multilaterales, conforme a la Carta de las Naciones Unidas. Incluye las emisiones de combustible entregado a los militares del país y a los militares de otros países.

3.2 TRANSPORTE TERRESTRE

La categoría de fuentes móviles Transporte terrestre incluye todos los tipos de vehículos para servicio ligero, como automóviles y camiones para servicio ligero, y los vehículos para servicio pesado, como los tractores de remolque y los autobuses, y las motocicletas de ciudad (incluidos los ciclomotores, scooters y triciclos). Estos vehículos funcionan con muchos tipos de combustibles gaseosos y líquidos. Además de las emisiones procedentes de la quema de combustible, también se aborda en esta sección las emisiones asociadas con el uso del convertidor catalítico en los vehículos terrestres (p. ej., emisiones de CO₂ procedentes de los convertidores catalíticos que usan urea)¹.

3.2.1 Cuestiones metodológicas

Las metodologías fundamentales para estimar las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los vehículos terrestres, que se presentan en la Sección 3.2.1.1, no se han modificado desde la publicación de las *Directrices del IPCC de 1996* y la *GPG2000*, con la excepción de que, según se analiza en la Sección 3.2.1.2, los factores de emisión ahora presuponen la oxidación completa del combustible. Ello responde a la necesidad de garantizar la coherencia con el capítulo Combustión estacionaria de este Volumen. El método para estimar las emisiones de CO₂ de los convertidores catalíticos que utilizan urea, una fuente de emisiones, no fue abordado con anterioridad.

Las emisiones estimadas procedentes del transporte terrestre pueden basarse en dos conjuntos de datos independientes: combustible vendido (véase la sección 3.2.1.3) y los kilómetros recorridos por el vehículo. Si ambos conjuntos están disponibles, es importante comprobar que sean comparables, de lo contrario las estimaciones de los diferentes gases pueden resultar incoherentes. Se describe este paso (Figura 3.2.1) en las secciones 3.2.1.3 y 3.2.3. Es una *buena práctica* realizar este paso de validación si están disponibles los datos acerca de los kilómetros del vehículo.

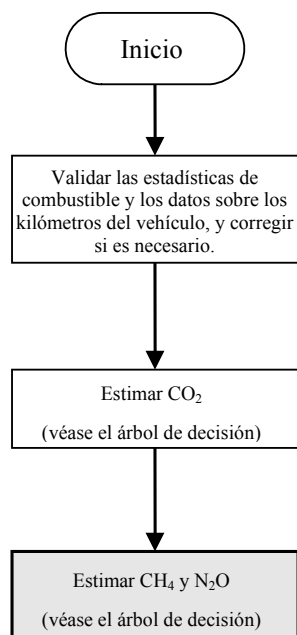
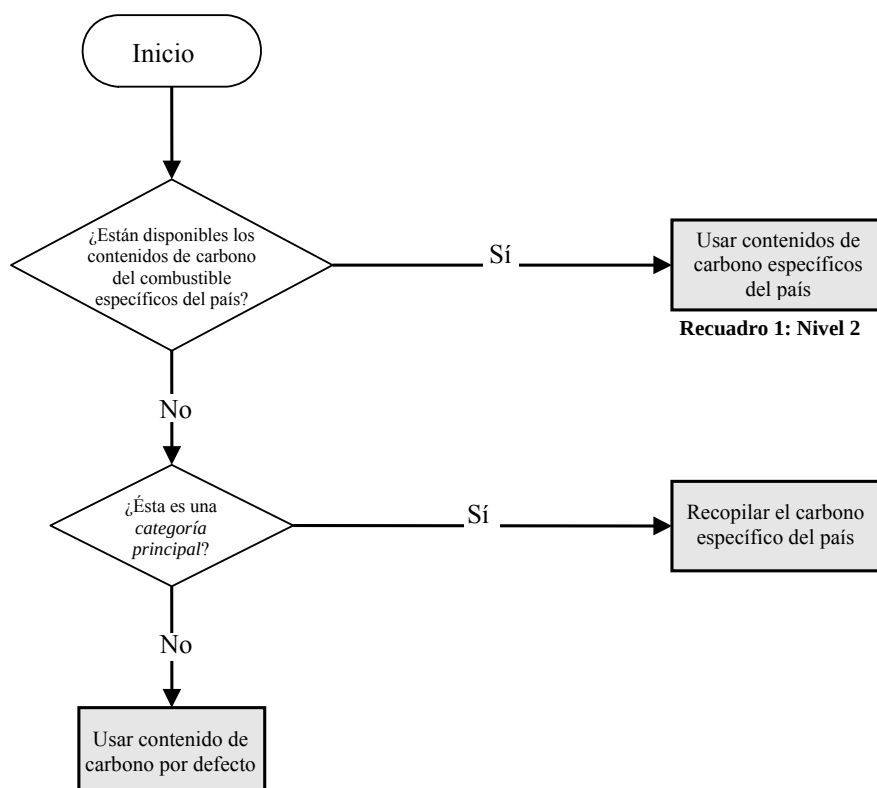
3.2.1.1 ELECCIÓN DEL MÉTODO

Es posible estimar las emisiones a partir del combustible consumido (representado por el combustible vendido) o la distancia recorrida por los vehículos. En general, el primer método (combustible vendido) es adecuado para el CO₂ y el segundo (distancia recorrida por tipo de vehículo y de carretera) es adecuado para el CH₄ y el N₂O.

EMISIONES DE CO₂

La mejor forma de calcular las emisiones de CO₂ es sobre la base de la cantidad y el tipo de combustible quemado (que se considera igual al combustible vendido, véase la sección 3.2.1.3) y su contenido de carbono. La Figura 3.2.2 muestra el árbol de decisión del CO₂ que guía la elección del método de Nivel 1 o 2. A continuación se define cada nivel.

¹ El consumo de urea para los convertidores catalíticos de los vehículos se relaciona directamente con el consumo y la tecnología de combustible del vehículo.

Figura 3.2.1 Pasos para estimar las emisiones del transporte terrestre**Figura 3.2.2 Árbol de decisión para las emisiones de CO₂ procedentes de la quema de combustible en los vehículos terrestres**

Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (principalmente la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

El método de Nivel 1 calcula las emisiones de CO₂ multiplicando el combustible estimado que se vende con un factor de emisión de CO₂ por defecto. Se representa el método en la Ecuación 3.2.1.

ECUACIÓN 3.2.1
CO₂ DEL TRANSPORTE TERRESTRE

$$Emisión = \sum_a [Combustible_a \cdot EF_a]$$

Donde:

Emisión	= Emisiones de CO ₂ (kg)
Combustible _a	= combustible vendido (TJ)
EF _a	= factor de emisión (kg/TJ). Es igual al contenido de carbono del combustible multiplicado por 44/12.
a	= tipo de combustible (p. ej., gasolina, diesel, gas natural, GLP, etc.)

El factor de emisión de CO₂ toma en cuenta todo el carbono del combustible, incluido el que se emite en forma de CO₂, CH₄, CO, COVDM y materia particulada². Todo carbono presente en el combustible derivado de la biomasa debe declararse como elemento informativo y no incluirse en los totales por sectores o nacionales, para evitar el cómputo doble, puesto que las emisiones netas de la biomasa ya se justifican en el sector AFOLU (véase la sección 3.2.1.4 Exhaustividad).

El método de Nivel 2 es igual al Nivel 1, con la excepción de que se utiliza el contenido de carbono específico del país del combustible vendido en el transporte terrestre. La Ecuación 3.2.1 aún se aplica, pero el factor de emisión se basa en el contenido real de carbono de los combustibles consumidos (según lo representa el combustible vendido) en el país, durante el año del inventario. En el Nivel 2, es posible ajustar los factores de emisión de CO₂ de forma de justificar el carbono sin oxidar o el carbono emitido como gas no CO₂.

No hay Nivel 3, puesto que no es posible producir resultados significativamente mejores para el CO₂ que utilizando el Nivel 2 existente. Para reducir las incertidumbres, los esfuerzos deben estar dirigidos al contenido de carbono y a mejorar los datos acerca del combustible vendido. Otro componente principal en materia de incertidumbre es el uso de combustible de transporte para fines no terrestres.

EMISIONES DE CO₂ PROCEDENTES DE LOS CATALIZADORES EN BASE A UREA

Para estimar las emisiones de CO₂ del uso de aditivos en base a urea en los conversores catalíticos (emisiones no combustivas), es una *buena práctica* usar la Ecuación 3.2.2:

ECUACIÓN 3.2.2
CO₂ PROCEDENTE DE LOS CONVERTIDORES EN BASE A UREA

$$Emisión = Actividad \cdot \frac{12}{60} \cdot Pureza \cdot \frac{44}{12}$$

Donde:

Emisiones	= Emisiones de CO ₂ del aditivo en base a urea de los conversores catalíticos (Gg CO ₂)
Actividad	= cantidad de aditivo basado en urea consumido para usar en conversores catalíticos (Gg)
Pureza	= la fracción de masa (= porcentaje dividido por 100) de urea en el aditivo basado en urea

El factor (12/60) captura la conversión estequiométrica de la urea (CO(NH₂)₂) al carbono, mientras que el factor (44/12) convierte el carbono en CO₂. En promedio, el nivel de actividad es de 1 a 3 por ciento de consumo de diesel por vehículo. Se puede tomar el treinta y dos coma cinco por ciento como pureza por defecto, en el caso de que no estén disponibles los valores específicos del país (Peckham, 2003). Puesto que lo dicho se basa en las propiedades de los materiales utilizados, no hay niveles para esta fuente.

EMISIONES DE CH₄ Y N₂O

Las emisiones de CH₄ y N₂O son más difíciles de estimar con exactitud que las del CO₂ porque los factores de emisión dependen de la tecnología del vehículo, del combustible y de las condiciones de uso. Tanto los datos de la actividad

² Las investigaciones efectuadas sobre los balances de masa de carbono para los automóviles y camiones a gasolina de servicio ligero de los Estados Unidos indican que «la fracción de carbono sólido (sin oxidar) es insignificante» USEPA (2004a). No se ocupó de los motores de dos tiempos ni de otros combustibles aparte de la gasolina. En la Sección 1.4.2.1 del volumen Energía, capítulo Introducción, se incluye un examen adicional de la hipótesis de oxidación del ciento por ciento.

basados en la distancia (p. ej., vehículo-kilómetros recorridos) como el consumo de combustible desagregado pueden ser considerablemente menos seguros que todo el combustible vendido.

Las emisiones de CH₄ y N₂O se ven significativamente afectadas por la distribución de los controles de emisión de la flota. De esta forma, los niveles superiores utilizan un método que toma en cuenta las poblaciones de diferentes tipos de vehículos y sus distintas tecnologías de control de la contaminación.

Aunque las emisiones de CO₂ del carbono biogénico no estén incluidas en los totales nacionales, la quema de biocombustibles en las fuentes móviles genera CH₄ y N₂O antropogénicos, que deben calcularse y declararse en las estimaciones de las emisiones.

El árbol de decisión de la Figura 3.2.3 presenta la elección del método para calcular las emisiones de CH₄ y N₂O. El compilador del inventario debe seleccionar el método sobre la base de la existencia y la calidad de los datos. Los niveles se definen en las ecuaciones correspondientes 3.2.3 a 3.2.5, que se presentan a continuación.

Es posible usar tres métodos alternativos para estimar las emisiones de CH₄ y N₂O de los vehículos terrestres: uno se basa en los kilómetros recorridos por el vehículo (KRV) y dos en el combustible vendido. El método de Nivel 3 exige datos detallados específicos del país para generar factores de emisión basados en la actividad para las subcategorías de vehículos, y puede incluir los modelos nacionales. El Nivel 3 calcula las emisiones multiplicando los factores de emisión por niveles de actividad del vehículo (p. ej., KRV) para cada subcategoría de vehículo y posible tipo de carretera. Las subcategorías de vehículos se basan en el tipo, la antigüedad y la tecnología de control de emisiones del vehículo. El método de Nivel 2 utiliza los factores de emisión basados en el combustible, específicos de las subcategorías de vehículos. Puede utilizarse el Nivel 1, que emplea factores de emisión basados en el combustible, si no es posible estimar el consumo de combustible por tipo de vehículo.

La ecuación correspondiente al método de Nivel 1 para estimar el CH₄ y N₂O de los vehículos terrestres puede expresarse de este modo:

ECUACIÓN 3.2.3
EMISIONES DE NIVEL 1 DE CH₄ Y N₂O

$$Emisión = \sum_a [Combustible_a \cdot EF_a]$$

Donde:

Emisiones	= emisión en kg
EF _a	= factor de emisión (kg/TJ)
Combustible _a	= combustible consumido, (TJ) (representado por el combustible vendido)
a	= tipo de combustible a (p. ej., diesel, gasolina, gas natural, GLP)

La Ecuación 3.2.3 correspondiente al método de Nivel 1 implica los siguientes pasos:

- Paso 1: determinar la cantidad de combustible consumido por tipo de combustible para el transporte terrestre, mediante datos nacionales o, como alternativa, fuentes de datos internacionales de la AIE o la ONU (deben declararse todos los valores en terajulios).
- Paso 2: para cada tipo de combustible, multiplicar la cantidad de combustible consumido por los factores de emisión por defecto de CH₄ y N₂O adecuados. Los factores de emisión por defecto pueden encontrarse en la Sección siguiente, 3.2.1.2 (Factores de emisión).
- Paso 3: las emisiones de cada contaminante se suman en todos los tipos de combustible.

La ecuación de emisión para el Nivel 2 es:

ECUACIÓN 3.2.4
EMISIONES DE NIVEL 2 DE CH₄ Y N₂O

$$Emisión = \sum_{a,b,c} [Combustible_{a,b,c} \cdot EF_{a,b,c}]$$

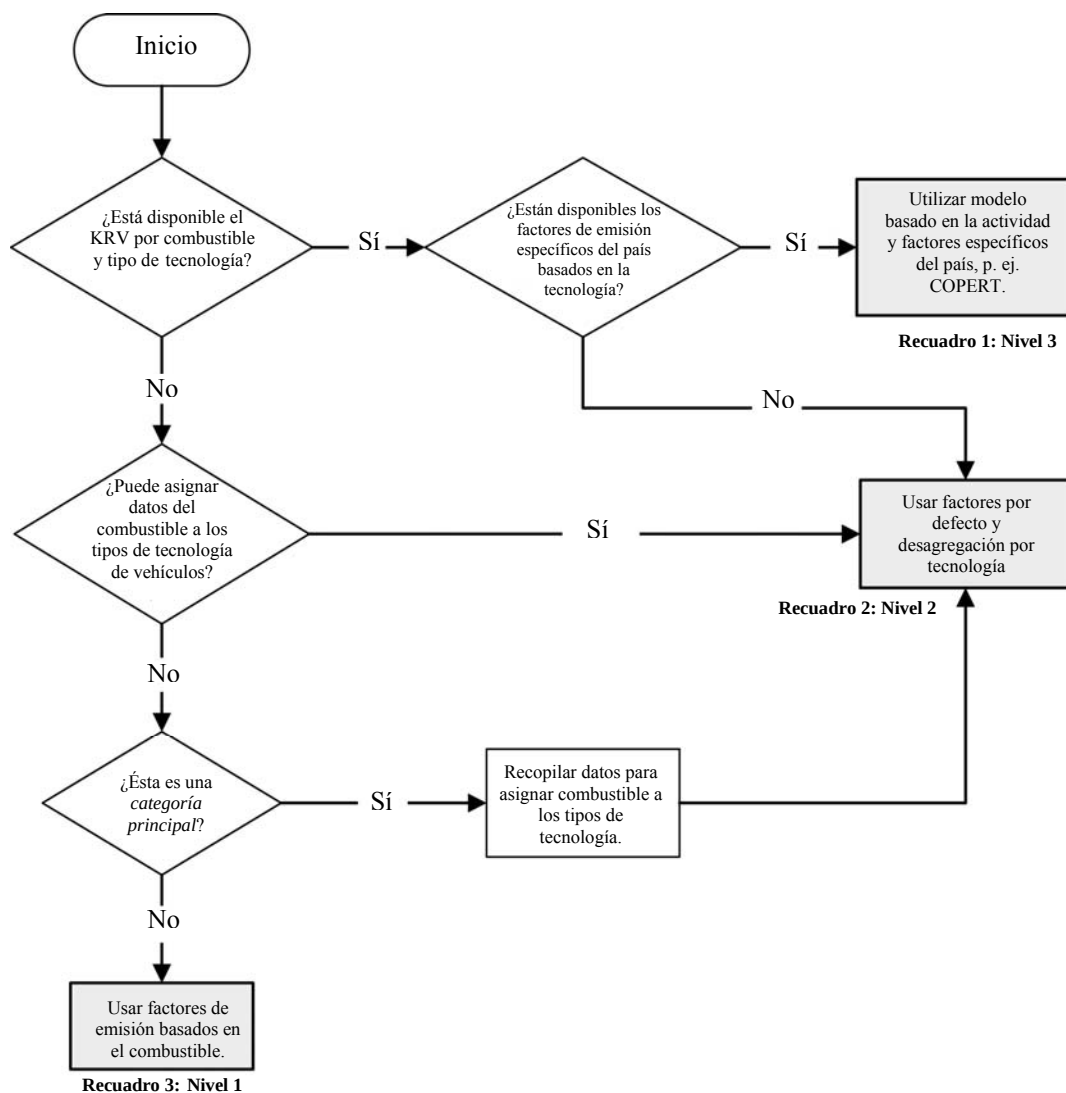
Donde:

Emisión	= emisión en kg
EF _{a,b,c}	= factor de emisión (kg/TJ)
Combustible _{a,b,c}	= combustible consumido (TJ) (representado por el combustible vendido) para una actividad de fuente móvil dada
a	= tipo de combustible a (p. ej., diesel, gasolina, gas natural, GLP)

b = tipo de vehículo

c = tecnología de control de emisiones (como convertor catalítico no controlado, etc.)

Figura 3.2.3 **Árbol de decisión para las emisiones de CH₄ y N₂O de los vehículos terrestres**



Notas:

1. Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (principalmente la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.
2. Se debe aplicar el árbol de decisión y la determinación de la *categoría principal* a las emisiones de metano y de óxido nítrico por separado.

El tipo de vehículo debe seguir la clasificación de declaración 1.A.3.b (de i a iv) (es decir, pasajeros, servicio ligero o servicio pesado para vehículos terrestres, motocicletas) y preferiblemente debe dividirse más por antigüedad del vehículo (p. ej., hasta 3 años, de 3 a 8 años, más de 8 años) para permitir la categorización de los vehículos por tecnología de control (p. ej., infiriendo la adopción de tecnología como función del año de instrumentación de la política). De ser posible, el tipo de combustible debe dividirse por contenido de azufre, para permitir delinear las categorías de vehículos según el sistema de control de emisiones, porque el funcionamiento de éste depende del uso de combustible bajo en azufre durante toda la vida útil del sistema³. Sin considerar este aspecto, se puede subestimar el CH₄. Se aplica a los Niveles 2 y 3.

La ecuación de emisión para el Nivel 3 es:

ECUACIÓN 3.2.5
EMISIONES DE NIVEL 3 DE CH₄ Y N₂O

$$Emisión = \sum_{a,b,c,d} [Distancia_{a,b,c,d} \cdot EF_{a,b,c,d}] + \sum_{a,b,c,d} C_{a,b,c,d}$$

Donde:

- Emisión = emisión de CH₄ o N₂O (kg)
- EF_{a,b,c,d} = factor de emisión (kg/km)
- Distancia_{a,b,c,d} = distancia recorrida (KRV) durante la fase de funcionamiento térmicamente estabilizado del motor, para una actividad de fuente móvil dada (km)
- C_{a,b,c,d} = emisiones durante la fase de calentamiento (arranque en frío) (kg)
- a = tipo de combustible (p. ej., diesel, gasolina, gas natural, GLP)
- b = tipo de vehículo
- c = tecnología de control de emisiones (como convertidor catalítico no controlado, etc.)
- d = condiciones de funcionamiento (p. ej., tipo de carretera urbana o rural, clima, u otros factores ambientales)

Quizá no sea posible dividir por tipo de carretera, en cuyo caso se debe omitir esta indicación. Muchas veces, se utilizan los modelos de emisiones como USEPA MOVES o MOBILE, el modelo COPERT de la AEMA (USEPA 2005a, USEPA 2005b, EEA 2005, respectivamente). Incluyen los modelos de flotas detallados que permiten considerar una gama de tipos de vehículos y tecnologías de control, así como modelos de flotas para estimar los KRV de estos tipos de vehículos. Los modelos de emisión pueden ayudar a garantizar la coherencia y la transparencia porque los procedimientos de cálculo pueden estar fijos en paquetes de software que pueden usarse. Es una *buena práctica* documentar claramente toda modificación efectuada a los modelos normalizados.

Se producen emisiones adicionales cuando los motores están fríos, lo que puede ser un aporte significativo al total de emisiones de los vehículos terrestres. Se los debe incluir en los modelos del Nivel 3. Se calculan las emisiones totales sumando las emisiones de las distintas fases, es decir, el funcionamiento del motor térmicamente estabilizado (caliente) y la fase de calentamiento (arranque en frío); Ecuación 3.2.5 anterior. El arranque en frío es el arranque del motor que se produce cuando la temperatura de éste se encuentra por debajo de la temperatura a la cual se activa el catalizador (límite ligero-apagado, alrededor de 300 °C) o antes de que el motor alcance su temperatura normal de funcionamiento para los vehículos no equipados con catalizador. Estos tienen emisiones más elevadas de CH₄ (así como de CO y HC). Los estudios han demostrado que la duración promedio aproximada del modo de arranque en frío es de 180 a 240 segundos. Por lo tanto, deben aplicarse los factores de emisión de arranque en frío solamente para esta fracción inicial del recorrido del vehículo (hasta 3 km aproximadamente) y luego deben aplicarse los factores de emisión corridos. Véase USEPA (2004b) y AEMA (2005a) para conocer más detalles. Es posible cuantificar las emisiones del arranque en frío de diferentes formas. El Cuadro 3.2.3 (USEPA 2004b) proporciona emisiones adicionales por arranque. Se añade a la emisión corrida y es preciso saber la cantidad de arranques por vehículo por año⁴. Puede derivarse a través del conocimiento de la longitud promedio del viaje. El modelo europeo COPERT tiene correcciones más complejas que dependen de la temperatura para el arranque en frío (AEMA 2000) para el metano.

³ Se aplica especialmente a los países en los que se venden combustibles con diferente contenido de azufre (p. ej. diesel «metropolitano»). Algunos sistemas de control (por ejemplo, los convertidores catalíticos con escape de diesel) necesitan combustibles ultra bajos en azufre (p. ej., diesel con 50 ppm de S o menos) para funcionar. Los niveles más altos de azufre deterioran esos sistemas y aumentan las emisiones de CH₄ así como los óxidos de nitrógeno, las partículas y los hidrocarburos. Los catalizadores deteriorados no convierten de forma eficaz los óxidos de nitrógeno en N₂, lo que podría provocar cambios en los índices de emisión de N₂O. También podría provocar un abastecimiento irregular y deficiente de combustible con alto contenido de azufre.

⁴ Este método simple de sumar el arranque en frío a la emisión corrida (= cantidad de arranques • factor de arranque en frío) supone que no se recorren más de 4 km por viaje.

Las ecuaciones 3.2.4 y 3.2.5 para los métodos de Nivel 2 y 3 implican los siguientes pasos:

- Paso 1: obtener o estimar la cantidad de combustible consumido por tipo de combustible para el transporte terrestre, usando los datos nacionales (deben declararse todos los valores en terajulios; véase también la Sección 3.2.1.3.)
- Paso 2: garantizar que se dividan los datos del combustible o de KRV en las categorías de vehículos y combustibles necesarias. Se debe tener en cuenta que, típicamente, las emisiones y la distancia recorrida cada año varían según la antigüedad del vehículo; los vehículos más antiguos suelen viajar menos pero pueden emitir más CH₄ por unidad de actividad. Algunos vehículos pueden estar convertidos para funcionar con otro combustible que no es el del diseño original.
- Paso 3: multiplicar la cantidad de combustible consumido (Nivel 2) o la distancia recorrida (Nivel 3) por tipo de vehículo o tecnología de control / vehículo por el factor de emisión adecuado a ese tipo. Es posible utilizar los factores de emisión presentados en la EFDB o en los Cuadros 3.2.3 a 3.2.5 como punto de partida. No obstante, se alienta al compilador del inventario a consultar otras fuentes de datos referidas en este capítulo o datos disponibles en el ámbito local, antes de determinar los factores adecuados de emisiones nacionales para una subcategoría determinada. Los programas establecidos de inspección y mantenimiento pueden ser una buena fuente de datos locales.
- Paso 4: para los métodos del Nivel 3, estimar las emisiones del arranque en frío.
- Paso 5: sumar las emisiones de todos los tipos de combustibles y vehículos, incluso para todos los niveles de control de emisiones, para determinar las emisiones totales procedentes del transporte terrestre.

3.2.1.2 ELECCIÓN DE LOS FACTORES DE EMISIÓN

Los compiladores del inventario deben seleccionar los factores de emisión por defecto (Nivel 1) o específicos del país (Nivel 2 y Nivel 3) sobre la base de la aplicación de los árboles de decisión que tienen en cuenta el tipo y el nivel de desagregación de los datos de la actividad disponibles para su país.

EMISIONES DE CO₂

Los factores de emisión de CO₂ se basan en el contenido de carbono del combustible y deben representar el 100 por ciento de oxidación del carbono combustible. Es una *buena práctica* seguir este método usando valores calóricos netos (VCN) específicos del país y datos del factor de emisión de CO₂, si es posible. El VCN por defecto de los combustibles y los factores de emisión de CO₂ (del Cuadro 3.2.1, a continuación) se presentan en los Cuadros 1.2 y 1.4, respectivamente, del capítulo Introducción de este Volumen, y pueden usarse si no están disponibles los datos específicos del país. Se alienta a los compiladores del inventario a consultar la Base de datos de factores de emisión del IPCC (EFDB, véase el Volumen 1) para conocer los factores de emisión aplicables. Es una *buena práctica* garantizar que los factores de emisión por defecto, si se los selecciona, sean adecuados a la calidad y a la composición del combustible local.

CUADRO 3.2.1 FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂ POR DEFECTO DEL TRANSPORTE TERRESTRE Y RANGOS DE INCERTIDUMBRE ^a			
Tipo de combustible	Por defecto (kg/TJ)	Inferior	Superior
Gasolina para motores	69 300	67 500	73 000
Gas/Diesel Oil	74 100	72 600	74 800
Gases licuados de petróleo	63 100	61 600	65 600
Queroseno	71 900	70 800	73 700
Lubricantes ^b	73 300	71 900	75 200
Gas natural comprimido	56 100	54 300	58 300
Gas natural licuado	56 100	54 300	58 300
Fuente: Cuadro 1.4 del capítulo Introducción del Volumen Energía. Notas: ^a Los valores representan el 100 por ciento de oxidación del contenido de carbono del combustible. ^b Véase el Recuadro 3.2.4 Lubricantes en la combustión móvil para obtener una orientación acerca de los usos de los lubricantes.			

En el Nivel 1, los factores de emisión deben suponer que el 100 por ciento del carbono presente en el combustible se oxida durante el proceso de combustión o inmediatamente después de éste (para todos los tipos de combustible de los

vehículos), independientemente de que se haya emitido el CO₂ como CO₂, CH₄, CO o COVDM, o como materia particulada. A niveles más altos, es posible ajustar los factores de emisión de CO₂ de forma de justificar el carbono sin oxidar o el carbono emitido como gas no CO₂.

EMISIONES DE CO₂ PROCEDENTES DE LOS BIOCOMBUSTIBLES

Se ha observado el uso de biocombustibles líquidos y gaseosos en las aplicaciones de combustión móvil (véase el Recuadro 3.2.1). Para abordar correctamente las emisiones relacionadas del biocombustible quemado en el transporte terrestre, deben utilizarse factores de emisión específicos del biocombustible, si están disponibles los datos de la actividad acerca del biocombustible. Las emisiones de CO₂ procedentes de la combustión del carbono biogénico de estos combustibles se tratan en el sector AFOLU y deben ser declaradas por separado, como elemento informativo. Para evitar el cómputo doble, el compilador debe determinar las proporciones de carbono fósil en contraposición al carbono biogénico de cualquier mezcla de combustible que se considere comercialmente pertinente y, por lo tanto, debe incluirse en el inventario.

Existen diversas opciones para el uso de biocombustibles líquidos y gaseosos en la combustión móvil (véase el Cuadro 1.1 del capítulo Introducción de este Volumen, para conocer las definiciones del biocombustible). Algunos biocombustibles tienen un uso comercial muy difundido en algunos países, impulsado por políticas específicas. Pueden usarse los biocombustibles como combustible puro o como aditivos a los combustibles fósiles comerciales comunes. El último método suele evitar la necesidad de efectuar modificaciones en el motor o volver a certificar los motores existentes para nuevos combustibles.

Para evitar el cómputo doble, la declaración excesiva o insuficiente de las emisiones de CO₂, es importante evaluar el origen del biocombustible, con el fin de identificar y distinguir la alimentación a procesos fósil de la biogénica⁵. Ello se debe a que las emisiones de CO₂ procedentes de los biocombustibles se declaran por separado como elemento informativo, para evitar el cómputo doble, puesto que ya se trata el tema en el Volumen AFOLU. Puede reconocerse la porción de carbono biogénico en el combustible refinando los datos de la actividad (*p. ej.*, restando la cantidad de entradas no fósiles del biocombustible quemado o de la mezcla de biocombustible) o los factores de emisión (*p. ej.*, multiplicando el factor de emisión fósil por su fracción en el biocombustible quemado o en la mezcla de biocombustible, para obtener un nuevo factor de emisión), pero no ambas posibilidades simultáneamente. Si el consumo nacional de estos combustibles es comercialmente significativo, los flujos de carbono biogénico y fósil deben justificarse con exactitud, para evitar así el cómputo doble con los procesos de refinación y petroquímicos o el sector de desechos (reconocer la posibilidad del cómputo doble o de la omisión de, por ejemplo el gas de vertedero o del aceite de cocina de desecho como biocombustible). Debe evitarse el cómputo doble o la omisión del gas de vertedero o del aceite de cocina de desecho como biocombustible.

CH₄ Y N₂O

Los índices de emisión de CH₄ y N₂O dependen principalmente de la combustión y de la tecnología de control de emisiones presentes en los vehículos; por lo tanto, los factores de emisión por defecto basados en el combustible, que no especifican la tecnología del vehículo, son muy inciertos. Aunque no haya datos nacionales disponibles sobre las distancias recorridas por tipo de vehículo, se alienta a los compiladores a usar factores de emisión de nivel más alto y a calcular los datos de distancia recorrida por los vehículos sobre la base de los datos nacionales de utilización de combustible para el transporte terrestre y un valor supuesto de economía de combustible (véase la sección 3.2.1.3 Elección de los datos de la actividad) para obtener la orientación relacionada.

Si las emisiones de CH₄ y N₂O procedentes de las fuentes móviles no son una *categoría principal*, pueden utilizarse los factores de emisión por defecto de CH₄ y N₂O presentados en el Cuadro 3.2.2 si no hay disponibles datos nacionales. Al utilizar estos valores por defecto, los compiladores del inventario deben recordar los valores supuestos de economía de combustible utilizados para conversiones de unidades y las categorías representativas de vehículos utilizadas como base de los factores por defecto (véanse las notas del cuadro para conocer las hipótesis específicas).

Es una *buena práctica* garantizar que los factores de emisión por defecto, si se seleccionan, representen mejor la calidad/composición del combustible local y la tecnología de control de emisiones o de combustión. Si se incluyen los biocombustibles en las estimaciones nacionales de uso del combustible para el transporte terrestre, deben usarse factores de emisión específicos del biocombustible e incluirse las emisiones correspondientes de CH₄ y N₂O en los totales nacionales.

Puesto que los índices de emisión de CH₄ y N₂O dependen principalmente de la tecnología de combustión y control de emisiones presente, deben utilizarse los factores de emisión específicos de la tecnología, si las emisiones de CH₄ y N₂O procedentes de las fuentes móviles son una *categoría principal*. Los Cuadros 3.2.3 y 3.2.5 presentan los factores de emisión de Nivel 2 y 3 potencialmente aplicables de los respectivos datos estadounidenses y europeos. Además,

⁵ Por ejemplo, el biodiésel producido a partir del metanol de carbón con sustancias animales para alimentación a procesos tiene una fracción de combustible fósil diferente de cero y, por lo tanto, su balance de carbono no es totalmente neutro. El etanol procedente de la fermentación de los productos agrícolas generalmente es puramente biogénico (balance de carbono neutro), excepto en algunos casos, como el metanol derivado del combustible fósil. Los productos que fueron sometidos a una mayor transformación química pueden contener cantidades sustanciales de carbono fósil que varía de alrededor de 5 a 10 por ciento en el metanol usado para la producción de biodiésel hasta 46 por ciento en etil-terciario-butil-éter (ETBE) del isobuteno fósil (ADEME/DIREM, 2002). Algunos procesos pueden generar subproductos biogénicos como glicol o glicerina, que pueden usarse en otras aplicaciones.

Estados Unidos desarrolló factores de emisión para algunos vehículos que funcionan con combustibles alternativos (Cuadro 3.2.4). La EFDB del IPCC y la bibliografía científica también pueden aportar factores de emisión (o modelos de estimación de emisiones estándar) que pueden usar los compiladores, si corresponde a las circunstancias nacionales.

RECUADRO 3.2.1
EJEMPLOS DEL USO DEL BIOCOMBUSTIBLE EN EL TRANSPORTE TERRESTRE

Entre los ejemplos del uso del biocombustible en el transporte terrestre se incluyen:

- El etanol típicamente se produce mediante la fermentación de la caña de azúcar, remolachas, granos, maíz o papas. Puede usarse neto (ciento por ciento, Brasil) o mezclado con gasolina en diversos volúmenes (5 a 12 por ciento en Europa y Norteamérica, 10 por ciento en la India, mientras que el 25 por ciento es común en Brasil). La porción biogénica del etanol puro es del ciento por ciento.
- El biodiésel es un combustible hecho a partir de la transesterificación de los aceites vegetales (p. ej., bagazo, soja, mostaza, girasol), grasas animales o aceites de cocina reciclados. Es no tóxico, biodegradable y básicamente sin azufre, y se puede utilizar en cualquier motor diésel en forma pura (B100 o Biodiésel solo) o en una mezcla con diésel de petróleo (B2 y B20, que contienen 2 y 20 por ciento de biodiésel por volumen). El B100 puede contener 10 por ciento de carbono fósil del metanol (hecho con gas natural) usado en el proceso de esterificación.
- Se utiliza el etil-terciario-butil-éter (ETBE) como componente de mezcla de alto octanaje de la gasolina (p. ej., en Francia y España en mezclas de hasta 15 por ciento de contenido). La fuente más común es la eterificación del etanol de la fermentación de remolachas, granos y papas con isobuteno fósil.
- La biomasa gaseosa (gas de vertedero, gas de digestión de lodos cloacales y otro biogás) producida por la digestión anaeróbica de la materia orgánica a veces es utilizada en algunos países europeos (p. ej., Suecia y Suiza). El gas de vertedero y el gas del lodo actualmente son fuentes comunes de biomasa gaseosa.

Otros potenciales biocombustibles comerciales futuros para usar en la combustión móvil incluyen los derivados de la biomasa lignocelulósica. Los materiales lignocelulósicos de alimentación a procesos incluyen la paja del cereal, la biomasa maderera, el *stover* de maíz (hojas y tallos secos) o granos energéticos similares. Una variedad de diversos procesos de extracción y transformación permiten producir más combustibles biogénicos (p. ej., metanol, dimetil-éter (DME), y metil-tetrahydrofurano (MTHF)).

Es una *buena práctica* seleccionar o desarrollar un factor de emisión basado en todos los criterios siguientes:

- Tipo de combustible (gasolina, diésel, gas natural), considerando, de ser posible, la composición del combustible (los estudios han demostrado que reducir el nivel de azufre del combustible puede traducirse en reducciones significativas de las emisiones de N_2O ⁶)
- Tipo de vehículo (es decir, automóviles de pasajeros, camiones para servicio ligero, camiones para servicio pesado, motocicletas)
- La tecnología de control de emisiones, que tome en cuenta la presencia y el desempeño (p. ej., como función de la antigüedad) de los conversores catalíticos (p. ej., los catalizadores típicos convierten los óxidos de nitrógeno en N_2 , y el CH_4 en CO_2). Díaz *et al* (2001) declara la eficacia de conversión del catalizador para los hidrocarburos totales (THC), de los cuales el CH_4 es un componente, de 92 (+/- 6) por ciento en una flota de 1993 a 1995. El deterioro considerable de los catalizadores con una acumulación de kilometraje relativamente alta; específicamente, los niveles de THC se mantuvieron constantes hasta los 60 000 kilómetros aproximadamente, luego aumentaron un 33 por ciento hasta llegar a una cifra comprendida entre 60 000 y 100 000 kilómetros.
- La repercusión de las condiciones de uso (p. ej., velocidad, condiciones de la carretera y patrones de conducción, que afectan la economía del combustible y el desempeño de los sistemas del vehículo)⁷.
- La consideración de que las estimaciones del factor de emisión de un combustible alternativo tiende a conllevar un alto grado de incertidumbre, dado el amplio abanico de tecnologías de motores y los pequeños tamaños de las muestras asociados con los estudios existentes⁸.

⁶ CMNUCC (2004)

⁷ Lipman y Delucchi (2002) proporcionan datos y explicaciones sobre el efecto de las condiciones de uso sobre las emisiones de CH_4 y N_2O .

⁸ Algunas referencias útiles sobre los biocombustibles se encuentran disponibles en Beer *et al* (2000), CONCAWE (2002).

La sección siguiente proporciona un método para desarrollar factores de emisión del CH₄ a partir de los valores de THC. Los programas bien documentados de inspección y mantenimiento (I/M) pueden brindar una fuente de datos nacionales para los factores de emisión por combustible, modelo y año, así como los índices de acumulación de kilometraje anual. Aunque algunos programas de I/M pueden tener solamente disponibles los factores de emisión para los vehículos nuevos y los contaminantes locales del aire (a veces denominados contaminantes regulados, p. ej., NO_x, PM, COVDM, THC), quizá sea posible derivar los factores de emisión del CH₄ o N₂O a partir de estos datos. Puede calcularse el factor de emisión del CH₄ como la diferencia entre los factores de emisión de los THC y los COVDM. En muchos países, las emisiones de CH₄ procedentes de los vehículos no se miden en forma directa. Son una fracción de los THC, que se obtiene más comúnmente mediante mediciones de laboratorio. USEPA (1997) y Borsari (2005) y CETESB (2004 & 2005) proporcionan factores de conversión para declarar las emisiones de hidrocarburos en diferentes formas. Sobre la base de estas fuentes, pueden utilizarse los siguientes cocientes de CH₄ a THC para desarrollar los factores de emisión del CH₄ a partir de datos de THC específicos del país⁹:

- gasolina para 2 tiempos: 0,9 por ciento,
- gasolina para 4 tiempos: 10 a 25 por ciento,
- diésel: 1,6 por ciento,
- GPL: 29,6 por ciento,
- vehículos a gas natural: 88,0 a 95,2 por ciento,
- gasohol E22: 24,3 a 25,5 por ciento y
- etanol hidratado E100: 26,0 a 27,2 por ciento.

Algunos programas de I/M pueden recopilar datos sobre los evaporativos, que pueden suponerse iguales a los COVDM.¹⁰ Estudios recientes y en curso han investigado la relación existente entre las emisiones de N₂O y NO_x. Puede haber datos útiles disponibles a través de este trabajo¹¹.

Es posible refinar aún más los factores si hay datos locales extra disponibles (p. ej., sobre las velocidades promedio de conducción, el clima, la altitud, los dispositivos de control de contaminación o las condiciones de la carretera), por ejemplo, escalando los factores de emisión para reflejar las circunstancias nacionales; multiplicando por un factor de ajuste (p. ej., congestión del tránsito o carga considerable). Se establecen los factores de emisión tanto para el CH₄ como para el N₂O no solamente durante una prueba de manejo de cumplimiento representativa, sino que se prueba específicamente en condiciones de marcha y de arranque en frío. De esta forma, los datos recopilados sobre los patrones de conducción de un país (basados en la relación de arranques y distancias de marcha) pueden usarse para ajustar los factores de emisión para el CH₄ y el N₂O. Aunque se ha demostrado que la temperatura ambiente repercute sobre los contaminantes locales del aire, existe una investigación limitada acerca de los efectos de la temperatura sobre el CH₄ y el N₂O (USEPA 2004b). Véase el Recuadro 3.2.2 para obtener información sobre la refinación de los factores de emisión para las fuentes móviles en los países en desarrollo.

⁹ Gamas et. al. (1999) y Díaz, et.al (2001) declaran datos de THC medidos para una variedad de antigüedades de vehículos y tipos de combustibles.

¹⁰ IPCC (1997).

¹¹ Para los vehículos de motores ligeros y automóviles de pasajeros, las proporciones de N₂O/NO_x obtenidas en la bibliografía varían de 0,10 a 0,25 (Lipmann and Delucchi, 2002 and Behrentz, 2003).

RECUADRO 3.2.2**REFINACIÓN DE LOS FACTORES DE EMISIÓN PARA LAS FUENTES MÓVILES EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO**

En algunos países en desarrollo, quizá deban alterarse los índices de emisión estimados por kilómetro recorrido para dar lugar a las circunstancias nacionales, entre las que pueden incluirse:

- Variaciones tecnológicas: en muchos casos, debido a la manipulación de los sistemas de control de emisiones, la adulteración del combustible, o simplemente la antigüedad del vehículo, algunos vehículos pueden funcionar sin convertor catalítico. En consecuencia, las emisiones de N_2O pueden ser bajas y las de CH_4 pueden ser altas cuando no hay convertidores catalíticos presentes o si no funcionan correctamente. Díaz *et al* (2001) proporciona información sobre los valores de THC para la Ciudad de México y la eficiencia del convertor catalítico como función de la antigüedad y del kilometraje, y este capítulo también ofrece una orientación sobre el desarrollo de los factores de CH_4 a partir de los datos de THC.

- Carga del motor: debido a la densidad del tránsito o a la topografía que supone un desafío, la cantidad de aceleraciones y desaceleraciones que encuentra un vehículo local puede ser significativamente mayor que la de un viaje correspondiente en los países en los que se desarrollaron los factores de emisión. Sucede cuando estos países tienen redes bien establecidas de control de carreteras y del tránsito. Una mayor carga del motor puede tener correlación con emisiones mayores de CH_4 y N_2O .

- Composición del combustible: la calidad deficiente del combustible y el contenido elevado o variable de azufre puede afectar negativamente el funcionamiento de los motores y la eficiencia de conversión de los dispositivos de control de emisiones posteriores a la combustión, como ser los convertidores catalíticos. Por ejemplo, se ha demostrado que los índices de emisión de N_2O aumentan con el contenido de azufre de los combustibles (CMNUCC, 2004). No se conocen los efectos del contenido de azufre sobre las emisiones de CH_4 . Los datos de la refinería pueden indicar las cantidades de producción en una escala nacional.

La Sección 3.2.2 Evaluación de incertidumbre proporciona información sobre la forma de desarrollar estimaciones de incertidumbre para los factores de emisión correspondientes al transporte terrestre.

Más información sobre los factores de emisión para los países en desarrollo se encuentra disponible a través de Mitra *et al.* (2004).

CUADRO 3.2.2
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO DE N₂O Y CH₄ DEL TRANSPORTE TERRESTRE Y RANGOS DE INCERTIDUMBRE ^(a)

Tipo de combustible / Categoría representativa de vehículo	CH ₄ (kg/TJ)			N ₂ O (kg/TJ)		
	Por defecto	Inferior	Superior	Por defecto	Inferior	Superior
Gasolina para motores – sin controlar ^(b)	33	9,6	110	3,2	0,96	11
Gasolina para motores – catalizador de oxidación ^(c)	25	7,5	86	8,0	2,6	24
Gasolina para motores – vehículo para servicio ligero con poco kilometraje, modelo 1995 o más nuevo ^(d)	3,8	1,1	13	5,7	1,9	17
Gas / Diesel Oil ^(e)	3,9	1,6	9,5	3,9	1,3	12
Gas natural ^(f)	92	50	1 540	3	1	77
Gas licuado de petróleo ^(g)	62	na	na	0.2	na	na
Etanol, camiones Estados Unidos ^(h)	260	77	880	41	13	123
Etanol, automóviles, Brasil ⁽ⁱ⁾	18	13	84	na	na	na

Fuentes: USEPA (2004b), AEMA (2005a), TNO (2003) y Borsari (2005) CETESB (2004 & 2005) con las hipótesis que se presentan a continuación. Se derivaron los rangos de incertidumbre de los datos incluidos en Lipman y Delucchi (2002), con excepción del etanol en los automóviles.

(a) Con excepción de los automóviles que funcionan con GLP y etanol, los valores por defecto se derivan de las fuentes indicadas con los valores VCN declarados en el capítulo Introducción del volumen Energía, los valores de densidad declarados por la Administración de Información de Energía de Estados Unidos; y los siguientes valores de consumo de combustible supuestos y representativos: 10 km/l para los vehículos con motores para gasolina; 5 km/l para los vehículos diesel; 9 km/l para los vehículos a gas natural (se supone que es equivalente a los vehículos a gasolina); 9 km/l para los vehículos que funcionan con etanol. Si están disponibles los valores reales y representativos de la economía del combustible, se recomienda utilizarlos con los datos de uso total de combustible, para estimar los datos totales de distancias recorridas, que luego deben multiplicarse por los factores de emisión del Nivel 2 para N₂O y CH₄.

(b) El valor por defecto sin controlar de la gasolina para motores se basa en el valor de USEPA (2004b) para un vehículo ligero a gasolina de los Estados Unidos (automóvil): sin controlar, convertido con los valores y las hipótesis descritos en la nota (a) del cuadro. Si las motocicletas representan una parte significativa de la población nacional de vehículos, los compiladores del inventario deben ajustar hacia abajo el factor de emisión por defecto dado.

(c) Gasolina para motores: el valor por defecto del catalizador de oxidación de los vehículos ligeros se basa en el valor de USEPA (2004b) para un vehículo ligero a gasolina de los Estados Unidos (automóvil): catalizador de oxidación, convertido con los valores y las hipótesis descritos en la nota (a) del cuadro. Si las motocicletas representan una parte significativa de la población nacional de vehículos, los compiladores del inventario deben ajustar hacia abajo el factor de emisión por defecto dado.

(d) Gasolina para motores: el valor por defecto de los vehículos ligeros modelo 1995 o más nuevos se basa en el valor de USEPA (2004b) para un vehículo ligero a gasolina de los Estados Unidos (automóvil): Nivel 1, convertido con los valores y las hipótesis descritos en la nota (a) del cuadro. Si las motocicletas representan una parte significativa de la población nacional de vehículos, los compiladores del inventario deben ajustar hacia abajo el factor de emisión por defecto dado.

(e) El valor diesel por defecto se basa en el valor de la AEMA (2005a) para un camión pesado diesel europeo, convertido con los valores y las hipótesis descritos en la nota (a) del cuadro.

(f) Los valores por defecto e inferiores del gas natural se basaron en un estudio de TNO (2003), realizado usando vehículos europeos y ciclos de pruebas en los Países Bajos. Hay mucha incertidumbre para el N₂O. La USEPA (2004b) tiene un valor por defecto de 350 kg CH₄/TJ y 28 kg N₂O/TJ para un automóvil de GNC de Estados Unidos, convertido usando los valores y las hipótesis descritos en la nota (a) del cuadro. Los límites superior e inferior también fueron tomados de USEPA (2004b).

(g) El valor por defecto para las emisiones de metano del GLP, considerando para un valor de calefacción bajo de 50 MJ/kg y se obtuvo 3,1 g CH₄/kg GLP de TNO (2003). No se proporcionaron rangos de incertidumbre.

(h) El valor por defecto del etanol se basa en el valor de la USEPA (2004b) para un camión pesado a etanol de Estados Unidos, convertido con los valores y las hipótesis descritos en la nota (a) del cuadro.

(i) Datos obtenidos en vehículos brasileños por Borsari (2005) y CETESB (2004 & 2005). Para los modelos 2003 nuevos, el mejor caso es: 51,3 kg THC/TJ combustible y 26,0 por ciento de CH₄ en THC. Para los vehículos de 5 años de antigüedad: 67 kg THC/TJ combustible y 27,2 por ciento de CH₄ en THC. Para los de 10 años de antigüedad: 308 kg THC/TJ combustible y 27,2 por ciento de CH₄ en THC.

CUADRO 3.2.3 FACTORES DE EMISIÓN DE N ₂ O Y CH ₄ PARA LOS VEHÍCULOS DIESEL Y A GASOLINA DE LOS ESTADOS UNIDOS					
Tipo de vehículo	Tecnología de control de emisiones	N ₂ O		CH ₄	
		En marcha (caliente)	Arranque en frío	En marcha (caliente)	Arranque en frío
		mg/km	mg/arranque	mg/km	mg/arranque
Vehículo ligero a gasolina (automóvil)	Vehículo de bajas emisiones (LEV, del inglés, <i>Low Emission Vehicle</i>)	0	90	6	32
	Catalizador tridireccional avanzado	9	113	7	55
	Catalizador tridireccional inicial	26	92	39	34
	Catalizador de oxidación	20	72	82	9
	Catalizador de no oxidación	8	28	96	59
	Sin controlar	8	28	101	62
Vehículo ligero diesel (automóvil)	Avanzada	1	0	1	-3
	Moderada	1	0	1	-3
	Sin controlar	1	-1	1	-3
Camión ligero a gasolina	Vehículo de bajas emisiones	1	59	7	46
	Catalizador tridireccional avanzado	25	200	14	82
	Catalizador tridireccional inicial	43	153	39	72
	Catalizador de oxidación	26	93	81	99
	Catalizador de no oxidación	9	32	109	67
	Sin controlar	9	32	116	71
Camión ligero diesel	Avanzada y moderada	1	-1	1	-4
	Sin controlar	1	-1	1	-4
Vehículo pesado a gasolina	Vehículo de bajas emisiones	1	120	14	94
	Catalizador tridireccional avanzado	52	409	15	163
	Catalizador tridireccional inicial	88	313	121	183
	Catalizador de oxidación	55	194	111	215
	Catalizador de no oxidación	20	70	239	147
	Vehículo pesado a gasolina – sin controlar	21	74	263	162
Vehículo pesado diesel	Todos: avanzado, moderado o sin controlar	3	-2	4	-11
Motocicletas	Catalizador de no oxidación	3	12	40	24
	Sin controlar	4	15	53	33
Fuente: USEPA (2004b). Notas: ^a Se han redondeado estos datos para obtener números enteros. ^b Los factores de emisión negativos indican que un vehículo que arranca en frío produce menos emisiones que uno que arranca en caliente o calienta en marcha. ^c Una base de datos de factores de emisión que dependen de la tecnología basada en datos europeos se encuentra disponible en la herramienta COPERT en http://vergina.eng.auth.gr/mech0/lat/copert/copert.htm. ^d Debido a los límites de hidrocarburo total de Europa, las emisiones de CH₄ de los vehículos europeos pueden ser inferiores a los valores indicados de los Estados Unidos (Heeb, et. al., 2003) ^e Se midieron estos «arranques en frío» a una temperatura ambiente de 20 °C a 30°C.					

CUADRO 3.2.4 FACTORES DE EMISIÓN PARA LOS VEHÍCULOS QUE FUNCIONAN CON COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS (mg/km)		
Tipo de vehículo Tecnología de control del vehículo	Factor de emisión de N₂O	Factor de emisión de CH₄
Vehículos para servicio ligero		
Metanol	39	9
GNC	27 - 70	215 - 725
GPL	5	24
Etanol	12 - 47	27 - 45
Vehículos para servicio pesado		
Metanol	135	401
GNC	185	5 983
GNL	274	4 261
GPL	93	67
Etanol	191	1227
Autobuses		
Metanol	135	401
GNC	101	7 715
Etanol	226	1 292
Fuentes: USEPA 2004c y Borsari (2005) CETESB (2004 & 2005).		

CUADRO 3.2.5										
FACTORES DE EMISIÓN PARA LOS VEHÍCULOS DIESEL Y A GASOLINA EUROPEOS (mg/km), MODELO COPERT IV										
Tipo de vehículo	Combustible	Tecnología de vehículo/ Clase	Factores de emisión de N ₂ O (mg/km)				Factores de emisión de CH ₄ (mg/km)			
			Urbano		Rural	Autopista	Urbano		Rural	Autopista
			Frío	Caliente			Frío	Caliente		
Automóvil para pasajeros	Gasolina	pre-Euro	10	10	6,5	6,5	201	131	86	41
		Euro 1	38	22	17	8,0	45	26	16	14
		Euro 2	24	11	4,5	2,5	94	17	13	11
		Euro 3	12	3	2,0	1,5	83	3	2	4
		Euro 4	6	2	0,8	0,7	57	2	2	0
	Diesel	pre-Euro	0	0	0	0	22	28	12	8
		Euro 1	0	2	4	4	18	11	9	3
		Euro 2	3	4	6	6	6	7	3	2
		Euro 3	15	9	4	4	7	3	0	0
		Euro 4	15	9	4	4	0	0	0	0
	GPL	pre-ECE	0	0	0	0	80		35	25
		Euro 1	38	21	13	8				
		Euro 2	23	13	3	2				
		Euro 3 y posterior	9	5	2	1				
Vehículos para servicio ligero	Gasolina	pre-Euro	10	10	6,5	6,5	201	131	86	41
		Euro 1	122	52	52	52	45	26	16	14
		Euro 2	62	22	22	22	94	17	13	11
		Euro 3	36	5	5	5	83	3	2	4
		Euro 4	16	2	2	2	57	2	2	0
	Diesel	pre-Euro	0	0	0	0	22	28	12	8
		Euro 1	0	2	4	4	18	11	9	3
		Euro 2	3	4	6	6	6	7	3	2
		Euro 3	15	9	4	4	7	3	0	0
		Euro 4	15	9	4	4	0	0	0	0
Camión pesado y autobús	Gasolina	Todas las tecnologías	6		6	6	140		110	70
		GVW<16t	30		30	30	85		23	20
	Diesel	GVW>16t	30		30	30	175		80	70
		Autobuses urbanos y autocares	30		30	30	175		80	70
	GNC	pre-Euro 4	n.a.				5400			
Euro 4 y posterior (incl. EEV)		900								
Bicicleta con motor	Gasolina	<50 cm ³	1		1	1	219		219	219
		>50 cm ³ 2 tiempos	2		2	2	150		150	150
		>50 cm ³ 4 tiempos	2		2	2	200		200	200
Notas:										
1 Comunicación personal: Ntziachristos, L., y Samaras, Z., (2005), LAT (2005) y TNO (2002).										
2 El factor de emisiones urbanas se divide en frías y calientes para los automóviles de pasajeros y los camiones ligeros. El factor de emisiones frías es pertinente para los viajes que comienzan con el motor a temperatura ambiente. Una asignación típica del kilometraje anual de un automóvil para pasajeros en las distintas condiciones de conducción podría ser: 0,3/0,1/0,3/0,3 para fría urbana, caliente urbana, rural y autopista, respectivamente.										
3 También se proponen factores de emisión para los automóviles de pasajeros para vehículos ligeros en los casos en los que no existe más información detallada.										
4 El contenido de azufre de la gasolina tiene un efecto acumulativo y uno inmediato sobre las emisiones de N ₂ O. Los factores de emisión para los automóviles a gasolina para pasajeros corresponden a los combustibles en el período de registro de las diferentes tecnologías y a una flota de vehículos de ~50 000 km de kilometraje promedio.										
5 También se espera que los factores de emisión de N ₂ O y CH ₄ para los vehículos pesados y las bicicletas con motor dependan de la tecnología del vehículo. No obstante, no existe información experimental adecuada para cuantificar este efecto.										
6 Los factores de emisión de N ₂ O de los automóviles para pasajeros diesel y GLP son propuestos por TNO (2002). El incremento en las emisiones diesel de N ₂ O con el mejoramiento de la tecnología puede ser bastante incierto pero también es coherente con los avances en los sistemas de tratamiento posterior usados en los motores diesel (catalizadores nuevos, SCR-DeNO _x).										

3.2.1.3 ELECCIÓN DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Pueden proporcionarse los datos de la actividad por consumo de combustible o por kilómetros recorridos por el vehículo (KRV). Se pueden usar los datos adecuados de KRV para controlar los inventarios de arriba hacia abajo.

CONSUMO DE COMBUSTIBLE

Las emisiones procedentes de los vehículos terrestres deben atribuirse al país en el que se vende el combustible; por lo tanto, los datos de consumo de combustible deben reflejar el combustible que se vende dentro del territorio nacional. Esos datos acerca de la energía suelen estar disponibles en el organismo nacional de estadísticas. Además de los datos acerca del combustible vendido, recopilados en el ámbito nacional, los compiladores del inventario deben recopilar los datos de la actividad correspondientes a otros combustibles utilizados en ese país, que presentan distribuciones menores y que no son parte de las estadísticas nacionales (es decir, combustibles que no se consumen en forma masiva, incluidos los pertenecientes a los mercados nicho, como el gas natural comprimido o los biocombustibles). Estos datos también suelen estar disponibles a través del organismo nacional de estadísticas o se los puede justificar en procesos de recolección de impuestos aparte. Para los métodos de Nivel 3, los modelos MOBILE o COPERT pueden ayudar a desarrollar los datos de la actividad.

Es una *buena práctica* controlar los siguientes factores (como mínimo), antes de usar los datos del combustible vendido:

- ¿Los datos del combustible se relacionan solamente con los vehículos de carretera o incluyen también los todo terreno? Las estadísticas nacionales pueden declarar el combustible total del transporte, sin especificar el consumido por actividades en carretera o fuera de ella. Es importante garantizar que los datos de utilización del combustible para los vehículos terrestres excluyan el utilizado para los vehículos todo terreno o la maquinaria (véase la Sección 3.3, Transporte todo terreno). Los combustibles pueden gravarse de forma diferente, según el uso al que están destinados. Un sondeo de combustible gravado para carretera puede brindar un indicio de la cantidad de combustible vendido para uso en la carretera. Típicamente, la flota de vehículos usados en la carretera y las ventas de combustible asociadas con ésta se documentan mejor que la población y actividad de vehículos todo terreno. Debe tenerse en cuenta este hecho al desarrollar las estimaciones de emisión.
- ¿Se incluye el uso del combustible agrícola? Parte de dicho uso puede ser estacionario, mientras que otra parte se destina a las fuentes móviles. No obstante, gran parte no se destina al uso en la carretera y no debe incluirse aquí.
- ¿Se utiliza el combustible vendido para el transporte para otros fines (p. ej., como combustible de calderas estacionarias) o viceversa? Por ejemplo, en los países en los que el queroseno está subsidiado por debajo de su precio para la calefacción y cocina residenciales, las estadísticas nacionales pueden asignar el consumo de queroseno asociado al sector residencial, aunque puedan haberse mezclado cantidades sustanciales de éste y consumido con los combustibles para el transporte.
- ¿Cómo se contabilizan los biocombustibles?
- ¿Cómo se declaran y contabilizan los combustibles mezclados? La contabilización de las mezclas oficiales (p. ej., agregado del 25 por ciento de etanol en la gasolina) en los datos de la actividad es directa, pero si la adulteración o la manipulación de los combustibles (p. ej., los solventes usados en la gasolina, el queroseno y el combustible diesel) predominan en un país, deben aplicarse los ajustes adecuados a los datos del combustible, cuidando de evitar el cómputo doble.
- ¿Las estadísticas se ven afectadas por el turismo de combustible?
- ¿Existe un contrabando de combustible significativo?
- ¿Cómo se declara el uso de lubricantes como aditivos en los combustibles de 2 tiempos? Puede estar incluido en el uso de combustible para el transporte terrestre o declararse por separado como lubricante (véase el Recuadro 3.2.4.).

Se sugieren dos métodos alternativos para separar el uso del combustible en la carretera del uso ajeno a ésta.

(1) Para cada tipo principal de combustible, debe estimarse el combustible usado por cada tipo de vehículo terrestre de los datos de kilómetros recorridos por vehículo. La diferencia que existe entre este total de vehículos terrestres y el consumo aparente se atribuye al sector todo terreno; o

(2) La misma estimación específica del combustible del punto (1) se complementa con una estimación de abajo hacia arriba estructurada de forma similar del uso del combustible fuera de la carretera, a partir del conocimiento de los tipos de equipos no viales y su utilización. El consumo aparente en el sector del transporte luego se desagrega según el tipo de vehículo y el sector todo terreno, en proporción a las estimaciones de abajo hacia arriba.

Según las circunstancias nacionales, los compiladores del inventario quizá deban ajustar las estadísticas nacionales acerca del uso del combustible para el transporte terrestre, para evitar una declaración por encima o por debajo de los valores reales de las emisiones procedentes de los vehículos terrestres. Es una *buena práctica* ajustar las estadísticas de ventas nacionales de combustible, para garantizar que los datos usados reflejen el uso en la carretera. En aquellos casos en los que sea necesario este ajuste, es una *buena práctica* hacer la verificación cruzada con los demás sectores correspondientes, para garantizar que todo combustible eliminado de las estadísticas de la carretera se añada al sector correcto, o viceversa.

A modo de validación, y si hay disponibles datos sobre la distancia recorrida (véase a continuación los kilómetros recorridos por los vehículos), es una *buena práctica* estimar el uso de los combustibles a partir de los datos sobre las distancias recorridas. El primer paso (Ecuación 3.2.6) consiste en estimar el combustible consumido por tipo de vehículo i y tipo de combustible j .

ECUACIÓN 3.2.6 VALIDACIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE $\text{Combustible estimado} = \sum_{i,j,t} [\text{Vehículos}_{i,j,t} \bullet \text{Distancia}_{i,j,t} \bullet \text{Consumo}_{i,j,t}]$
--

Donde:

Combustible estimado	= uso total del combustible estimado a partir de los datos de distancias recorridas (KRV) (1)
Vehículos _{i,j,t}	= cantidad de vehículos del tipo i que utilizan combustible j en el tipo de carretera t
Distancia _{i,j,t}	= kilómetros anuales recorridos por vehículo de tipo i , que usan combustible j en la carretera del tipo t (km)
Consumo _{i,j,t}	= consumo promedio de combustible (l/km) por vehículos de tipo i que utilizan combustible j en las carreteras del tipo t
i	= tipo de vehículo (p. ej., automóvil, autobús)
j	= tipo de combustible (p. ej., gasolina para motores, diesel, gas natural, GLP)
t	= tipo de carretera (p. ej., urbana, rural)

Si no hay datos disponibles sobre la distancia recorrida en diferentes tipos de carretera, debe simplificarse esta ecuación quitando la « t » del tipo de carretera. También son posibles las estimaciones más detalladas, incluso con el combustible adicional usado durante la fase de arranque en frío.

Es una *buena práctica* comparar las estadísticas de combustible vendido usadas en el método de Nivel 1 con el resultado de la ecuación 3.2.6. Otra *buena práctica* es considerar las posibles diferencias y determinar qué datos tienen mayor calidad. Excepto en algunos casos (p. ej., grandes cantidades de combustible vendido para usos fuera de la carretera, contrabando masivo de combustible), las estadísticas de venta de combustible tienden a ser más fiables. Esto ofrece un control de calidad importante. Las diferencias significativas entre los resultados de dos métodos pueden indicar que uno o ambos conjuntos de estadísticas pueden tener errores y que es necesario un análisis ulterior. En la Sección 3.2.3, Garantía de calidad/control de calidad (GC/CC) del inventario, se presenta una lista de los campos de investigación que deben abordarse al conciliar las estadísticas de venta de combustible con los datos sobre los kilómetros recorridos por el vehículo.

Los datos acerca de las distancias recorridas por los vehículos, por tipo y combustible, son pilares importantes para los cálculos de nivel superior de las emisiones de CH₄ y N₂O procedentes del transporte terrestre. Por ello, quizá sea necesario ajustar los datos de la distancia recorrida para que sean coherentes con los de combustible vendido, antes de proceder a estimar las emisiones de CH₄ y N₂O. Tiene una importancia especial en los casos en los que la discrepancia entre el uso estimado del combustible (Ecuación 3.2.6) y el combustible vendido estadístico es significativa en comparación con las incertidumbres existentes en las estadísticas de combustible vendido. Los compiladores del inventario deberán decidir a su criterio la mejor forma de ajustar los datos relativos a la distancia recorrida. Se puede hacer proporcionalmente al mismo factor de ajuste aplicado a todos los tipos de vehículos y de carreteras o, en los casos en los que se juzga que algunos datos son más exactos, pueden aplicarse diferentes ajustes a los diferentes tipos de vehículos y de carreteras. Un ejemplo del último caso puede ser aquél en el que los datos relativos al recorrido de los vehículos en las principales autopistas se considera razonablemente conocido y, por otra parte, el tránsito rural se mide de forma deficiente. Sea como fuere, los ajustes efectuados por cuestiones de elección del factor de ajuste y los antecedentes, así como otros controles deben documentarse y revisarse muy bien.

KILÓMETROS RECORRIDOS POR LOS VEHÍCULOS (KRV)

Mientras que es posible usar los datos del combustible en el Nivel 1 para el CH₄ y N₂O, los niveles superiores también necesitan los kilómetros recorridos por los vehículos (KRV) por tipo de vehículo, de combustible y quizá hasta por tipo de carretera.

Muchos países recopilan, miden o de otro modo estiman los KRV. Muchas veces es a través de sondeos de muestra que contabilizan los vehículos que pasan por ciertos puntos fijos. Estos sondeos pueden ser automáticos o manuales y contar los vehículos por tipo. Es posible que haya diferencias entre la clasificación de vehículos utilizada en los cálculos y otros datos (p. ej., clases de impuestos) que también aportan datos sobre las cantidades de vehículos. Además, es improbable que diferencien entre los vehículos similares que utilizan distintos

combustibles (p. ej., automóviles diésel y a gasolina). A veces también se recopila información más detallada (p. ej., velocidades de los vehículos y cantidades), en especial si se realizó una planificación más detallada del tránsito. Quizá esté disponible únicamente para una municipalidad y no para todo el país. A partir de este conteo del tránsito, las autoridades del transporte pueden hacer estimaciones de los KRV totales recorridos en un país. Son formas alternativas de determinar el kilometraje los sondeos directos de los propietarios de vehículos (particulares y comerciales) y el uso de los registros administrativos para los vehículos comerciales, cuidando de contabilizar los registros desactualizados pertenecientes los vehículos desguazados (el Recuadro 3.2.3 presenta un método para estimar las flotas restantes).

Si se estiman los KRV en un país, es una *buena práctica* usar estos datos, en especial para validar los datos de ventas de combustible (véase la sección 3.2.1.4).

OTROS PARÁMETROS.

Si las emisiones de CH₄ o N₂O procedentes del transporte terrestre son una *categoría principal*, es una *buena práctica* obtener más información sobre los parámetros que influyen sobre los factores de emisión, para garantizar que los datos de la actividad sean compatibles con el factor de emisión de Nivel 2 o 3 aplicable. Para ello, se requieren datos de la actividad más desagregados, para instrumentar la Ecuación 3.2.3 o 3.2.5:

- La cantidad de combustible consumido (en terajulios) por tipo de combustible (todos los niveles);
- para cada tipo de combustible, la cantidad de combustible (o KRV conducido) que consume cada tipo de vehículo representativo (p. ej., vehículos terrestres para pasajeros, ligeros o pesados), preferiblemente con categorías de antigüedad (Niveles 2 y 3) y
- la tecnología de control de emisiones (p. ej., catalizadores tridireccionales) (Niveles 2 y 3).
- También puede resultar posible recopilar datos de KRV por tipo de carretera (p. ej., urbana, rural, autopista)

Si se desconoce la distribución del uso de combustible por tipo de vehículo y combustible, puede estimarse a partir de la cantidad de vehículos por tipo. Si no se conoce la cantidad de vehículos por tipo y por combustible, puede estimarse a partir de las estadísticas nacionales (véase a continuación).

La tecnología del vehículo, que suele estar vinculada directamente al modelo y al año del vehículo, afecta las emisiones de CH₄ y N₂O. Por lo tanto, para los métodos de Nivel 2 y 3, deben agruparse los datos de la actividad sobre la base de las tecnologías de control de emisiones del fabricante del equipo original (OEM, del inglés, *Original Equipment Manufacturer*) adecuadas a los tipos de vehículos de la flota. La distribución de la flota por antigüedad ayuda a estratificarla, primero por antigüedad y después por clases de tecnología. Si la distribución no está disponible, cabe usar curvas de deterioro del vehículo para estimar la vida útil de éste y, en consecuencia, la cantidad de vehículos que permanecen en servicio, sobre la base de la cantidad que se introduce anualmente (véase el Recuadro 3.2.3).

Además, si es posible, debe determinarse (por estimaciones o partiendo de las estadísticas nacionales) la distancia total recorrida (es decir, KRV) por cada tipo de tecnología de vehículo (Nivel 3). Si no están disponibles los datos de KRV, se los puede estimar sobre la base del consumo de combustible y los valores supuestos de la economía del combustible nacional. Para estimar los KRV por medio de los datos de uso del combustible para el transporte terrestre, deben convertirse los datos del combustible en unidades de volumen (litros) y luego multiplicar el total de tipo de combustible por un valor supuesto de economía de combustible, que sea representativo de la población vehicular nacional para ese tipo de combustible (km/l).

Si se utiliza el método de Nivel 3 y están disponibles las estadísticas de KRV nacionales, el consumo de combustible asociado a estas cifras de distancias recorridas debe calcularse y agregarse por combustible, para su comparación con las cifras nacionales del balance de energía. Al igual que el método de Nivel 2, para el Nivel 3 se sugiere continuar subdividiendo cada tipo de vehículo en clases sin controlar y principales de tecnología de control de emisiones. Se debe tener en cuenta que, típicamente, las emisiones y la distancia recorrida cada año varían según la antigüedad del vehículo; los vehículos más antiguos suelen viajar menos pero pueden emitir más CH₄ y N₂O por unidad de actividad. Algunos vehículos, en especial en los países en desarrollo, pueden estar convertidos para funcionar con otro combustible que no es el del diseño original.

Para instrumentar el método de Nivel 2 o 3, deben derivarse los datos de la actividad de numerosas fuentes posibles. Los programas de inspección y mantenimiento (I/M) de vehículos, si están en marcha, pueden aportar datos sobre los índices anuales de acumulación de kilometraje. Los registros nacionales de otorgamiento de licencias para vehículos pueden aportar información sobre la flota (cantidad de vehículos por modelo-año por región) y hasta pueden registrar el kilometraje acumulado entre una renovación de licencia y otra. Entre otras fuentes para desarrollar datos de la actividad se incluyen los registros de ventas, importación y exportación de vehículos.

Como alternativa, es posible estimar las existencias de vehículos a partir de la cantidad de importaciones y ventas de vehículos nuevos por tipo, combustible, año y modelo. Pueden estimarse las poblaciones de vehículos que permanecen en servicio aplicando curvas de desguase o pérdida.

Los métodos de nivel superior que implican una estimación de las emisiones de arranque en frío exigen conocer la cantidad de puestas en marcha. Se las puede derivar de la distancia total recorrida y de la longitud promedio del viaje.

Típicamente, se obtiene a través de sondeos de tránsito. Suelen recopilarse estos datos para estudios locales o de tránsito, para la planificación del transporte.

RECUADRO 3.2.3 CURVAS DE DETERIORO DE LOS VEHÍCULOS (DESGUASE)

Es posible usar las curvas de deterioro (desguase) para ajustar los datos obtenidos de las estadísticas de la flota, sobre la base de las patentes de licencia de los vehículos, en las que los vehículos más antiguos están fuera de servicio pero siguen registrados en los libros oficiales, lo que lleva a la estimación de las emisiones por encima de los valores reales. Se las aproxima por las funciones de Gompertz que limitan la antigüedad máxima del vehículo.

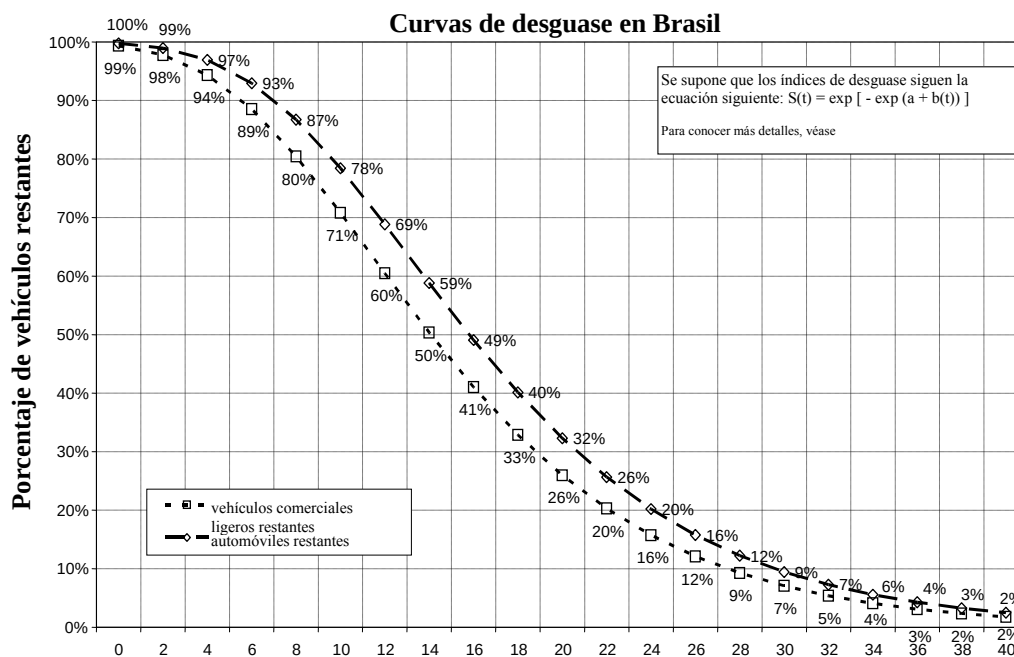
En el caso del Brasil, se utilizó la antigüedad máxima de los vehículos de 40 años para la comunicación nacional de gases de efecto invernadero (MCT, 2002 y

http://www.mct.gov.br/clima/comunic_old/veicul03.htm)

con la curva de desguase de Gompertz en forma de S ilustrada en este recuadro, Función de desguase de vehículos. Petrobrás proporcionó esta curva, que actualmente utilizan los organismos ambientales para los inventarios de emisiones. La porción de vehículos desguazados de antigüedad t se define por la ecuación $S(t) = \exp[-\exp(a + b(t))]$; donde (t) es la antigüedad del vehículo (en años) y $S(t)$ es la fracción de vehículos desguazados de antigüedad t . En el año 1994, se proporcionaron valores nacionales para los automóviles ($a = 1,798$ y $b = -0,137$) y los vehículos comerciales ligeros ($a = 1,618$ y $b = -0,141$).

(Ministério da Ciencia e Tecnologia (2002), Primeiro Inventário Brasileiro De Emissões

Antrópicas De Gases De Efeito Estufa Relatórios De Referência Emissões De Gases De Efeito Por Fontes Móveis, No Setor Energético. Brasília, Brazil 2002)



3.2.1.4 EXHAUSTIVIDAD

Al establecer la exhaustividad, se recomienda:

- Si las transferencias transfronterizas tienen lugar en los tanques de los vehículos, las emisiones procedentes de los vehículos terrestres deben atribuirse al país en el que se carga el combustible en el vehículo.
- El carbono emitido de los oxigenados y otros agentes de mezcla derivados de la biomasa deben estimarse y declararse como elemento informativo, para evitar el cómputo doble, como exige el Volumen 1. Para obtener más información acerca de los biocombustibles, véase la sección 3.2.1.2.
- Garantizar la fiabilidad de los datos del combustible vendido, siguiendo las recomendaciones de la Sección 3.2.1.3.

- Las emisiones procedentes de los lubricantes que se mezclan intencionalmente con el combustible y se queman en los vehículos terrestres deben ser capturadas como emisiones de fuentes móviles. Para obtener más información sobre la combustión de los lubricantes, véase el Recuadro 3.2.4

RECUADRO 3.2.4
LUBRICANTES EN LA COMBUSTIÓN MÓVIL

La lubricación de un motor a gasolina de dos tiempos conceptualmente difiere bastante de aquella de un motor de cuatro tiempos, puesto que no es posible tener un cárter aparte para aceite lubricante. El motor a gasolina de dos tiempos debe lubricarse mediante una mezcla de aceite lubricante y gasolina en proporción adecuada a las recomendaciones del fabricante. Según el tipo de motor, las mezclas de 1:25, 1:33 y 1:50 son comunes.

En los motores de dos tiempos de última generación, el aceite lubricante se inyecta directamente con un dispositivo de medición exacto desde un taque aparte hacia la gasolina, en cantidades que dependen de la velocidad y la carga del motor. Los motores de dos tiempos más antiguos o económicos reciben el lubricante como parte de la mezcla de combustible. Muchas veces, el proveedor del combustible prepara estas mezclas y las entrega a la gasolinera, pero a veces el propietario del vehículo añade aceite en la estación de servicio. En algunos países, los motores de dos tiempos tuvieron mucha significación histórica en la década de 1990 (p. ej., en Europa del este) o siguen siendo muy significativos (p. ej., India y partes del sudeste asiático).

La clasificación de estos lubricantes en estadísticas de energía como lubricante o combustible puede variar. Los compiladores de los inventarios deben controlar que se asignen estos lubricantes correctamente según el uso final, que se los contabilice como corresponde, y que se evite el cómputo doble o las omisiones (compárese el tratamiento de los lubricantes en el Volumen 3, Capítulo 5: Uso de los combustibles como producto no energético y alimentación a procesos). Los lubricantes mezclados intencionalmente con el combustible y quemados en los vehículos terrestres deben declararse como energía y calcularse las emisiones asociadas usando las directrices de fuentes móviles. Cuando los datos de la actividad seleccionados para los motores de 2 tiempos se basan en los kilómetros recorridos, deben considerarse los lubricantes añadidos en la economía del combustible, como parte de la mezcla de éste.

3.2.1.5 DESARROLLO DE UNA SERIE TEMPORAL COHERENTE

Cuando se revisan los procesos de recopilación y contabilización de datos, las metodologías de estimación de emisiones o los modelos, es una *buena práctica* volver a calcular toda la serie temporal. Una serie temporal coherente respecto de la recopilación inicial de datos sobre la tecnología de la flota puede exigir la extrapolación, quizá con el respaldo de la utilización de datos sustitutos. Es probable que se necesite para los primeros años. Los compiladores deben remitirse al análisis del Volumen 1, Capítulo 5: Coherencia de la serie temporal, para obtener una orientación general.

Puesto que este capítulo contiene muchos factores de emisión actualizados, para el CO₂ (que representan el 100 por ciento de la oxidación del combustible), CH₄ y N₂O, los compiladores del inventario deben garantizar la coherencia de la serie temporal. Una serie temporal coherente debe tener en cuenta el cambio tecnológico producido en los vehículos y en sus sistemas de control de los catalizadores. La serie temporal debe tomar en cuenta la inclusión gradual entre flotas, que responde a la legislación y a las fuerzas del mercado. Es posible mantener la coherencia con datos exactos acerca de la distribución de la flota, según el motor y la tecnología del sistema de control, el mantenimiento, lo desactualizado de la tecnología de control y el tipo de combustible. Si los KRV no están disponibles para toda la serie temporal pero sí para un año reciente, deben usarse las directrices del Volumen 1, Capítulo 5: Coherencia de la serie temporal, para seleccionar un método de empalme.

3.2.2 Evaluación de incertidumbre

El CO₂, N₂O, y el CH₄ aportan típicamente el 97, 2-3 y 1 por ciento de las emisiones de equivalente de CO₂ procedentes del sector del transporte terrestre, respectivamente. Por lo tanto, aunque las incertidumbres en las estimaciones de N₂O y CH₄ son mucho mayores, el CO₂ domina las emisiones procedentes del transporte terrestre. La utilización de datos estimados localmente reduce las incertidumbres, en particular con las estimaciones de abajo hacia arriba.

Incertidumbre del factor de emisión

Para el CO₂, la incertidumbre del factor de emisión suele ser inferior al 2 por ciento cuando se utilizan valores nacionales (véase el Cuadro 1.4 del Capítulo Introducción de este Volumen). Los factores por defecto de emisión de CO₂ presentados en el Cuadro 3.2.1. Factores de emisión por defecto de dióxido de carbono del transporte terrestre tienen una incertidumbre del 2 al 5 por ciento, debido a la incertidumbre de la composición del combustible. La

utilización de mezclas de combustibles, p. ej., que incluyen biocombustibles, o combustibles adulterados, puede aumentar la incertidumbre de los factores de emisión si la composición de la mezcla es incierta.

Las incertidumbres de los factores de emisión para el CH₄ y el N₂O suelen ser relativamente altas (en especial para el N₂O) y tienden a ser un factor de 2-3. Dependen de:

- Las incertidumbres en la composición del combustible (incluida la posibilidad de adulteración del combustible) y el contenido de azufre;
- Las incertidumbres en la distribución de la antigüedad de la flota y otra caracterización de los vehículos, incluidos los efectos transfronterizos; las características técnicas de los vehículos de otro país que repostan pueden cubrirse mediante los modelos tecnológicos;
- Las incertidumbres en los patrones de mantenimiento de los vehículos;
- Las incertidumbres en las condiciones de combustión (clima, altitud) y las prácticas de conducción, como ser velocidad, relación entre distancia de marcha y arranques en frío, o factores de carga (CH₄ y N₂O);
- Las incertidumbres en los índices de aplicación de las tecnologías de control de emisiones posteriores a la combustión (p. ej., catalizador tridireccional);
- Las incertidumbres en el uso de aditivos para minimizar el efecto de añejamiento de los catalizadores;
- Las incertidumbres en las temperaturas de trabajo (N₂O); y
- Las incertidumbres del equipo de pruebas y del equipo de medición de emisiones.

Es una *buena práctica* estimar la incertidumbre sobre la base de los estudios publicados de los cuales se obtuvieron los factores de emisión. Al menos pueden analizarse los siguientes tipos de incertidumbres en las fuentes publicadas y deben tenerse en cuenta para el desarrollo de factores de emisión nacionales a partir de datos empíricos:

- Una gama en el factor de emisión de un solo vehículo, representada como la varianza de las mediciones, a causa de emisiones variables de diferentes condiciones de funcionamiento (p. ej., velocidad, temperatura); y
- La incertidumbre en la media de los factores de emisión de los vehículos dentro de la misma clase de vehículos.

Además, la muestra de vehículos medida puede haber sido bastante limitada, o incluso una muestra más sólida de mediciones puede no ser representativa de la flota nacional. Los ciclos de conducción de prueba no representan acabadamente la conducta de conducción real, por lo que al menos algunos estudios sobre factores de emisión ahora prueban las emisiones procedentes del arranque en frío aparte de las emisiones de la marcha, para que los países puedan crear ajustes específicos del país, aunque tales ajustes exijan más recopilación de datos con sus propias incertidumbres.

Otra fuente de incertidumbre puede ser la conversión del factor de emisión en unidades en las que se proporcionan los datos de la actividad (p. ej., de kg/GJ a g/km) porque exige más hipótesis sobre otros parámetros, tales como la economía del combustible, que conlleva una incertidumbre asociada.

Es posible reducir la incertidumbre del factor de emisión estratificando aún más las flotas de vehículos según tecnología, antigüedad y condiciones de conducción.

Incertidumbre de los datos de la actividad

Los datos de la actividad constituyen la fuente primaria de incertidumbre en la estimación de emisiones. Están dados en unidades de energía (p. ej., TJ) u otras unidades para distintos fines, como persona-/tonelada-kilómetros, vehículos, distribuciones de longitud del viaje, eficiencias del combustible, etc. Las fuentes posibles de incertidumbre, que suelen ser de alrededor del +/-5 por ciento, incluyen:

- las incertidumbres de los sondeos nacionales de energía y las devoluciones de datos;
- las transferencias transfronterizas no registradas;
- la clasificación incorrecta de los combustibles;
- la clasificación incorrecta de los vehículos;
- la falta de exhaustividad (el combustible no registrado en otras categorías de fuentes puede utilizarse para fines del transporte); y
- la incertidumbre del factor de conversión de un conjunto de datos de la actividad a otro (p. ej., de los datos de consumo de combustible a persona-/tonelada-kilómetros o viceversa, véase lo anterior).

La estratificación de los datos de la actividad puede reducir la incertidumbre, si puede conectarse con los resultados de un método de uso del combustible de arriba hacia abajo.

Para estimar las emisiones de CH₄ y N₂O, puede utilizarse otro nivel y, por lo tanto, otros conjuntos de datos de la actividad. Es una *buena práctica* garantizar la coincidencia de los métodos de arriba hacia abajo y de abajo hacia

arriba, y documentar y explicar toda desviación en caso de que no coincidieran (véase también la Sección 3.2.1.4 Exhaustividad). Para estos gases, la incertidumbre del factor de emisión domina y puede considerarse que la incertidumbre de los datos de la actividad es igual que la correspondiente al CO₂.

Puede encontrarse una mayor orientación sobre las estimaciones de la incertidumbre para los datos de la actividad en el Volumen 1, Capítulo 3: Incertidumbres.

3.2.3 Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario

Es una *buena práctica* realizar actividades de control de calidad, tal como se plantea en el Volumen 1, Capítulo 6: Garantía de calidad/Control de calidad y verificación, y la revisión de expertos de las estimaciones de emisiones. Otros controles de calidad extra se plantean en los procedimientos de Nivel 2, en el mismo capítulo, y los procedimientos de garantía de calidad también pueden ser aplicables, en particular si se usan métodos de nivel superior para determinar las emisiones procedentes de esta categoría de fuente. Se alienta a los compiladores del inventario a usar GC/CC de nivel superior para las categorías de fuente identificadas en el Volumen 1, Capítulo 4: Opción metodológica e identificación de categorías principales.

Además de la orientación provista en los capítulos referidos, se delinean a continuación los procedimientos específicos pertinentes para esta categoría de fuente.

Comparación de emisiones a través de métodos alternativos

Para el caso de las emisiones de CO₂, el compilador debe comparar las emisiones usando las estadísticas del combustible y los datos de los kilómetros recorridos por los vehículos. Toda anomalía existente entre las estimaciones de emisión debe investigarse y explicarse. Deben registrarse los resultados de esas comparaciones para documentación interna. Revisar las hipótesis siguientes puede estrechar un vacío detectado entre los métodos:

Usos del combustible para transporte todo terreno/no transporte;

Kilometraje anual promedio del vehículo;

Eficiencia del combustible del vehículo;

Desglose de vehículos por tipo, tecnología, antigüedad, etc.;

Uso de oxigenados / biocombustibles / otros aditivos;

Estadísticas del uso del combustible; y

Combustible vendido/usado.

Revisión de los factores de emisión

Si se utilizan los factores de emisión por defecto, el compilador del inventario debe garantizar que sean aplicables y pertinentes a las categorías. De ser posible, deben compararse los factores por defecto con los datos locales para obtener un indicio mayor de que los factores son aplicables.

Para las emisiones de CH₄ y N₂O, el compilador debe garantizar que la fuente de datos original para los factores locales sea aplicable a la categoría y que se hayan realizado los controles de exactitud de la adquisición de datos y de los cálculos. Si es posible, deben compararse los factores por defecto y los factores locales. Si se usaron los primeros para estimar las emisiones de N₂O, el compilador debe garantizar que se hubieran utilizado para el cálculo los factores de emisión revisados del Cuadro 3.2.3.

Verificación de los datos de la actividad

El compilador debe revisar la fuente de los datos de la actividad para garantizar la aplicabilidad y la pertinencia a la categoría. La Sección 3.2.1.3 proporciona una *buena práctica* para verificar los datos de la actividad. De ser posible, el compilador debe comparar los datos con los datos históricos de la actividad o las salidas del modelo para detectar posibles anomalías. Debe garantizar la fiabilidad de los datos de la actividad respecto de los combustibles que presentan una distribución menor; el combustible usado para otros fines, el tránsito en carreteras y fuera de ellas, y el transporte ilegal de combustible dentro y fuera del país. Asimismo, el compilador debe evitar el cómputo doble de los vehículos agrícolas y todo terreno.

Revisión externa

El compilador del inventario debe realizar una revisión independiente y objetiva de los cálculos, las hipótesis y la documentación del inventario de emisiones, para evaluar la eficacia del programa de CC. Deben realizar la revisión de pares los expertos que estén familiarizados con la categoría de fuente y que entiendan los requisitos del inventario. El desarrollo de factores de emisión de CH₄ y N₂O resulta de especial importancia debido a las grandes incertidumbres de los factores por defecto.

3.2.4 Generación de informes y documentación

Es una *buena práctica* documentar y archivar toda la información requerida para producir las estimaciones del inventario de emisiones nacionales.

No es práctico incluir toda la documentación en el informe del inventario nacional. Sin embargo, el inventario debe incluir resúmenes de los métodos utilizados y referencias a los datos de fuentes, de modo que las estimaciones de las emisiones declaradas resulten transparentes y que puedan ser reproducidas las etapas para calcularlas. Se aplica en particular a los modelos nacionales usados para estimar las emisiones del transporte terrestre y para el trabajo destinado a mejorar el conocimiento de los factores de emisión específicos de la tecnología para el óxido nitroso y el metano, en los casos en los que las incertidumbres son particularmente grandes. Siempre y cuando la documentación sea clara, debe presentarse este tipo de información para su inclusión en la EFDB.

La confidencialidad no se perfila como una cuestión de peso respecto de las emisiones viales, aunque se observa que en algunos países la utilización del combustible por parte de las fuerzas militares puede mantenerse confidencial. La composición de algunos aditivos es confidencial, pero esto es importante únicamente si influye sobre las emisiones de gases de efecto invernadero.

Si se utiliza un modelo como MOVES o MOBILE de USEPA, el modelo COPERT de la AEMA (EPA 2005a, EPA 2005b, EEA 2005, respectivamente), debe llevarse un registro completo de todos los datos de entrada. Asimismo, deben documentarse todas las hipótesis específicas y las modificaciones del modelo.

3.2.5 Cuadros para la generación de informes y hojas de trabajo

Véanse las cuatro páginas de las hojas de trabajo (Anexo 1) para el método por sectores del Nivel I, que deben completarse para cada categoría de fuente. Los cuadros para la generación de informes están disponibles en el Volumen 1, Capítulo 8.

3.3 TRANSPORTE TODO TERRENO

La categoría todo terreno (1 A 3 e ii) del Cuadro 3.1.1 incluye los vehículos y la maquinaria móvil utilizados en la agricultura, silvicultura, industria (incluidos la construcción y el mantenimiento), el sector residencial y los sectores tales como el equipo de apoyo de tierra de los aeropuertos, los tractores agrícolas, las motosierras, los autoelevadores, las motos de nieve. Para una descripción sucinta de los tipos comunes de vehículos y equipos todo terreno, así como el tipo de motor y la potencia típicos de cada uno, véase AEMA 2005. También están disponibles las desagregaciones por sectores en USEPA, 2005b¹².

Los tipos de motores usados típicamente en estos equipos todo terreno incluyen los motores de chispa de compresión (diesel), los de encendido por chispa (motor de gasolina), los motores de 2 tiempos y los motores de gasolina de 4 tiempos.

3.3.1 Cuestiones metodológicas

Se estiman las emisiones de los vehículos todo terreno usando las mismas tecnologías aplicadas a las fuentes móviles, como se presenta en la Sección 3.2. No se modificaron desde la publicación de las *Directrices del IPCC de 1996 y las GPG2000*, con la excepción de que, como se analiza en la Sección 3.2.1.2, los factores de emisión ahora suponen la oxidación total del combustible. Ello responde a la necesidad de garantizar la coherencia con el capítulo Combustión estacionaria. Además, estas directrices contienen un método para estimar las emisiones de CO₂ de los conversores catalíticos que utilizan urea, una fuente de emisiones que no fue abordada con anterioridad.

¹² El Apéndice B de esta referencia presenta los códigos de clasificación de las fuentes y las definiciones de: (a) vehículos recreativos; (b) equipos de construcción; (c) equipos industriales; (d) equipos para césped y jardín; (e) maquinaria agrícola; (f) equipos comerciales; (g) tala; (h) equipos para GSE/minas subterráneas/yacimientos; (i) marítimo recreativo y; (j) mantenimiento de ferrocarriles.

3.3.1.1 ELECCIÓN DEL MÉTODO

Hay tres opciones metodológicas para estimar las emisiones de CO₂, CH₄, y N₂O procedentes de la combustión en las fuentes móviles todo terreno: Nivel 1, Nivel 2 y Nivel 3. Figura 3.3.1: El árbol de decisión para estimar las emisiones procedentes de los vehículos todo terreno proporciona los criterios para seleccionar el método correcto. El método preferido para determinar las emisiones de CO₂ es usar el consumo de combustible para cada tipo de combustible sobre la base específica del país. Sin embargo, puede haber dificultades con los datos de la actividad debido a la cantidad y diversidad de tipos de equipos, ubicaciones y patrones de uso asociados a los vehículos y a la maquinaria todo terreno. Además, muchas veces no se recopilan ni publican los datos estadísticos sobre el consumo de combustible por parte de los vehículos todo terreno. En este caso, se necesitan los métodos de nivel superior para el CO₂ y para los gases no CO₂ porque dependen mucho más de la tecnología y las condiciones de utilización.

Se presenta un método único para estimar las emisiones de CO₂ procedentes de los conversores catalíticos que usan la urea. Muchos tipos de vehículos todo terreno no tienen instalados los conversores catalíticos, pero quizá se utilicen cada vez más los controles de emisiones para algunas categorías de vehículos todo terreno, en especial los utilizados en áreas urbanas (p. ej., el equipo de apoyo de tierra de aeropuertos o puertos) en los países desarrollados. Si se usan los conversores catalíticos que utilizan urea en los vehículos todo terreno, deben estimarse las emisiones de CO₂ asociadas.

El método general para estimar las emisiones de gases de efecto invernadero de las fuentes de energía puede describirse del siguiente modo:

ECUACIÓN 3.3.1
ESTIMACIÓN DE EMISIONES DEL NIVEL 1

$$\text{Emisiones} = \sum_j (\text{Combustible}_j \cdot EF_j)$$

Donde:

Emisiones	= Emisiones (kg)
Combustible _j	= combustible consumido (representado por el combustible vendido) (TJ)
EF _j	= factor de emisión (kg/TJ)
j	= tipo de combustible

Para el Nivel 1, se estiman las emisiones usando los factores de emisión por defecto específicos del combustible que aparecen en el Cuadro 3.3.1, suponiendo que, para cada tipo de combustible, consume el total una única categoría de fuente todo terreno.

Para el Nivel 2, se estiman las emisiones usando factores de emisión específicos del país y del combustible, los cuales -si están disponibles- son específicos del tipo más amplio de vehículo o maquinaria. Ir más allá del Nivel 2 para las estimaciones de emisiones de CO₂ ofrece pocos beneficios o ninguno, siempre que haya disponibles datos fiables sobre el consumo del combustible.

ECUACIÓN 3.3.2
ESTIMACIÓN DE EMISIONES DEL NIVEL 2

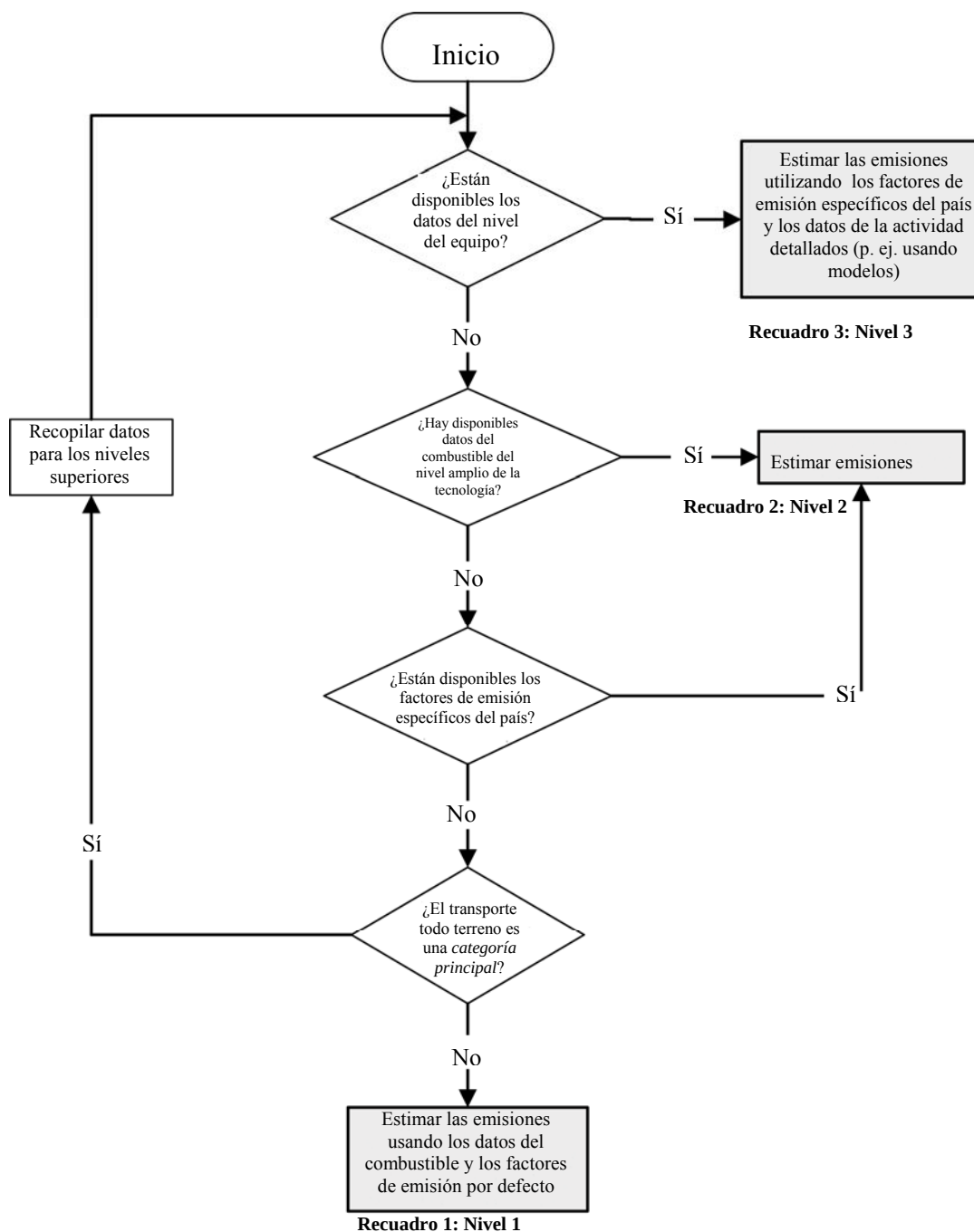
$$\text{Emisiones} = \sum_j (\text{Combustible}_{ij} \cdot EF_{ij})$$

Donde:

Emisiones	= emisiones (kg)
Combustible _{ij}	= combustible consumido (representado por el combustible vendido) (TJ)
EF _{ij}	= factor de emisión (kg/TJ)
i	= tipo de vehículo/equipo
j	= tipo de combustible

Para el Nivel 3, si hay datos disponibles, es posible estimar las emisiones a partir de las horas anuales de uso y de los parámetros específicos del equipo, como la potencia nominal, el factor de carga y los factores de emisión sobre la base de la utilización de energía. Para los vehículos todo terreno, es posible que estos datos no se recopilen ni publiquen en forma sistemática, ni estén disponibles con el nivel de detalle suficiente, y quizá se deba estimarlos combinando los datos con las hipótesis.

Figura 3.3.1 **Árbol de decisión para estimar las emisiones procedentes de los vehículos todo terreno**



Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (principalmente la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

La Ecuación 3.3.3 representa la metodología de Nivel 3, en la cual se aplica la siguiente ecuación básica para calcular las emisiones (en Gg):

ECUACIÓN 3.3.3
ESTIMACIÓN DE EMISIONES DEL NIVEL 3

$$\text{Emisión} = \sum_{ij} (N_{ij} \cdot H_{ij} \cdot P_{ij} \cdot LF_{ij} \cdot EF_{ij})$$

Donde:

Emisión	= emisión en kg
N_{ij}	= población de fuente
H_{ij}	= horas anuales de utilización del vehículo i (h)
P_{ij}	= potencia nominal promedio del vehículo i (kW)
LF_{ij}	= factor de carga típico del vehículo i (fracción entre 0 y 1)
EF_{ij}	= factor de emisión promedio para usar combustible j en el vehículo i (kg/kWh)
i	= tipo de vehículo todo terreno
j	= tipo de combustible

Es posible estratificar la Ecuación 3.3.3 a través de factores tales como la antigüedad, el modelo tecnológico o el patrón de uso, y esto aumenta la exactitud de las estimaciones, siempre que haya disponibles conjuntos coherentes entre sí de parámetros H, P, LF y EF para respaldar la estratificación (EEA 2005). Se encuentran disponibles otras herramientas de modelización detallada para estimar las emisiones todo terreno con la metodología de Nivel 3 (p. ej., NONROAD (USEPA 2005a) y COPERT (Ntziachristos 2000)).

Para estimar las emisiones de CO₂ del uso de aditivos en base a urea en los conversores catalíticos (emisiones no combustivas), se utiliza la Ecuación 3.3.4:

ECUACIÓN 3.3.4
EMISIONES PROCEDENTES DE LOS CONVERTORES CATALÍTICOS EN BASE A UREA

$$Emisiones = Actividad \cdot \left(\frac{12}{60}\right) \cdot Factor\ de\ pureza \cdot \left(\frac{44}{12}\right)$$

Donde:

Emisión	= Emisión de CO ₂ (kg)
Actividad	= Masa (kg) de aditivo basado en urea consumido para uso en conversores catalíticos
Factor de pureza	= Fracción de urea en el aditivo basado en la urea (si es porcentaje, dividir por 100)

El factor (12/60) captura la conversión estequiométrica de la urea ((CO(NH₂)₂)) al carbono, mientras que el factor (44/12) convierte el carbono en CO₂.

3.3.1.2 ELECCIÓN DE LOS FACTORES DE EMISIÓN

Los factores de emisión de CO₂ por defecto suponen que se oxida el 100% del carbono combustible en CO₂. Es independiente de que la emisión del carbono sea inicialmente como CO₂, CO, COVDM o como materia particulada.

Deben utilizarse los datos VCN y FEC específicos del país para los Niveles 2 y 3. Los compiladores quizá deseen consultar la guía CORINAIR 2004 o la EFDB para conocer los factores de emisión, teniendo en cuenta que es su responsabilidad garantizar que los factores de emisión tomados de la EFDB sean aplicables a las circunstancias nacionales.

Para un ejemplo de método de Nivel 3, véase el Recuadro 3.3.1, en el que se presenta más información sobre la adaptación del modelo de emisiones NONROAD usando datos específicos del país así como el modelo, para ampliar los factores de emisión nacionales.

En el Cuadro 3.3.1 se presentan los factores de emisión por defecto para el CO₂ y sus rangos de incertidumbre, y los factores de emisión por defecto para el CH₄ y el N₂O para el Nivel 1. Para estimar las emisiones de CO₂, los compiladores de inventarios también tienen la opción de usar los factores de emisión sobre la base del consumo de combustible específico del país por parte de los vehículos todo terreno.

CUADRO 3.3.1 FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LAS FUENTES Y MAQUINARIA MÓVILES TODO TERRENO ^(a)									
	CO ₂			CH ₄ ^(b)			N ₂ O ^(c)		
Fuente todo terreno	Por defecto (kg/TJ)	Inferior	Superior	Por defecto (kg/TJ)	Inferior	Superior	Por defecto (kg/TJ)	Inferior	Superior
Diesel									
Agricultura	74 100	72 600	74 800	4,15	1,67	10,4	28,6	14,3	85,8
Silvicultura	74 100	72 600	74 800	4,15	1,67	10,4	28,6	14,3	85,8
Industria	74 100	72 600	74 800	4,15	1,67	10,4	28,6	14,3	85,8
Hogares	74 100	72 600	74 800	4,15	1,67	10,4	28,6	14,3	85,8
Motor de 4 tiempos a gasolina									
Agricultura	69 300	67 500	73 000	80	32	200	2	1	6
Silvicultura	69 300	67 500	73 000						
Industria	69 300	67 500	73 000	50	20	125	2	1	6
Hogares	69 300	67 500	73 000	120	48	300	2	1	6
Motor de 2 tiempos a gasolina									
Agricultura	69 300	67 500	73 000	140	56	350	0,4	0,2	1,2
Silvicultura	69 300	67 500	73 000	170	68	425	0,4	0,2	1,2
Industria	69 300	67 500	73 000	130	52	325	0,4	0,2	1,2
Hogares	69 300	67 500	73 000	180	72	450	0,4	0,2	1,2
Fuente: EEA (2005). Nota: Los valores del factor de emisión del CO ₂ representan el contenido total del carbono. ^a Los datos provistos en el Cuadro 3.3.1 se basan en las fuentes y la maquinaria móviles todo terreno europeas. Para la gasolina, en el caso de que el consumo de combustible por sector no esté discriminado, pueden obtenerse valores por defecto según las circunstancias nacionales; p. ej., la preponderancia de un sector dado o la ponderación por actividad. ^b Incluidas las pérdidas diurnas, por remojo y funcionamiento. ^c En general, los vehículos todo terreno no tienen instalados catalizadores de control de las emisiones (puede haber excepciones entre los vehículos todo terreno en las áreas urbanas, como el equipo de apoyo de tierra usado en los aeropuertos y puertos urbanos). Los catalizadores que funcionan correctamente convierten los óxidos de nitrógeno en N ₂ O y el CH ₄ en CO ₂ . No obstante, la exposición de los catalizadores a los combustibles con plomo o con alto contenido de azufre, incluso una vez, causa un deterioro permanente (Walsh, 2003). Este efecto, si es aplicable, debe ser tenido en cuenta al ajustar los factores de emisión.									

3.3.1.3 ELECCIÓN DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Muchas veces no hay disponibles datos de la actividad exhaustivos y de arriba hacia abajo de los vehículos todo terreno y, de ser así, son necesarios sondeos estadísticos para estimar la porción de combustible para transporte utilizado por los vehículos todo terreno. Se analiza el diseño del sondeo en el Capítulo 2 del Volumen 1 (Métodos para la recopilación de datos). Los sondeos deben ser al nivel de desagregación indicado en el Cuadro 3.3.1 para utilizar los datos del factor de emisión por defecto, y más detallados para los niveles superiores. Para el método del Nivel 3, están disponibles las herramientas de modelización para estimar la cantidad de combustible consumido por subcategoría de equipo. El Recuadro 3.3.1 proporciona más información sobre la utilización del modelo de emisiones NONROAD. También puede desarrollarse este modelo para que incluya las modificaciones específicas del país (véase el Recuadro 3.3.2 sobre la experiencia canadiense).

RECUADRO 3.3.1
MODELO DE EMISIONES NONROAD (USEPA)

NONROAD 2005 es un modelo matemático desarrollado por la USEPA, que puede utilizarse para estimar y pronosticar las emisiones procedentes de los sectores de transporte ajeno a las carreteras (todo terreno). Es posible acceder al modelo en sí y a toda la documentación de respaldo disponible en el sitio Web de la EPA (<http://www.epa.gov/otaq/nonrdmdl.htm>). Este modelo estima las emisiones para seis gases de escape: hidrocarburos (HC), NO_x, monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), óxidos de azufre (SO_x), y materia particulada (PM). El usuario selecciona entre cinco tipos diferentes para declarar el HC: total de hidrocarburos (THC), total de gases orgánicos (TOG), gases orgánicos diferentes del metano (GODM), hidrocarburos diferentes del metano (HCDM), y compuestos orgánicos volátiles (COV).

En general, este modelo puede efectuar una estimación de abajo hacia arriba de las emisiones procedentes de las fuentes definidas, usando parámetros específicos del equipo, como ser: (i) poblaciones de motores; ii) horas anuales de uso; (iii) potencia nominal (caballos de fuerza); (iv) factor de carga (porcentaje de carga o ciclo de vida), y (v) consumo de combustible específico del freno (combustible consumido por hora de caballo de fuerza). La función calcula la cantidad de combustible consumido por cada subcategoría de equipo. Posteriormente, pueden aplicarse los factores de emisiones específicos del subsector (tecnología/combustible) para desarrollar la estimación de emisión. El modelo es sensible a los parámetros elegidos pero puede usarse para prorratear las estimaciones de emisiones desarrolladas con un método de arriba hacia abajo.

No es poco común que el método de abajo hacia arriba que utiliza este modelo se desvíe de un resultado similar de arriba hacia abajo por un factor de 2 (100%) y, por lo tanto, se advierte a los usuarios que deben revisar la documentación para detectar aquellas áreas en las que puede reducirse esta brecha mediante un ajuste cuidadoso de sus propias entradas. En consecuencia, los usuarios deben comprender la composición de la población y del combustible/la tecnología de la región que está en evaluación. Sin embargo, es posible establecer ajustes razonables basados en: los niveles nacionales de manufactura; los registros de importación/exportación; la vida útil estimada y las funciones de desgaste. Estas últimas intentan definir el índice de pérdida del equipo y pueden ayudar a ilustrar las poblaciones presentes, sobre la base de los inventarios de equipos históricos (véase el Recuadro 3.2.3 de la Sección 3.2 de este volumen).

3.3.1.4 EXHAUSTIVIDAD

Debe evitarse la duplicación de los datos de la actividad del transporte todo terreno y terrestre. La validación del consumo de combustible debe seguir los principios planteados en la Sección 3.2.1.3. Deben contabilizarse los lubricantes sobre la base de su utilización en los vehículos todo terreno. Los lubricantes que se mezclan con la gasolina para motores y que se queman deben incluirse con los datos de consumo del combustible. Quedan cubiertos otros usos de los lubricantes en el Volumen 3: IPPU Capítulo 5).

Las cantidades de carbono de la biomasa, p. ej., biodiésel, los oxigenados y algunos otros agentes de mezcla deben estimarse por separado y declararse como elemento informativo, para evitar el cómputo doble, puesto que estas emisiones ya se tratan en el sector AFOLU.

3.3.1.5 DESARROLLO DE UNA SERIE TEMPORAL COHERENTE

Es una *buena práctica* determinar los datos de la actividad (p. ej., el uso del combustible) usando el mismo método todos los años. Si no es posible, la recopilación de datos debe proporcionar una superposición parcial suficiente para controlar la coherencia de los métodos empleados. Si no es posible recopilar los datos de la actividad para el año de base (p. ej., 1990), quizá sea correcto extrapolar los datos hacia atrás, usando las tendencias de otros registros de los datos de la actividad.

Las emisiones de CH₄ y N₂O dependen del tipo del motor y de la tecnología. A menos que se hayan desarrollado factores de emisión específicos de la tecnología, es una *buena práctica* utilizar el mismo conjunto de factores de emisión específicos del combustible para todos los años.

Las actividades de mitigación que producen cambios en el consumo total de combustible se verán reflejadas en las estimaciones de emisiones si se recopilan los datos reales de la actividad del combustible. Las opciones de mitigación que afectan los factores de emisión, no obstante, solamente pueden capturarse usando factores de emisión específicos del motor o desarrollando hipótesis de tecnología de control. Los cambios producidos en los factores de emisión a través del tiempo deben estar bien documentados.

Para obtener más información sobre la forma de determinar las emisiones del año de base y garantizar la coherencia de la serie temporal, véase el Volumen 1, Capítulo 5 (Coherencia de la serie temporal).

RECUADRO 3.3.2
LA EXPERIENCIA CANADIENSE CON EL MODELO NONROAD

Utilización del modelo para mejorar los factores de emisión nacionales:

El NONROAD está ocupado inicialmente con datos nativos de los Estados Unidos, pero se puede personalizar para una región o Parte dadas, simplemente ajustando los parámetros supuestos de entrada a las situaciones locales. Quizá las Partes quieran designar su región como si fuera similar a una de las regiones presentes en los Estados Unidos para emular mejor el clima estacional. No obstante, un régimen de temperatura designado también puede introducirse en otras partes. Por lo tanto, el modelo NONROAD está cargado previamente con los valores por defecto de los Estados Unidos, lo que permite que sus habitantes lo consulten en forma inmediata.

Canadá ha comenzado a ajustar este modelo iniciando estudios nacionales para evaluar mejor las poblaciones de motores específicas del país, las tecnologías disponibles, los factores de carga y los valores de consumo de combustible específicos del freno (BSFC del inglés, *brake-specific fuel consumption*) exclusivos de la región canadiense. Esta nueva información facilitará la creación de archivos de entrada específicos de Canadá y, por lo tanto, no modificará el algoritmo del programa central de la EPA, sino que completará la explotación de las fortalezas del programa al suministrar definiciones de funcionamiento y población más representativas. Mediante la presentación de datos de entrada de menor incertidumbre, es posible usar el modelo en conjunto con las estadísticas nacionales de consumo de combustible para llegar a una estimación razonable y desagregada de las emisiones. Si se trabaja con un modelo de carretera elaborado de forma similar, para el cual se comprenden mejor los parámetros de funcionamiento, es posible escalar una estimación completa y de abajo hacia arriba de consumo de combustible «aparente», a las ventas totales nacionales de combustible. El país ha utilizado este concepto de modelización para ayudar a mejorar los factores de emisión específicos del país para el consumo de combustible ajeno a la carretera. El total del combustible consumido se estima por tipo de combustible para cada uno de los sectores de equipos muy agregados: (i) motores de 2 ciclos en contraposición a motores de 4 ciclos; (ii) sectores de agricultura, silvicultura, industrial, hogares y recreativo; (iii) gasolina en contraposición a diesel (encendido por chispa en contraposición al encendido por compresión). Una vez que el modelo declara la cantidad total de combustibles consumidos según esta matriz, se crea un factor de emisión compuesto, basado en los promedios ponderados de los subsectores aportantes y sus factores de emisión exclusivos. Las proporciones de 2 ciclos opuestas a las de 4 ciclos contribuyen a un factor de emisión promedio de la gasolina fuera de la carretera, mientras que el factor de emisión del diesel se determina directamente. Los factores de emisión que representan la mayoría de los gases con PCA en la actualidad no están bien investigados ni documentados en América del Norte y, por lo tanto, Canadá ha utilizado históricamente los factores de emisión aplicables de CORINAIR para estos sectores de equipos agregados. Las similitudes entre las tecnologías anteriores presentes en Europa y América del Norte permiten esta utilización, sin introducir una incertidumbre no razonable.

3.3.2 Evaluación de incertidumbre

Las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de fuentes todo terreno o ajenas a la carretera suelen ser muy inferiores a las procedentes del transporte terrestre, pero las actividades de esta categoría son diversas y, como tales, proclives a estar asociadas con incertidumbres mayores por la incertidumbre adicional presente en los datos de la actividad.

Los tipos de equipos y sus condiciones de funcionamiento suelen ser más diversos que los correspondientes al transporte terrestre, lo que puede dar lugar a una variación mayor de los factores de emisión y a mayores incertidumbres. Sin embargo, la estimación de incertidumbre tiende a estar dominada por los datos de la actividad, por lo que es razonable suponer, por defecto, que se aplican los valores de la sección 3.2.1.2. Asimismo, los controles de emisión –si están instalados– tienden a no ser operables debido a las fallas del catalizador (p. ej., por exposición al combustible de alto contenido de azufre). De esta forma, las emisiones de N_2O y CH_4 se relacionan más estrechamente con los factores relativos a la combustión, como el combustible y la tecnología de los motores que con los sistemas de control de emisiones.

3.3.2.1 INCERTIDUMBRE DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Se determina la incertidumbre de los datos de la actividad mediante la exactitud de los sondeos o los modelos de abajo hacia arriba, sobre los cuales se basan las estimaciones de la utilización del combustible por fuente todo terreno y tipo de combustible (véase el Cuadro 3.3.1 para conocer la clasificación por defecto). Depende mucho del caso, pero el factor de 2 incertidumbres es posible, a menos que existan pruebas en contrario del diseño del sondeo.

3.3.3 Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario

Es una *buena práctica* realizar controles de calidad como los del Capítulo 6 del Volumen 1 y revisiones de expertos de las estimaciones de emisiones, además de otros controles, si se utilizan métodos de nivel superior.

Además de la orientación provista en lo precedente, se delinean a continuación los procedimientos específicos pertinentes para esta categoría de fuente.

Revisión de los factores de emisión

El compilador del inventario debe garantizar que la fuente de datos original para los factores nacionales sea aplicable a cada categoría y que se hayan efectuado los controles de exactitud sobre la adquisición y el cálculo de los datos. Para los factores por defecto, el compilador debe garantizar que sean aplicables y pertinentes a la categoría. De ser posible, deben compararse los factores por defecto con los factores nacionales, para obtener un indicio mayor de que los factores son aplicables y razonables.

Control de los datos de la actividad

Debe revisarse la fuente de los datos de la actividad, para garantizar la aplicabilidad y la pertinencia a la categoría. De ser posible, deben compararse los datos con los datos de la actividad históricos o con las salidas del modelo, para detectar anomalías. En los casos en los que se utilizaron datos del sondeo, la suma de la utilización del combustible en la carretera y fuera de ella debe ser coherente con el combustible total utilizado en el país. Además, debe realizarse una evaluación de exhaustividad, como se describe en la Sección 3.3.1.4.

Revisión externa

El compilador del inventario debe realizar una revisión independiente y objetiva de los cálculos, las hipótesis, la documentación o de ambos inventarios de emisiones, para evaluar la eficacia del programa de CC. Deben realizar la revisión de pares los experto(s) que estén familiarizados con la categoría de fuente y que entiendan los requisitos del inventario nacional de gases de efecto invernadero.

3.3.4 Generación de informes y documentación

Es una *buena práctica* documentar y archivar toda la información requerida para producir las estimaciones del inventario de emisiones nacionales, como se plantea en el Capítulo 8 del Volumen 1.

No es práctico incluir toda la documentación en el informe del inventario nacional. Sin embargo, el inventario debe incluir resúmenes de los métodos utilizados y referencias a los datos de fuentes, de modo que las estimaciones de las emisiones declaradas resulten transparentes y que puedan ser reproducidas las etapas para calcularlas.

A continuación se presentan algunos ejemplos de cuestiones específicas de documentación y declaración pertinentes para esta categoría de fuente.

Además de declarar las emisiones, es una *buena práctica* proporcionar:

- La fuente del combustible y otros datos;
- Los factores de emisión usados y las referencias asociadas;
- El análisis de incertidumbre o sensibilidad de los resultados, o tanto de los cambios como de las hipótesis de los datos de entrada.
- Los pilares del diseño del sondeo, si se lo utiliza para determinar los datos de la actividad.
- Las referencias a los modelos utilizados para elaborar las estimaciones.

3.3.5 Cuadros para la generación de informes y hojas de trabajo

Véanse las cuatro páginas de las hojas de trabajo (Anexo 1) para el método por sectores del Nivel I, que deben completarse para cada categoría de fuente. Los cuadros para la generación de informes están disponibles en el Volumen 1, Capítulo 8.

3.4 FERROCARRILES

Las locomotoras suelen pertenecer a uno de los siguientes tres tipos: diesel, eléctricas o a vapor. Las locomotoras diesel suelen tener motores diesel en combinación con un alternador o generador, para producir la electricidad necesaria para alimentar los motores de tracción.

Estas locomotoras están comprendidas en tres grandes categorías: locomotoras de maniobras, coches automotores y locomotoras de arrastre de línea. Las locomotoras de maniobras cuentan con motores diesel con una potencia nominal de aproximadamente 200 a 2000 kW. Los coches automotores se usan principalmente para tracción de rieles de corta distancia, p. ej., tránsito urbano/suburbano. Están equipados con motor diesel de una potencia de unos 150 a 1000 kW.

Las locomotoras de arrastre de línea se utilizan para tracción de rieles de larga distancia, tanto para carga como para pasajeros. Están equipadas con motor diesel con una potencia de alrededor de 400 a 4000 kW (EEA, 2005).

Las locomotoras eléctricas funcionan con la electricidad generada en las centrales eléctricas estacionarias y en otras fuentes. Se abordan las emisiones correspondientes en el capítulo Combustión estacionaria de este Volumen.

En general, ahora se utilizan las locomotoras a vapor para operaciones muy localizadas, principalmente como atractivos turísticos y, en consecuencia, su aporte a las emisiones de gases de efecto invernadero es pequeño. Sin embargo, para algunos países, hasta la década de 1990, se utilizaba el carbón en una fracción significativa de locomotoras. A los fines de garantizar la exhaustividad, deben estimarse sus emisiones con un método similar al usado para las calderas de vapor convencionales, que trata el capítulo Combustión estacionaria.

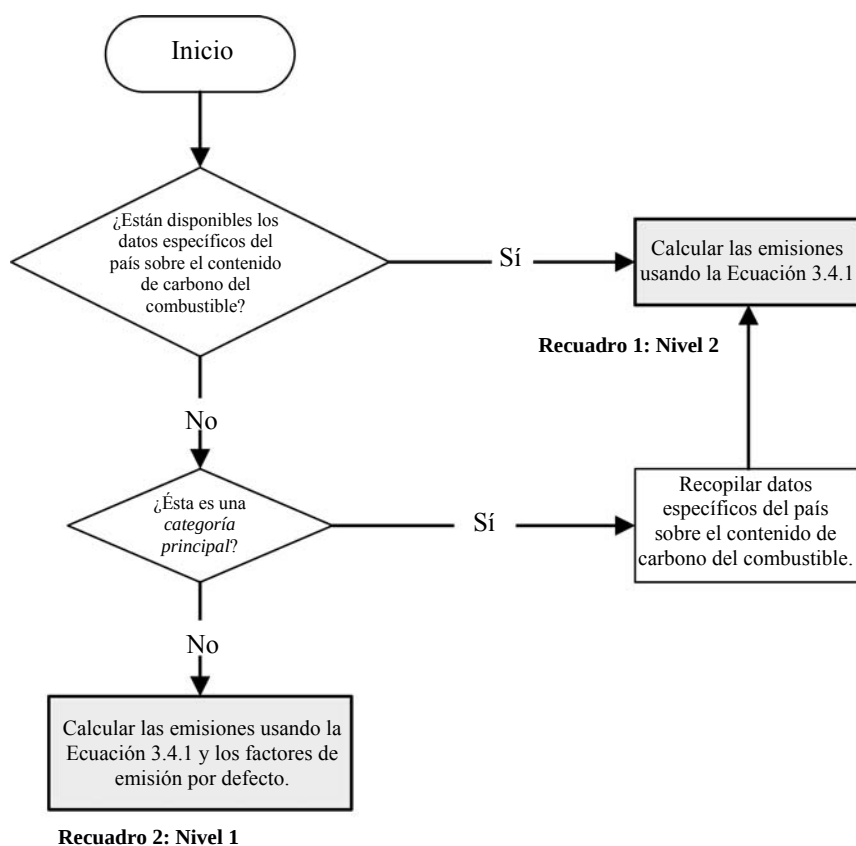
3.4.1 Cuestiones metodológicas

Las metodologías para estimar las emisiones de gases de efecto invernadero de los ferrocarriles (Sección 3.4.1.1) no se modificaron sustancialmente desde la publicación de las *Directrices del IPCC de 1996* y la *GPG2000*. Sin embargo, para garantizar la coherencia con el capítulo Combustión estacionaria, ahora se estiman las emisiones de CO₂ sobre la base del contenido total de carbono del combustible. Este capítulo cubre la *buena práctica* relativa al desarrollo de estimaciones para los gases directos de efecto invernadero CO₂, CH₄ y N₂O. Para los gases precursores o los gases indirectos de efecto invernadero de CO, COVDM, SO₂, PM, y NO_x, véase la Guía de EMEP/Corinair ([EEA, 2005](#)) para información sobre otras fuentes móviles).

3.4.1.1 ELECCIÓN DEL MÉTODO

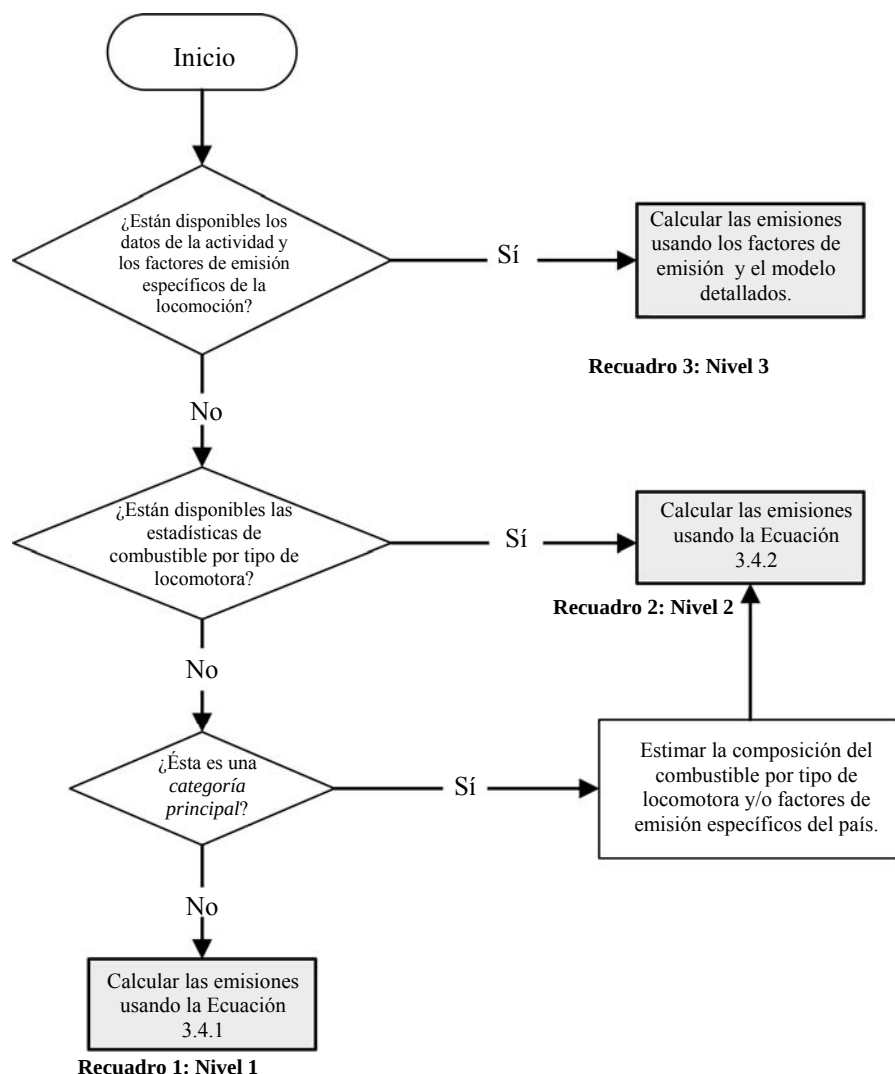
Existen tres opciones metodológicas para estimar las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O procedentes de los ferrocarriles. Los árboles de decisiones de las Figuras 3.4.1 y 3.4.2 aportan los criterios para elegir las metodologías.

Figura 3.4.1 **Árbol de decisión para estimar las emisiones de CO₂ procedentes de los ferrocarriles**



Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (principalmente la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

Figura 3.4.2 **Árbol de decisión para estimar las emisiones de CH₄ y N₂O procedentes de los ferrocarriles**



Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (principalmente la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

Los tres niveles de metodologías de estimación son variaciones de la misma ecuación fundamental:

ECUACIÓN 3.4.1 MÉTODO GENERAL PARA LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LAS LOCOMOTORAS $\text{Emisiones} = \sum_j (\text{Combustible}_j \cdot \text{EF}_j)$
--

Donde:

Emisiones = emisiones (kg)

Combustible_j = tipo de combustible j consumido (representado por el combustible vendido) en (TJ)

EF_j = factor de emisión por tipo de combustible j, (kg/TJ)

j = tipo de combustible

Para el Nivel 1, se estiman las emisiones usando los factores de emisión por defecto específicos del combustible que aparecen en el Cuadro 3.4.1, suponiendo que para cada tipo de combustible, consume el total un único tipo de locomotora. Para el CO₂, el Nivel 2 utiliza nuevamente la ecuación 3.4.1 con datos específicos del país sobre

el contenido de carbono del combustible. Ir más allá del Nivel 2 para estimar las emisiones de CO₂ ofrece pocos beneficios o ninguno.

Respecto del Nivel 2, para el CH₄ y N₂O, se estiman las emisiones con los factores de emisión específicos del país y del combustible presentados en la ecuación 3.4.2. Los factores de emisión, si están disponibles, deben ser específicos del tipo amplio de tecnología de locomotora.

ECUACIÓN 3.4.2
MÉTODO DE NIVEL 2 PARA EL CH₄ Y N₂O PROCEDENTE DE LAS LOCOMOTORAS

$$Emisiones = \sum_i (Combustible_i \cdot EF_i)$$

Donde:

Emisiones = emisiones (kg)

Combustible_i = combustible consumido (representado por el combustible vendido) por tipo de locomotora i, (TJ)

EF_i = factor de emisión por tipo de locomotora i, (kg/TJ)

i = tipo de locomotora

Los métodos de Nivel 3, si hay datos disponibles, utilizan una modelización más detallada del empleo de cada tipo de motor y tren, que afecta las emisiones a través de la dependencia de los factores de emisión en carga. Entre los datos necesarios se incluye el consumo de combustible que puede estratificarse aún más, según el viaje típico (p. ej., carga, interurbano, regional) y los kilómetros recorridos por tipo de tren. Es posible recopilar estos tipos de datos para otros fines (p. ej., emisiones de contaminantes del aire, según la velocidad y la geografía, o a partir de la dirección del ferrocarril).

La Ecuación 3.4.3 es un ejemplo de una metodología más detallada (Nivel 3), que se basa principalmente en el método de la USEPA para estimar las emisiones ajenas a la carretera (USEPA 2005 a & b). Utiliza la siguiente fórmula básica para calcular las emisiones (en Gg):

ECUACIÓN 3.4.3
EJEMPLO DE NIVEL 3 DE MÉTODO PARA EL CH₄ Y N₂O PROCEDENTE DE LAS LOCOMOTORAS

$$Emisión = \sum_i (N_i \cdot H_i \cdot P_i \cdot LF_i \cdot EF_i)$$

Donde:

Emisión = emisiones de CH₄ o N₂O (kg)

N_i = cantidad de locomotoras de tipo i

H_i = horas anuales de utilización de la locomotora i [h]

P_i = potencia nominal promedio de la locomotora i [kW]

LF_i = factor de carga típico de la locomotora i (fracción entre 0 y 1)

EF_i = factor de emisión promedio para usar en la locomotora i [kg/kWh]

i = tipo de locomotora y tipo de viaje

En esta metodología, es posible subdividir los parámetros H, P, LF y EF, como H en un patrón de uso que depende de la antigüedad (EEA, 2005). Se encuentran disponibles numerosas herramientas de modelización detallada para estimar las emisiones procedentes de las locomotoras, usando las metodologías del Nivel 3 (p. ej., RAILI (VTT 2003); NONROAD (USEPA 2005a y b); COST 319 (Jorgensen & Sorenson, 1997)). Véase el Recuadro 3.4.1 para conocer un ejemplo de un método de Nivel 3.

3.4.1.2 ELECCIÓN DE LOS FACTORES DE EMISIÓN

En el Cuadro 3.4.1 se presentan los factores de emisión por defecto para CO₂, CH₄ y N₂O y sus rangos de incertidumbre para el Nivel 1. Para estimar las emisiones de CH₄ y N₂O, se alienta a los compiladores del inventario a usar factores de emisión específicos del país para las locomotoras, si están disponibles.

CUADRO 3.4.1 FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LOS COMBUSTIBLES MÁS COMUNES USADOS PARA EL TRANSPORTE FERROVIARIO						
Gas	Diesel (kg/TJ)			Carbón sub-bituminoso (kg/TJ)		
	Por defecto	Inferior	Superior	Por defecto	Inferior	Superior
CO ₂	74 100	72 600	74 800	96 100	72 800	100 000
CH ₄ ¹	4,15	1,67	10,4	2	0,6	6
N ₂ O ¹	28,6	14,3	85,8	1,5	0,5	5
Notas: ¹ Para un consumo promedio de 0,35 litros por bhp-hr (caballos de fuerza de frenado-hora) para una locomotora de 4000 HP (0,47 litros por kWh para una locomotora de 2983 kW). (Dunn, 2001). ² Los factores de emisión del diesel se derivan de (EEA, 2005) (Cuadro 8-1), mientras que para el carbón, se derivan del Cuadro 2.2 del capítulo Combustión estacionaria.						

Para los gases no CO₂, pueden modificarse estos factores de emisión por defecto, según los parámetros de diseño del motor, según la Ecuación 3.4.4, por medio de los factores de ponderación de los contaminantes del Cuadro 3.4.2

ECUACIÓN 3.4.4
PONDERACIÓN DE LOS FACTORES DE EMISIÓN DE CH₄ Y N₂O PARA TECNOLOGÍAS ESPECÍFICAS

$$EF_{i,diesel} = PWF_i \cdot EF_{por defecto, diesel}$$

Donde:

- EF_{i,diesel} = factor de emisión específico del motor por tipo de locomotora i, (kg/TJ)
 PWF_i = factor de ponderación del contaminante para locomotoras del tipo i [sin dimensiones]
 EF_{por defecto, diesel} = factor de emisión por defecto para diesel (se aplica a CH₄, N₂O) (kg/TJ)

CUADRO 3.4.2 FACTORES DE PONDERACIÓN DE CONTAMINANTES COMO FUNCIONES DE LOS PARÁMETROS DE DISEÑO DE MOTORES PARA MOTORES SIN CONTROLAR (SIN DIMENSIÓN)		
Tipo de motor	CH ₄	N ₂ O
Inyección directa con aspiración natural	0,8	1,0
Inyección directa turbo / Inyección directa turbo con radiador intermedio	0,8	1,0
Inyección de cámara previa con aspiración natural	1,0	1,0
Inyección de cámara previa turbo	0,95	1,0
Inyección de cámara previa turbo con radiador intermedio	0,9	1,0
Fuente: EEA 2005 (Cuadro 8-9);		

Para tomar en cuenta el incremento de las emisiones de CH₄ y N₂O con la antigüedad, es posible aumentar los factores de emisión por defecto para el CH₄ un 1,5 por ciento anual, mientras que el deterioro del N₂O es insignificante (EEA, 2005).

RECUADRO 3.4.1
EJEMPLO DEL MÉTODO DE NIVEL 3

Las disposiciones de la EPA de 1998 sobre motores diesel no viales están estructuradas en forma de progresión en 3 niveles (USEPA, 1998). Cada nivel de la USEPA implica una fase (por caballos de fuerza nominales) a través de varios años. Las normas del Nivel 0 estuvieron vigentes hasta 2001. Las normas más rigurosas de Nivel 1 tuvieron vigencia de 2002 a 2004, y las normas aún más rigurosas de Nivel 2 entraron en vigencia en 2005. Las principales mejoras se encuentran en las emisiones de NO_x y PM a través de los niveles de la USEPA. El uso de diesel mejorado con un menor contenido de azufre contribuye a reducir las emisiones de SO₂. El siguiente cuadro muestra los factores de emisión de amplio nivel tecnológico para éstas y otras locomotoras por encima de los 3000 HP. También pueden incluirse factores de emisión en g/pasajero-kilómetro para trenes de pasajeros y g/tonelada-kilómetro para trenes de carga para niveles superiores, si está disponible la información específica del país (p. ej., Hahn, 1989; UNECE 2002).

FACTORES DE EMISIÓN DE AMPLIO NIVEL TECNOLÓGICO								
Modelo	Motor	Potencia		Consumo de combustible diesel específico del freno (kg/kWh)	Niveles de emisión declarados (g/kWh)			
		HP	kW		NO _x	CO	HC	CO ₂
EMD SD-40	645E3B	3000	2237	0,246	15,82	2,01	0,36	440
EMD SD-60	710G3	3800	2834	0,219	13,81	2,68	0,35	391
EMD SD-70	710G3C	4000	2983	0,213	17,43	0,80	0,38	380
EMD SD-75	710G3EC	4300	3207	0,206	17,84	1,34	0,40	367
GE Dash 8	7FDL	3800	2834	0,219	16,63	6,44	0,64	391
GE Dash 9	7FDL	4400	3281	0,215	15,15	1,88	0,28	383
GE Dash 9	7FDL (Nivel 0)	4400	3281	0,215	12,74	1,88	0,28	383
Evolution	GEVO 12	4400	3281	NA	10,86	1,21	0,40	NA
2TE116	1A-5Д49	6035	2●2250	0,214	16,05	10,70	4,07	382
2TE10M	10Д100	5900	2●2200	0,226	15,82	10,62	4,07	403
TEП60	11Д45	2950	2200	0,236	16,05	10,62	3,84	421
TEП70	2A-5Д49	3420	2550	0,211	15,83	10,55	4,01	377
2M62	14Д40	3943	2●1470	0,231	13,40	9,01	3,23	412

Fuentes:

¹ Información sobre locomotoras EMD y GE basada en Dunn, 2001. Las estimaciones de CO y HC de nivel inferior para las locomotoras de arrastre de línea son 6,7 g/kWh y 1,3 g/kWh respectivamente.

² Para los modelos TE y 2M62, las estimaciones se basan en GSTU 1994

3.4.1.3 ELECCIÓN DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Se necesitan los datos nacionales de consumo de combustible para estimar las emisiones de CO₂ para los métodos de Nivel 1 y Nivel 2. Para estimar las emisiones de CH₄ y N₂O con el Nivel 2, se necesitan los datos del nivel de la categoría de locomotoras. Los métodos del Nivel 3 exigen datos de la actividad para las operaciones (por ejemplo, kilómetro tonelada bruta (KTB) y el régimen de trabajo) en el nivel específico de la locomotora de arrastre de línea. Estos métodos también exigen otra información específica de la locomotora, como ser la población de fuente (con antigüedad y escala de potencia), kilometraje por tonelada de tren, horas de uso anuales y patrones de uso según la antigüedad, caballos de fuerza promedio nominales (con distribución de potencia individual dentro de las escalas de potencia dadas), factor de carga, información de sección (como topografía del terreno y velocidades del tren). Hay métodos de modelización alternativos para la estimación de Nivel 3 (VTT 2003; EEA 2005).

Las compañías de ferrocarriles o locomotoras, o las autoridades del transporte pertinentes pueden proporcionar los datos de consumo de combustible para las locomotoras de maniobras y de arrastre de línea. El aporte de las locomotoras de maniobras tiende a ser muy pequeño para casi todos los países. Si no se incluye aparte el consumo anual de combustible para las locomotoras de maniobras, quizá sea posible estimar el uso del combustible si hay disponibles datos típicos de la utilización y el uso diario del combustible según la ecuación siguiente:

ECUACIÓN 3.4.5

ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS LOCOMOTORAS DE MANIOBRAS

Consumo de combustible del inventario = Cantidad de locomotoras de maniobras • Consumo promedio de combustible por locomotora y por día • Cantidad promedio de días de trabajo por locomotora en el año

Es posible obtener la cantidad de locomotoras de maniobras a través de las compañías de ferrocarriles o las autoridades del transporte. Si se desconoce el consumo de combustible promedio por día, se puede usar un valor de 863 litros por día (USEPA, 2005a). La cantidad de días de trabajo suele ser 365. Si no es posible obtener los datos correspondientes a la cantidad de locomotoras de maniobras, se puede aproximar el inventario de emisiones suponiendo que las locomotoras de arrastre de línea consumen todo el combustible.

Si hay disponibles datos del consumo del combustible para la jurisdicción en su totalidad (estado o territorio), puede haber cómputo doble cuando las locomotoras de una compañía llenan la jurisdicción de otra. Es posible resolverlo a niveles más altos mediante la utilización de datos del funcionamiento.

En los casos en los que se utilizan métodos de nivel superior, se debe cuidar que los datos del consumo de combustible utilizados para el CO₂ sean coherentes con los datos de la actividad usados para el CH₄ y el N₂O.

3.4.1.4 EXHAUSTIVIDAD

El diesel es el tipo de combustible más usado en los ferrocarriles, pero los compiladores deben cuidar de no omitir ni contabilizar dos veces los demás combustibles que pueden usarse en las locomotoras diesel para fines de tracción. Pueden estar mezclados con el diesel e incluir combustibles de petróleo (como el combustible residual, los fuelóleos u otros destilados), el Biodiésel (p. ej. ésteres de aceite de la semilla de colza, la soja, el girasol, el aceite de *Jatropha* o *Karanja*, o las grasas vegetales y animales recuperadas) y los combustibles sintéticos. Puede usarse el biodiésel en todos los motores diesel con una leve modificación o sin modificación alguna. Es posible la mezcla con el diesel convencional. Entre los combustibles sintéticos se incluyen los destilados intermedios sintéticos (SMD) y el dimetil éter (DME) que se producen a través de diversas sustancias carbonáceas para alimentación a procesos, incluidos el gas natural, el fuelóleo residual, los petróleos crudos pesados y el carbón mediante la producción de gas sintético. La mezcla varía y actualmente es de entre 2 y 5 por ciento de biodiésel y el resto diesel de petróleo. Se considera que las propiedades de emisión de estos combustibles son similares a las de los combustibles usados para el sector del transporte terrestre. Las emisiones de CO₂ procedentes de los combustibles derivados de la biomasa deben declararse como elementos informativos y no deben incluirse en el total nacional, para evitar el cómputo doble.

Las locomotoras diesel pueden quemar gas natural o carbón para calentar los coches. Si bien estas fuentes de energía pueden ser «móviles», los métodos para estimar las emisiones de la combustión de los combustibles para calefacción están cubiertas en la sección Combustión estacionaria de este volumen Energía. Los compiladores de los inventarios deben cuidar de no omitir ni contabilizar dos veces las emisiones procedentes de la energía utilizada para la calefacción de los coches del ferrocarril.

Las locomotoras diesel también consumen cantidades significativas de aceites lubricantes. Se abordan las emisiones relacionadas en el Capítulo 5 del volumen IPPU.

Existe una superposición parcial con otros sectores de fuentes. Muchos datos estadísticos no incluyen el combustible utilizado en otras actividades, como las fuentes estacionarias del ferrocarril, la maquinaria todo terreno, los vehículos y las máquinas de vías en el uso del combustible para el ferrocarril. Esas emisiones no deben incluirse aquí sino en las categorías pertinentes no relativas al ferrocarril como fuentes estacionarias, todo terreno, etc. Si no fuera el caso y resultara imposible separar estos otros usos de las locomotoras, es una *buena práctica* tomar nota de ello en cualquier informe de inventario o cuadro para generación de informes de las emisiones.

3.4.1.5 DESARROLLO DE UNA SERIE TEMPORAL COHERENTE

Las emisiones de CH₄ y N₂O dependen del tipo del motor y de la tecnología. A menos que se hayan desarrollado factores de emisión específicos de la tecnología, es una *buena práctica* utilizar el mismo conjunto de factores de emisión específico del combustible para todos los años.

Las opciones de mitigación que afectan los factores de emisión solamente pueden capturarse usando factores de emisión específicos del motor o desarrollando hipótesis de tecnología de control. Deben documentarse estos cambios adecuadamente.

Para obtener más información sobre la forma de determinar las emisiones del año de base y garantizar la coherencia de la serie temporal, véase el Capítulo 5 del Volumen 1: Coherencia de la serie temporal.

3.4.1.6 EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRE

Las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los ferrocarriles suelen ser muy inferiores a las procedentes del transporte terrestre porque las cantidades de combustible consumido son menores, y también porque muchas veces se dan las operaciones en las líneas electrificadas, en cuyo caso las emisiones asociadas con el uso de la energía en los ferrocarriles se declaran en la sección de generación eléctrica y dependen de las características del sector.

Para reducir la incertidumbre, se necesita un método completo tanto para los factores de emisión como para los datos de la actividad, en especial en los casos en los que se usan los datos de la actividad de abajo hacia arriba. Si se usan datos representativos estimados en el ámbito local, se tiende a mejorar la exactitud, aunque las incertidumbres pueden seguir siendo grandes. Es una *buena práctica* documentar las incertidumbres, tanto en los factores de emisión como en los datos de la actividad.

Puede encontrarse una mayor orientación sobre las estimaciones de la incertidumbre para los factores de emisión en el Volumen 3 del Capítulo 1: Incertidumbres.

Incertidumbre del factor de emisión

El Cuadro 3.4.1 proporciona rangos que indican las incertidumbres asociadas con el diesel. Ante la falta de información específica, la relación porcentual entre los valores limitantes superior e inferior y la estimación central pueden servir para derivar los rangos de incertidumbre por defecto asociados con los factores de emisión para los aditivos.

Incertidumbre de los datos de la actividad

La incertidumbre de los datos de la actividad de arriba hacia abajo (uso del combustible) tiende a ser de aproximadamente 5 por ciento. La incertidumbre de los datos desagregados para las estimaciones de abajo hacia arriba (utilización o uso de combustible por tipo de tren) es improbable que sea inferior al 10 por ciento y podría ser varias veces mayor, según la calidad de los sondeos estadísticos subyacentes. No obstante, las estimaciones de abajo hacia arriba son necesarias para estimar los gases no CO₂ a niveles más altos. Estos cálculos de nivel superior también pueden arrojar estimaciones de CO₂, pero probablemente sean más inciertas que las del Nivel 1 o 2. De este modo, el camino a seguir en los casos en los que los ferrocarriles son una *categoría principal* es usar la estimación de arriba hacia abajo para el CO₂ con el contenido de carbono del combustible específico del país, y las estimaciones de nivel superior para los demás gases. Entonces puede utilizarse una estimación de CO₂ de abajo hacia arriba para las verificaciones cruzadas de GC/CC.

Puede encontrarse una mayor orientación sobre las estimaciones de la incertidumbre para los datos de la actividad en el Capítulo 3 del Volumen 1: Incertidumbres.

3.4.2 Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario

Es una *buena práctica* realizar actividades de control de calidad, tal como se plantea en el Capítulo 6 del Volumen 1: Garantía de calidad / Control de calidad y verificación.

Otros controles de calidad extra planteados en los procedimientos de Nivel 2 del Capítulo 6 del Volumen 1 también pueden ser aplicables, en particular si se usan métodos de nivel superior para determinar las emisiones procedentes de esta categoría de fuente. Se alienta a los compiladores de los inventarios a usar GC/CC de nivel superior para las *categorías principales* identificadas en el Capítulo 4 del Volumen 1: Opción metodológica e identificación de categorías principales. Además de la orientación provista en lo precedente, se delinean a continuación los procedimientos específicos pertinentes para esta categoría de fuente.

Revisión de los factores de emisión

El compilador del inventario debe garantizar que la fuente de datos original para los factores nacionales sea aplicable a cada categoría y que se hayan efectuado los controles de exactitud sobre la adquisición y el cálculo de los datos. Para los factores por defecto del IPCC, el compilador debe garantizar que sean aplicables y pertinentes a la categoría. De ser posible, deben compararse los factores por defecto del IPCC con los factores nacionales, para obtener un indicio mayor de que los factores son aplicables y razonables.

Control de los datos de la actividad

Debe revisarse la fuente de los datos de la actividad, para garantizar la aplicabilidad y la pertinencia a la categoría. De ser posible, deben compararse los datos con los datos de la actividad históricos o con las salidas del modelo, para detectar anomalías. Es posible controlar los datos con los indicadores de productividad tales como el combustible por unidad de distancia de desempeño del ferrocarril (kilómetros de carga y con pasajeros) en comparación con otros países y a través de distintos años.

3.4.3 Generación de informes y documentación

Es una *buena práctica* documentar y archivar toda la información requerida para producir las estimaciones del inventario de emisiones nacionales, como se plantea en el Capítulo 8 del Volumen 1. Orientación y cuadros para la generación de informes.

Además de declarar las emisiones, es una *buena práctica* proporcionar:

- de qué forma se obtuvo la información detallada necesaria para las estimaciones de abajo hacia arriba, y qué incertidumbres deben estimarse;
- cómo se concilió el método de abajo hacia arriba de utilización del combustible con las estadísticas de uso del combustible de arriba hacia abajo;
- los factores de emisión usados y las referencias asociadas, en especial para los aditivos

- la forma en la que se identificaron los componentes del biocombustible.

La posible inclusión de combustibles usados para fines no locomotivos (véase la sección 3.4.1.2 anterior).

3.4.4 Cuadros para la generación de informes y hojas de trabajo

Véanse las cuatro páginas de las hojas de trabajo (Anexo 1) para el método por sectores del Nivel I, que deben completarse para cada categoría de fuente. Los cuadros para la generación de informes están disponibles en el Volumen 1, Sección 8.

3.5 NAVEGACIÓN MARÍTIMA Y FLUVIAL

Esta categoría de fuente cubre todo el transporte marítimo y fluvial desde lo recreativo hasta los grandes transatlánticos de carga impulsados principalmente por motores diesel de baja, media y alta velocidad y, en ocasiones, por turbinas de vapor o de gas. Incluye los aerodeslizadores y aliscafos. La navegación marítima y fluvial provoca emisiones de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), así como monóxido de carbono (CO), compuestos orgánicos volátiles diferentes del metano (COVDM), dióxido de azufre (SO₂), materia particulada (PM) y óxidos de nitrógeno (NO_x).

La Sección 3.5.5 contiene definiciones de los términos específicos que pueden ser de utilidad para el compilador del inventario.

3.5.1 Cuestiones metodológicas

Esta sección aborda los gases directos de efecto invernadero CO₂, CH₄ y N₂O. La categoría de fuente está planteada en detalle en el Cuadro 3.5.1. Los métodos examinados también pueden servir para estimar las emisiones procedentes de la navegación marítima y fluvial militar (véase la sección 3.5.1.4). A los fines del inventario de emisiones, se establece una distinción entre la navegación marítima y fluvial nacional de la internacional. Toda emisión fugitiva procedente del transporte de combustibles fósiles (p. ej., por buque cisterna) debe estimarse y declararse en la categoría «Emisiones fugitivas», según se establece en el Capítulo 4 de este Volumen.

3.5.1.1 ELECCIÓN DEL MÉTODO

Se presentan dos niveles metodológicos para estimar las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O procedentes de la navegación marítima y fluvial. Ambos aplican factores de emisión a los datos de la actividad sobre consumo de combustible. El árbol de decisión de la Figura 3.5.1 ayuda a elegir entre los dos niveles. Las emisiones se estiman por separado para la navegación marítima y fluvial nacional e internacional.

Nivel 1

El método de Nivel 1 es el más simple y puede aplicarse con los valores por defecto o con la información específica del país. Los datos de consumo de combustible y los factores de emisión del método de Nivel 1 son específicos del tipo de combustible y deben aplicarse a los datos de la actividad correspondientes (p. ej. gas/diesel oil usados para la navegación). El cálculo se basa en la cantidad de combustible quemado y en los factores de emisión para el CO₂, CH₄ y el N₂O. Se muestra el cálculo en la Ecuación 3.5.1 y se presentan los factores de emisión en los Cuadros 3.5.2 y 3.5.3

$$\text{Emisiones} = \sum (\text{Combustible consumido}_{ab} \cdot \text{Factor de emisión}_{bb})$$

Donde:

a = tipo de combustible (diesel, gasolina, GLP, tanque, etc.)

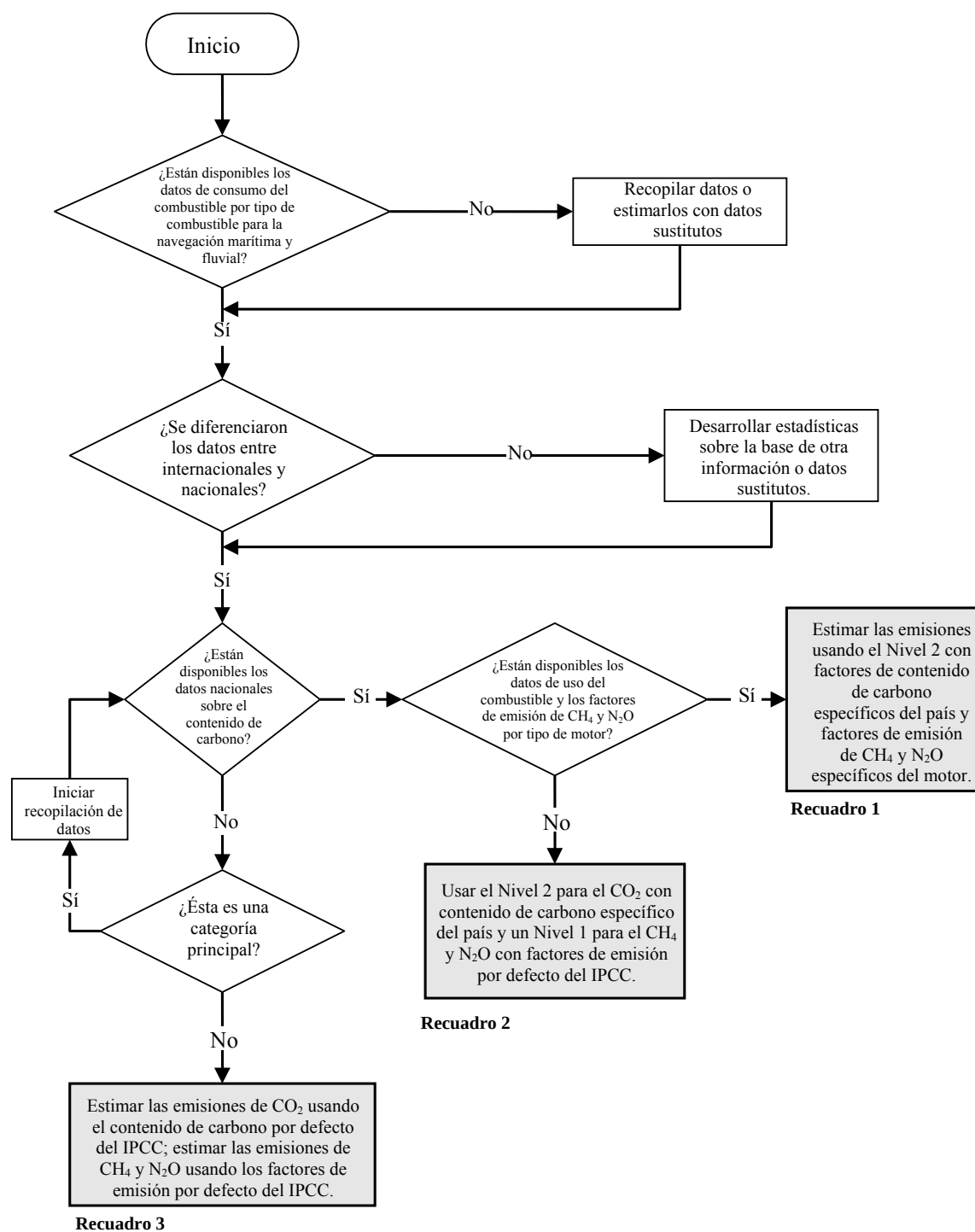
b = tipo de navegación marítima y fluvial (es decir, barco o bote y posiblemente tipo de motor.) (Solamente en el Nivel 2 se diferencia el combustible usado por tipo de embarcación para poder omitir b en el Nivel 1)

Nivel 2

El método de Nivel 2 también utiliza el consumo de combustible por tipo de combustible, pero exige los factores de emisión específicos del país con mayor especificidad en la clasificación de los modos (p. ej., barcos y botes transatlánticos), tipo de combustible (p. ej., fuelóleo) y hasta el tipo de motor (p. ej., diesel) (Ecuación 3.5.1). Al aplicar el Nivel 2, el compilador del inventario debe observar que la guía de inventario de emisiones de EMEP/Corinair (EEA, 2005) ofrece una metodología detallada para estimar las emisiones de los barcos, sobre la base del tipo de barco y de motor, y los datos de movimientos del barco. Se puede usar la metodología de movimiento del barco cuando los datos detallados del movimiento del barco y la información técnica sobre los barcos están disponibles y sirven para diferenciar las emisiones de la navegación marítima y fluvial nacional de la internacional.

CUADRO 3.5.1 ESTRUCTURA DE LA CATEGORÍA DE FUENTE	
Categoría de fuente	Alcance
1 A 3 d Navegación marítima y fluvial	Emisiones de combustibles usados para impulsar naves marítimas y fluviales, incluidos aerodeslizadores y aliscafos, pero a exclusión de las naves pesqueras. La división entre rutas internacionales/nacionales debe determinarse en base a los puertos de salida y de llegada, y no por la bandera o nacionalidad del barco.
1 A 3 d i <i>Navegación marítima y fluvial internacional (tanques de combustible internacionales)</i>	Emisiones de combustibles usados por naves de todas las banderas que se dedican a la navegación internacional vial. La navegación internacional puede ser en mares, lagos internos o vías fluviales y por aguas costeras. Incluye emisiones de viajes que salen desde un país y llegan a otro. Excluye el consumo de barcos pesqueros (véase Otros sectores – Pesca). Se pueden incluir las emisiones de la navegación marítima y fluvial militar internacional como subcategoría aparte de la navegación marítima y fluvial internacional, siempre y cuando se aplique la misma distinción en las definiciones y haya datos disponibles para respaldar la definición.
1 A 3 d ii <i>Navegación marítima y fluvial nacional</i>	Emisiones de combustibles usados por barcos de todas las banderas que salen y llegan dentro de un mismo país (excluye la pesca, que debe declararse bajo 1 A 4 c iii y los viajes militares, que deben declararse en 1 a 5 b). Nótese que esto puede incluir los viajes de considerable extensión entre dos puertos de un país (p. ej., de San Francisco a Honolulu).
1 A 4 c iii <i>Pesca (combustión móvil)</i>	Emisiones de combustible que se usa en pesca de cabotaje, costera y en alta mar. La pesca debe cubrir las naves de todas las banderas que hayan repostado en el país (incluida la pesca internacional).
1 A 5 b Móvil <i>(componente de la navegación marítima y fluvial)</i>	Todas las demás emisiones móviles marítimas y fluviales de la quema de combustibles que no se hayan especificado en otro lugar. Incluye las emisiones militares precedentes de la navegación marítima y fluvial militar del combustible entregado a las fuerzas militares del país, que no se incluye por separado en la categoría 1 A 3 d i, así como el combustible entregado dentro de ese país pero usado por las fuerzas militares de otros países que no participan en operaciones multilaterales.
Operaciones multilaterales <i>(componente de navegación marítima y fluvial)</i>	Emisiones procedentes de los combustibles utilizado para la navegación marítima y fluvial en las operaciones multilaterales, conforme a la Carta de las Naciones Unidas. Incluye las emisiones de combustible entregado a los militares del país y a los militares de otros países.

Figura 3.5.1 **Árbol de decisión para las emisiones procedentes de la navegación marítima y fluvial**



Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (principalmente la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

3.5.1.2 ELECCIÓN DE LOS FACTORES DE EMISIÓN

NIVEL 1

Los factores de emisión por defecto del dióxido de carbono (Cuadro 3.5.2) se basan en el tipo de combustible y el contenido de carbono, y dan cuenta de la fracción de carbono oxidado (100 por ciento), como se describe en el Capítulo 1, Introducción, de este Volumen y en el Cuadro 1.4).

CUADRO 3.5.2 FACTORES DE EMISIÓN DEL CO ₂				
kg/TJ				
Combustible		Por defecto	Inferior	Superior
Gasolina		69 300	67 500	73 000
Otro queroseno		71 900	70 800	73 600
Gas/Diesel Oil		74 100	72 600	74 800
Fuelóleo residual		77 400	75 500	78 800
Gases licuados de petróleo		63 100	61 600	65 600
Otro petróleo	Gas de refinería	57 600	48 200	69 000
	Ceras de parafina	73 300	72 200	74 400
	Espíritu blanco y SBP	73 300	72 200	74 400
	Otros productos del petróleo	73 300	72 200	74 400
Gas natural		56 100	54 300	58 300

Para los gases no CO₂, se presentan los factores de emisión por defecto del Nivel 1 en un nivel muy general en el Cuadro 3.5.3.

CUADRO 3.5.3 FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO DEL CH ₄ Y N ₂ O PROCEDENTES DE LA NAVEGACIÓN MARÍTIMA Y FLUVIAL		
	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
Transatlánticos *	7 ± 50%	2 +140% -40%
*Valores por defecto derivados para los motores diesel que utilizan fuelóleo pesado. Fuente: (1995) y EC (2002)		

NIVEL 2

Los factores de emisión del Nivel 2 deben ser específicos del país y, de ser posible, derivados a través de pruebas efectuadas en el país de combustibles motores de combustión usados en la navegación marítima y fluvial. Deben documentarse las fuentes de los factores de emisión según lo dispuesto en las presentes *Directrices*. La guía de inventario de emisiones de EMEP/Corinair (EEA 2005) puede ser una fuente de factores de emisión de NO_x, CO y COVDM para los cálculos de Nivel 1 y 2.

3.5.1.3 ELECCIÓN DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Se necesitan los datos sobre el consumo de combustible por tipo de combustible y de motor (para el N_2O y el CH_4) para estimar las emisiones de la navegación marítima y fluvial. Además, en los procedimientos de declaración actuales, las emisiones procedentes de la navegación marítima y fluvial nacional se declaran aparte de las procedentes de la navegación marítima y fluvial internacional, que exige desagregar los datos de la actividad a este nivel. Por cuestiones de coherencia, es una *buena práctica* usar definiciones similares de las actividades nacionales e internacionales para la aviación y para la navegación marítima y fluvial. Se presentan estas definiciones en el Cuadro 3.5.4, y son independientes de la nacionalidad o la bandera del transportista. En algunos casos, las estadísticas nacionales de energía pueden no proporcionar datos coherentes con esta definición. Es una *buena práctica* que los países separen los datos de la actividad de manera coherente con esta definición. En la mayoría de los países, los impuestos y aranceles aduaneros gravan los tanques de combustible para consumo nacional, pero los tanques de combustible para consumo internacional están libres de tales impuestos. Ante la falta de fuentes de datos más directas, es posible usar la información referida a los impuestos nacionales para establecer la distinción entre consumo de combustible nacional e internacional. En cualquier caso, el país debe definir claramente las metodologías e hipótesis utilizadas¹³.

CUADRO 3.5.4 CRITERIOS PARA DEFINIR LA NAVEGACIÓN MARÍTIMA Y FLUVIAL INTERNACIONAL O NACIONAL (SE APLICAN A CADA SEGMENTO DE UN VIAJE CON ESCALA EN MÁS DE DOS PUERTOS) *		
Tipo de viaje entre dos puertos	Nacional	Internacional
Salida y llegada en el mismo país	Sí	No
Salida de un país y llegada a otro	No	Sí
* La mayor parte de los datos de movimientos de barcos se recopilan sobre la base de los segmentos individuales del viaje (desde una salida hasta la llegada siguiente) y no hay distinción entre los diferentes tipos de paradas intermedias (como lo exigen las <i>GPG 2000</i>). Por lo tanto, basar la distinción en los datos de los segmentos individuales es más simple y tiende a reducir las incertidumbres. Es muy improbable que este cambio produzca un cambio significativo en las estimaciones de emisión. No cambia la forma en la que se declaran las emisiones de los viajes internacionales como elemento informativo y no se incluyen en los totales nacionales.		

Es posible obtener los datos de utilización del combustible por diversos métodos. El más factible depende de las circunstancias nacionales, pero algunas de las opciones arrojan resultados más exactos que las otras. En la lista siguiente, se enumeran diversas fuentes probables de datos del combustible, reales o sustitutos, en orden de fiabilidad típicamente decreciente:

- Estadísticas nacionales de energía de los organismos de energía o de estadísticas;
- Información estadística de la Agencia Internacional de Energía (AIE);
- sondeos de las compañías navieras (incluidos el trasbordador y la carga);
- sondeos de los proveedores de combustible (p. ej., cantidad de combustibles entregados a las instalaciones del puerto);
- sondeos de las autoridades individuales portuarias y marítimas;
- sondeos de las compañías pesqueras;
- contabilización de equipos, en especial para las embarcaciones pequeñas a gasolina de placer y pesca;
- registros de importación/exportación;
- datos de movimientos de barcos y cronogramas estándar de pasajeros y transbordadores de carga;
- cálculos de pasajeros y datos del tonelaje de la carga;
- Organización Marítima Internacional (OMI), fabricantes de motores, o la base de datos Jane's Military Ships;
- datos de movimientos de barcos obtenidos de los datos del Registro de Lloyds.

Quizá resulte necesario combinar y comparar estas fuentes de datos para lograr la cobertura completa de las actividades navieras.

Los motores diesel marinos son el principal bloque motor utilizado dentro del sector marítimo, tanto para propulsión como para generación eléctrica auxiliar. Algunas embarcaciones son propulsadas por plantas de vapor (EEA 2005). La navegación

¹³ Es una *buena práctica* establecer claramente el razonamiento y la justificación si un país opta por usar las definiciones de la *GPG2000*.

marítima y fluvial también debe dar cuenta del combustible que puede utilizarse en motores auxiliares que accionan, por ejemplo, plantas de refrigeración y bombas de carga, así como en las calderas a bordo de las embarcaciones. Muchos buques petroleros a vapor siguen en uso, los cuales consumen más combustible por día al descargar su carga en un puerto para operar las bombas que en alta mar. El Cuadro 3.5.5 presenta el porcentaje promedio de combustible consumido por los motores principales y por los auxiliares de todo el combustible consumido por los tipos de embarcaciones de navegación marítima y fluvial. Esto permite al compilador del inventario aplicar los factores de emisión correctos, si están disponibles, ya que pueden diferir entre los motores principales y los auxiliares. El Cuadro 3.5.6 proporciona los factores de consumo del combustible para diversos tipos de embarcaciones de navegación marítima y fluvial, si se recopila la flota de barcos por tonelaje y categoría.

CUADRO 3.5.5 CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE MOTOR (BARCOS >500 GRT)			
Tipo de barco	Consumo del motor principal (%)	Cant. promedio de motores aux. por embarcación	Consumo del motor auxiliar (%)
Transportadores a granel	98%	1,5	2%
Transportadores combinados	99%	1,5	1%
Buques contenedores	99%	2	1%
Buques de carga seca	95%	1,5	5%
Buques de alta mar	98%	1	2%
Transbordadores/Embarcaciones para pasajeros	98%	2	2%
Buques frigoríficos	97%	2	3%
Embarcaciones de autotransbordo	99%	1,5	1%
Buques cisterna	99%	1,5	1%
Embarcaciones varias	98%	1	2%
Totales	98%		2%
Fuente: Base de datos de barcos Fairplay, 2004. GRT = tonelaje registrado bruto, del inglés, <i>Gross Registered Tonnage</i>			

CUADRO 3.5.6 FACTORES DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE, POTENCIA TOTAL		
Tipo de barco	Consumo promedio (tonelada/día)	Consumo a potencia total (tonelada/día) como función del tonelaje bruto (GRT)
Transportadores a granel		
Volumen sólido	33,8	$20,186 + 0,00049 \cdot \text{GRT}$
Volumen líquido	41,8	$14,685 + 0,00079 \cdot \text{GRT}$
Carga general	21,3	$9,8197 + 0,00143 \cdot \text{GRT}$
Contenedor	65,9	$8,0552 + 0,00235 \cdot \text{GRT}$
Pasajeros/Autotransbordo/Carga	32,3	$12,834 + 0,00156 \cdot \text{GRT}$
Pasajeros	70,2	$16,904 + 0,00198 \cdot \text{GRT}$
Trasbordador de alta velocidad	80,4	$39,483 + 0,00972 \cdot \text{GRT}$
Carga fluvial	21,3	$9,8197 + 0,00143 \cdot \text{GRT}$
Barcos de vela	3,4	$0,4268 + 0,00100 \cdot \text{GRT}$
Remolcadores	14,4	$5,6511 + 0,01048 \cdot \text{GRT}$
Pesca	5,5	$1,9387 + 0,00448 \cdot \text{GRT}$
Otros barcos	26,4	$9,7126 + 0,00091 \cdot \text{GRT}$
Todos los barcos	32,8	$16,263 + 0,001 \cdot \text{GRT}$
Fuente: Techne (1997)		

Además, aunque los gases provenientes de las descargas de la carga (principalmente recuperación de GNL o COV) pueden usarse como combustible en los barcos, las cantidades no suelen ser lo suficientemente grandes en comparación con el combustible total consumido. Debido al aporte pequeño, no es necesario contabilizarlo en el inventario.

3.5.1.4 MILITARES

Las *Directrices del IPCC de 2006* no presentan un método definido para calcular las emisiones marítimas y fluviales militares. Las emisiones del uso de combustible marítimo y fluvial militar pueden estimarse por medio de la ecuación 3.5.1 y se recomienda el mismo método de cálculo que para la navegación no militar. Debido a las características especiales de las operaciones, situaciones y tecnologías (p. ej. portaaviones, centrales eléctricas auxiliares muy grandes y tipos de motores inusuales) asociadas a la navegación marítima y fluvial militar, se alienta la utilización de un método más detallado de análisis para los casos en los que los datos están disponibles. Por lo tanto, los compiladores de los inventarios deben consultar a los expertos militares para determinar los factores de emisión más adecuados a la navegación marítima y fluvial militar del país.

Por cuestiones de confidencialidad (véase exhaustividad y generación de informes), muchos compiladores pueden tener dificultades para obtener datos para la cantidad de uso de combustible militar. Aquí se define la actividad militar como aquellas actividades en las que se utiliza el combustible adquirido por las autoridades militares del país o provisto a ellas. Es una *buena práctica* aplicar las reglas que definen las operaciones civiles nacionales e internacionales en la navegación marítima y fluvial para las operaciones militares cuando los datos necesarios para aplicarles son comparables y están disponibles. Deben obtenerse los datos sobre el uso militar del combustible a través de instituciones militares gubernamentales o proveedores de combustible. Si no hay disponibles datos sobre la división del combustible, todo el combustible vendido para actividades militares debe tratarse como nacional.

Las emisiones resultantes de las operaciones multilaterales con arreglo a la Carta de las Naciones Unidas no deben incluirse en los totales nacionales sino declararse por separado; otras emisiones relativas a las operaciones deben incluirse en los totales nacionales de emisiones de una o más Partes involucradas. Los cálculos nacionales deben tomar en cuenta el combustible entregado a las fuerzas militares del país, así como el combustible entregado dentro de ese país pero usado por las fuerzas militares de otros países. Otras emisiones relativas a las operaciones (p. ej. equipo de apoyo terrestre todo terreno) deben incluirse en los totales nacionales de emisiones de la categoría de fuente correspondiente.

3.5.1.5 EXHAUSTIVIDAD

Para las emisiones de la navegación marítima y fluvial, los métodos se basan en el uso total del combustible. Porque los países suelen tener sistemas de contabilización eficaces para medir el consumo total de combustible. El área mayor de posible cobertura incompleta de esta categoría de fuente tiende a estar asociada con la asignación incorrecta de emisiones de la navegación en otra categoría de fuente. Por ejemplo, en el caso de una embarcación pequeña con motores a gasolina, puede ser difícil obtener los registros completos del uso del combustible y algunas de las emisiones pueden declararse como industriales (cuando las compañías industriales usan embarcaciones pequeñas), otra producción de energía móvil o estacionaria ajena a la carretera. Las estimaciones de las emisiones marítimas y fluviales deben incluir no solo el combustible para la navegación marítima, sino también para las embarcaciones de pasajeros, los transbordadores, las embarcaciones recreativas, otras embarcaciones fluviales y otras alimentadas a gasolina. La asignación incorrecta no afecta la exhaustividad del inventario total nacional de emisiones de CO₂. Si afecta la exhaustividad del inventario total de emisiones no CO₂, porque los factores de emisión no CO₂ difieren de una categoría de fuente a otra.

Las emisiones fugitivas procedentes del transporte de combustibles fósiles deben estimarse y declararse en la categoría «Emisiones fugitivas». La mayoría de las emisiones fugitivas se producen durante la carga y descarga y, por lo tanto, se contabilizan en esa categoría. Las emisiones producidas durante el viaje se consideran insignificantes.

La exhaustividad también puede ser un problema cuando los datos militares son confidenciales, a menos que el uso militar del combustible se agregue con otra categoría de fuente.

Existen más desafíos a la hora de diferenciar las emisiones nacionales de las internacionales. Puesto que las fuentes de datos de cada país son únicas para esta categoría, no es posible formular una regla general respecto de la forma de realizar una asignación ante la falta de datos claros. Es una *buena práctica* especificar claramente las hipótesis efectuadas, de modo que pueda evaluarse la cuestión de la exhaustividad.

3.5.1.6 DESARROLLO DE UNA SERIE TEMPORAL COHERENTE

Es una *buena práctica* determinar el uso del combustible usando el mismo método para todos los años. Si no es posible, la recopilación de datos debe proporcionar una superposición parcial suficiente para controlar la coherencia de los métodos empleados.

Las emisiones de CH₄ y N₂O dependen del tipo del motor y de la tecnología. A menos que se hayan desarrollado factores de emisión específicos de la tecnología, es una *buena práctica* utilizar el mismo conjunto de factores de emisión específico del combustible para todos los años.

Las actividades de mitigación que producen cambios en el consumo total de combustible se verán reflejadas en las estimaciones de emisiones si se recopilan los datos reales de la actividad del combustible. Las opciones de mitigación que afectan los factores de emisión, no obstante, solamente pueden capturarse usando factores de emisión específicos del motor o desarrollando hipótesis de tecnología de control. Los cambios producidos en los factores de emisión a través del tiempo deben estar bien documentados.

El diesel oil y el fuelóleo pesado marítimos son los combustibles usados principalmente para las fuentes grandes dentro de la navegación marítima y fluvial. Puesto que el contenido de carbono de estos combustibles puede variar a través de la serie temporal, debe indicarse en forma explícita la fuente de los factores de emisión de CO₂, así como las fechas en las que se probaron los combustibles.

3.5.1.7 EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRE

Factores de emisión

Según el dictamen de expertos, los factores de emisión de CO₂ para los combustibles suelen estar bien determinados, dado que dependen principalmente del contenido de carbono del combustible (EPA, 2004). Por ejemplo, el valor de incertidumbre por defecto del diesel es de aproximadamente $\pm 1,5$ por ciento y de ± 3 por ciento para el fuelóleo residual. No obstante, la incertidumbre de las emisiones no CO₂ es mucho mayor. La incertidumbre del factor de emisión del CH₄ puede variar tanto como el 50 por ciento. La incertidumbre del factor de emisión del N₂O puede variar de alrededor del 40 por ciento por debajo del valor por defecto al 140 por ciento por encima de dicho valor (Watterson, 2004).

Datos de la actividad

Gran parte de la incertidumbre de las estimaciones de emisiones en la navegación marítima y fluvial se relaciona con la dificultad que plantea distinguir entre el consumo de combustible nacional y el internacional. Si se dispone de datos de sondeos completos, la incertidumbre puede ser baja (digamos ± 5 por ciento), mientras que para las estimaciones o los sondeos incompletos, las incertidumbres pueden ser considerables (digamos ± 50 por ciento). La incertidumbre varía considerablemente de un país a otro y resulta difícil de generalizar. Los conjuntos de datos globales pueden ser útiles en este campo, y se espera que la declaración mejore en el futuro para esta categoría.

3.5.2 Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario

Es una *buena práctica* realizar procedimientos de control de calidad. A continuación se esbozan procedimientos específicos pertinentes para esta categoría de fuente.

Comparación de emisiones a través de métodos alternativos

De ser posible, el compilador del inventario debe comparar las estimaciones determinadas para la navegación marítima y fluvial usando los métodos de Nivel 1 y 2. Debe investigar y explicar toda anomalía existente entre las diversas estimaciones de emisiones. Es preciso registrar los resultados de esas comparaciones.

Revisión de los factores de emisión

El compilador del inventario debe garantizar que la fuente de datos original para los factores nacionales sea aplicable a cada categoría y que se hayan efectuado los controles de exactitud sobre la adquisición y el cálculo de los datos. En caso de estar disponibles los factores de emisión nacionales, se los debe utilizar siempre que estén bien documentados. Para los factores por defecto, el compilador debe garantizar que sean aplicables y pertinentes a la categoría.

Si se desarrollaron las emisiones procedentes del uso militar usando datos diferentes de los factores por defecto, el compilador del inventario debe controlar la exactitud de los cálculos, y la aplicabilidad y pertinencia de los datos.

Control de los datos de la actividad

Debe revisarse la fuente de los datos de la actividad, para garantizar la aplicabilidad y la pertinencia a la categoría. De ser posible, deben compararse los datos con los datos históricos de la actividad o con las salidas del modelo, para detectar anomalías. Deben verificarse los datos con indicadores de productividad tales como

combustible por unidad de desempeño del tránsito en la navegación marítima y fluvial, en comparación con otros países. La Agencia Europea de Medio Ambiente proporciona un conjunto de datos útil, http://air-climate.eionet.eu.int/databases/TRENDS/TRENDS_EU15_data_Sep03.xls, que presenta las emisiones y el volumen de pasajeros/carga de cada modo de transporte para Europa. La información para la navegación es muy detallada. Entre los ejemplos de esos indicadores se incluyen: para barcos de menos de 3000 TB son de 0,09 a 0,16 kg CO₂/tonelada-km; para los barcos más grandes entre 0,04 y 0,14; y para los transbordadores de pasajeros, los factores varían de 0,1 a 0,5 kg/pasajero-km.

Revisión externa

El compilador del inventario debe realizar una revisión independiente y objetiva de los cálculos, las hipótesis o la documentación del inventario de emisiones, para evaluar la eficacia del programa de CC. Deben realizar la revisión de pares los expertos (p. ej., las autoridades del transporte, las compañías navieras y el personal militar) que estén familiarizados con la categoría de fuente y que entiendan los requisitos del inventario.

3.5.3 Generación de informes y documentación

Las emisiones relacionadas con la navegación marítima y fluvial se declaran en diferentes categorías, según su naturaleza. Conforme a la *buena práctica*, las categorías que deben usarse son:

- Navegación marítima y fluvial nacional;
- Navegación marítima y fluvial internacional (tanques de combustible internacionales);
- Pesca (combustión móvil);
- Móvil (militares [navegación marítima y fluvial])
- Móvil no especificada (vehículos y otra maquinaria)

Las emisiones procedentes de la navegación marítima y fluvial internacional se declaran aparte de las nacionales, y no se las incluye en el total nacional.

Las emisiones relativas a la pesca comercial no se declaran en la categoría de navegación marítima y fluvial. Deben declararse en la categoría Agricultura/Silvicultura/Pesca del sector Energía. Por definición, todo el combustible suministrado para las actividades de pesca comercial en el país declarante se considera nacional y no hay categoría de combustible de tanque internacional para la pesca comercial, independientemente del lugar en el que ésta se desarrolle.

Las emisiones marítimas y fluviales militares deben especificarse claramente para mejorar la transparencia de los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. (Véase la sección 3.5.1.4).

Además de declarar las emisiones, es una *buena práctica* proporcionar:

- La fuente del combustible y otros datos;
- El método usado para separar la navegación nacional de la internacional;
- Los factores de emisión usados y las referencias asociadas;
- El análisis de incertidumbre o sensibilidad de los resultados, o tanto de los cambios como de las hipótesis de los datos de entrada.

3.5.4 Cuadros para la generación de informes y hojas de trabajo

Deben completarse las cuatro páginas de las hojas de trabajo (Anexo 1) para el método por sectores del Nivel I, para cada una de las categorías de fuente del Cuadro 3.5.1. Los cuadros para la generación de informes están disponibles en el Volumen 1, Capítulo 8.

3.5.5 Definiciones de los términos específicos

DEFINICIONES

Transportadores a granel: barcos usados para transportar grandes cantidades de cargas no dispuestas en contenedores, como aceite, madera, granos, minerales, sustancias químicas, etc. Se los identifica por las escotillas ubicadas sobre el nivel de cubierta, que cubren los grandes soportes para la carga.

Transportadores combinados: barcos usados para transportar, a granel, aceite o, como opción, cargas sólidas.

Buques contenedores: barcos usados para transportar cajas grandes, metálicas y rectangulares, que suelen contener productos manufacturados.

Buques de carga seca: barcos usados para transportar cargas que no son líquidas ni exigen control de temperatura.

Transbordadores/Embarcaciones para pasajeros: barcos utilizados para realizar viajes cortos para pasajeros, automóviles y vehículos comerciales. La mayoría de estos barcos son auto transbordadores (trasbordo rodado), que permite a los vehículos subir y bajar por sus propios medios. Las embarcaciones para pasajeros también incluyen los cruceros para vacaciones.

Buques de alta mar: término usado para referirse a los barcos que se dedican a diversas operaciones de apoyo a barcos más grandes. Puede incluir los buques de abastecimiento en alta mar, los de manejo de anclas, remolcadores, botes elevadores (es decir, barcasas de cubierta), botes de tripulación, embarcaciones de asistencia para buceo y buques sísmicos.

Buques frigoríficos: barcos con portacargas refrigeradas en las cuales se cargan a granel los productos perecederos u otras cargas con temperatura controlada.

Auto transbordadores: barcos que poseen espacios para cargas con propulsión propia o espacios para categorías especiales, que permiten cargar y descargar vehículos rodantes sin grúas.

Buques cisterna: barcos usados para transportar petróleo crudo, productos químicos y del petróleo. Pueden parecer similares a los transportadores a granel, pero la cubierta es a nivel y está cubierta por tuberías y ventilaciones.

3.6 AVIACIÓN CIVIL

Las emisiones procedentes de la aviación son el resultado de la quema del combustible de reactores (queroseno y gasolina para motor a reacción) y gasolina para aviación¹⁴. Las emisiones de los motores de las aeronaves están compuestos aproximadamente por 70 por ciento de CO₂, un poco menos del 30 por ciento de H₂O, y menos de un 1 por ciento de NO_x, CO, SO_x, COVDM, partículas y otros oligoelementos, incluso los contaminantes peligrosos del aire. Se producen pocas emisiones de N₂O o ninguna de las turbinas de gas modernas (IPCC, 1999). Los motores de tecnología antigua pueden emitir metano (CH₄) y también las turbinas de gas durante la marcha lenta, pero los datos recientes sugieren que los motores modernos no emiten CH₄ o emiten pequeñas cantidades.

Las emisiones dependen de la cantidad y la naturaleza de las operaciones de la aeronave; los tipos y la eficacia de sus motores; el combustible utilizado; la duración del vuelo; la configuración de potencia; el tiempo usado para cada etapa del vuelo; y, en menor medida, la altitud a la cual se emiten los gases de escape.

A los fines de las presentes directrices, las operaciones de las aeronaves se dividen en (1) *ciclo de aterrizaje y despegue (LTO)* y (2) *crucero*. En general, alrededor del 10 por ciento de las emisiones procedentes de las aeronaves de todo tipo, excepto los hidrocarburos y el CO, se producen durante las operaciones de tierra en el aeropuerto y durante el ciclo de LTO¹⁵. El grueso de las emisiones de las aeronaves (90 por ciento) se producen a mayores altitudes. Para el caso de los hidrocarburos y el CO, la división es más próxima al 30 por ciento de las emisiones locales y al 70 por ciento a mayor altitud, (FAA, 2004a).

¹⁴ Combustible utilizado en una aeronave con motor de pistones pequeño, que generalmente representa menos del 1 por ciento del combustible utilizado en la aviación.

¹⁵ Se define el ciclo de LTO en OACI, 1993. Si los países tienen datos más específicos sobre los tiempos del modo, se los puede utilizar para refinar los cálculos en los métodos de nivel superior.

La Sección 3.6.5 contiene definiciones de los términos específicos que pueden ser de utilidad para el compilador del inventario.

3.6.1 Cuestiones metodológicas

Esta categoría de fuente incluye las emisiones procedentes de todos los usos comerciales civiles de los aviones, incluida la aviación civil y general (p. ej., aviones agrícolas, aviones privados o helicópteros). También pueden usarse los métodos analizados en esta sección para estimar las emisiones de la aviación militar, pero deben declararse las emisiones en la categoría 1A 5 «Otros» o el elemento recordatorio «Operaciones multilaterales».

A los fines del inventario de emisiones, se establece una distinción entre la aviación nacional y la internacional, y es una *buena práctica* hacer la declaración en las categorías de fuente del Cuadro 3.6.1.

Todas las emisiones procedentes de los combustibles usados para la aviación internacional (tanques de combustible) y para las operaciones multilaterales según la Carta de las Naciones Unidas deben excluirse de los totales nacionales y declararse por separado como elementos recordatorios.

3.6.1.1 ELECCIÓN DEL MÉTODO

Se presentan tres niveles metodológicos para estimar las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O procedentes de la aviación. Los métodos de Nivel 1 y 2 utilizan datos acerca del consumo de combustible. El Nivel 1 se basa puramente en el combustible, mientras que el método de Nivel 2 se basa en la cantidad de ciclos de aterrizaje y despegue (LTO) y en el uso del combustible. El Nivel 3 utiliza los datos del movimiento¹⁶ para vuelos individuales.

Todos los niveles establecen la distinción entre los vuelos de cabotaje y los internacionales. Sin embargo, las estadísticas de energía usadas en el Nivel 1 no suelen distinguir con exactitud el uso del combustible nacional del internacional o entre categorías de fuentes individuales, como se define en el Cuadro 3.6.1. Los Niveles 2 y 3 proporcionan metodologías más exactas para realizar estas distinciones.

La elección de la metodología depende del tipo de combustible, los datos disponibles y la importancia relativa de las emisiones de la aeronave. Para el caso de la gasolina para aviación, aunque los factores de emisión específicos del país puedan estar disponibles, no suele estarlo la cantidad de LTO. Por lo tanto, el Nivel 1 y sus factores de emisión por defecto quizá serían usados para la gasolina de la aviación. Todos los niveles pueden utilizarse para las operaciones que emplean combustible de reactores, porque los factores de emisión pertinentes están disponibles para el combustible para reactores. El Cuadro 3.6.2 resume los requisitos de datos para los diferentes niveles:

El árbol de decisión de la Figura 3.6.1 ayuda a seleccionar el método adecuado. La demanda de recursos para los diversos niveles depende, en parte, de la cantidad de movimientos del tránsito aéreo. El Nivel 1 no debe ser muy intensivo en cuanto a la exigencia de recursos. El Nivel 2, basado en los aviones individuales, y el Nivel 3A, basado en los pares Origen y Destino (OD), utilizarían incrementalmente más recursos. El Nivel 3B, que exige modelización sofisticada, demanda la mayor cantidad de recursos.

Dado el conocimiento actual limitado de los factores de emisión de CH₄ y N₂O, los métodos más detallados no reducen significativamente las incertidumbres para las emisiones de CH₄ y N₂O. No obstante, si la aviación es una *categoría principal*, se recomienda utilizar los métodos de Nivel 2 o 3, porque los niveles superiores brindan una mejor diferenciación entre la aviación nacional e internacional, y facilitan la estimación de los efectos de los cambios en las tecnologías (y, por lo tanto, los factores de emisión) en el futuro.

Las estimaciones para la fase crucero se vuelven más exactas cuando se utiliza la metodología de Nivel 3A o los modelos de Nivel 3B. Además, puesto que los métodos del Nivel 3 utilizan los datos del movimiento del vuelo en vez del uso del combustible, proporcionan una separación más exacta entre vuelos de cabotaje e internacionales. Los datos pueden estar disponibles a través de los operadores de los modelos del Nivel 3 (como SAGE, (Kim, 2005a y b; Malwitz, 2005) y AERO2K (Eyers, 2004). Otros métodos para diferenciar el uso del combustible para cabotaje del internacional, como ser tomar en cuenta los ciclos de LTO, los datos de pasajeros-kilómetros, una división porcentual de los cronogramas de vuelos (p. ej., datos OAG, estadísticas de la OACI para toneladas-kilómetros efectuadas por los países) son métodos abreviados. Pueden usarse los métodos si no hay otros métodos o datos disponibles.

¹⁶ Datos del movimiento significa, como mínimo, la información sobre el origen y el destino, el tipo de aeronave y la fecha de cada vuelo.

CUADRO 3.6.1 CATEGORÍAS DE FUENTE	
Categoría de fuente	Alcance
1 A 3 a Aviación civil	Emisiones de la aviación civil internacional y de cabotaje, incluidos despegues y aterrizajes. Abarca el uso civil comercial de aviones, incluido: tráfico regular y charter para pasajeros y carga, taxis aéreos y aviación general. La división entre vuelos internacionales/de cabotaje debe determinarse en base a los lugares de salida y de llegada de cada etapa de vuelo y no por la nacionalidad de la línea aérea. Queda excluido el uso de combustible para transporte terrestre en los aeropuertos, que se declara en 1 A 3 e, Otros transportes. Quedan también excluidos los combustibles para quema estacionaria en aeropuertos; se declara en la categoría adecuada de quema estacionaria.
1 A 3 a i Aviación internacional (Tanques de combustible internacional)	Emisiones de vuelos que salen desde un país y llegan a otro. Incluyen despegues y aterrizajes para estas etapas de vuelo. Se pueden incluir las emisiones de la aviación militar internacional como subcategoría separada de la aviación internacional, siempre y cuando se aplique la misma distinción en las definiciones y haya datos disponibles para respaldar la definición.
1 A 3 a ii Aviación de cabotaje	Emisiones de tráfico civil de cabotaje de pasajeros y de carga que aterriza y llega al mismo país (vuelos comerciales, privados, agrícolas, etc.), incluyendo despegues y aterrizajes para estas etapas de vuelo. Nótese que puede incluir viajes de considerable extensión entre dos aeropuertos de un país (p. ej., de San Francisco a Honolulu). Excluye los militares, que deben declararse en 1 A 5 b.
1 A 5 b Móvil (componente de aviación)	Todas las demás emisiones móviles de la aviación procedentes de la quema de combustibles que no se hayan especificado en otro lugar. Incluye las emisiones de combustible enviado a las fuerzas militares del país que no se hayan incluido por separado en 1 A 3 a i, como así también el combustible enviado dentro de aquel país pero usado por fuerzas militares de otros países que no participan en operaciones multilaterales.
1.A.5 c Operaciones multilaterales (componente de aviación)	Emisiones procedentes de los combustibles utilizados para la aviación en las operaciones multilaterales, conforme a la Carta de las Naciones Unidas. Incluye las emisiones de combustible entregado a los militares del país y a los militares de otros países.

CUADRO 3.6.2 REQUISITOS DE DATOS PARA LOS DIFERENTES NIVELES				
Datos, tanto nacionales como internacionales	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3A	Nivel 3B
Consumo de gasolina para la aviación	X			
Consumo de combustible de reactores	X	X		
LTO total				
LTO por tipo de aeronave		X		
Origen y Destino (OD) por tipo de aeronave			X	
Movimientos totales del vuelo con datos de la aeronave y del motor				X

Entre otros motivos para decidir usar un nivel superior se encuentra la estimación de emisiones juntamente con otros contaminantes (p. ej., el NO_x) y la armonización de métodos con otros inventarios. En el Nivel 2 (y en niveles superiores), las emisiones para las fases de LTO y crucero se estiman por separado, para armonizar con los métodos desarrollados para los programas de contaminación del aire que cubren solamente las emisiones por debajo de los 914 metros (3000 pies). Puede haber discrepancias significativas entre los resultados de un método de abajo hacia arriba y un método basado en el combustible de arriba hacia abajo para las aeronaves. Se presenta un ejemplo en Daggett *et al.* (1999).

MÉTODO DE NIVEL 1

El método de Nivel 1 se basa en una cantidad agregada de datos sobre el consumo de combustible para la aviación (LTO y crucero) multiplicada por los factores de emisión promedio. Se han promediado los factores de

emisión de metano en todas las fases del vuelo, sobre la base de la hipótesis de que se utiliza el 10 por ciento del combustible en la fase LTO del vuelo. Se calculan las emisiones según la Ecuación 3.6.1:

ECUACIÓN 3.6.1
(ECUACIÓN PARA LA AVIACIÓN 1)

$$\text{Emisiones} = \text{Consumo de combustible} \bullet \text{Factor de emisión}$$

Se debe usar el método de Nivel 1 para estimar las emisiones procedentes de las aeronaves que utilizan gasolina para aviación que solamente se emplea en las aeronaves pequeñas y suele representar menos del 1 por ciento del consumo de combustible de la aviación. También se usa el método de Nivel 1 para las actividades aeronáuticas propulsadas a reacción cuando no hay disponibles datos sobre el uso operativo de las aeronaves.

Deben estimarse por separado las emisiones nacionales de las internacionales mediante la ecuación anterior y uno de los métodos analizados en la sección 3.6.1.3 para asignar combustible entre las dos.

MÉTODO DE NIVEL 2

El método de Nivel 2 es aplicable únicamente al uso del combustible de reactores en los motores de las aeronaves a reacción. Las operaciones de las aeronaves se dividen en fases de LTO y crucero. Para usar el método de Nivel 2, debe conocerse la cantidad de operaciones de LTO para la aviación de cabotaje e internacional, con preferencia por tipo de aeronave. En el método de Nivel 2, se hace una distinción entre las emisiones por debajo y por encima de los 914 m (3 000 pies); es decir, las emisiones generadas durante la fase de LTO y crucero del vuelo.

El método de Nivel 2 desglosa el cálculo de emisiones procedentes de la aviación en los pasos siguientes:

1. Estimar los totales de consumo de combustible nacional e internacional para la aviación.
2. Estimar el consumo de combustible LTO para las operaciones de cabotaje e internacionales.
3. Estimar el consumo de combustible crucero para la aviación de cabotaje e internacional.
4. Estimar las emisiones de las fases de LTO y crucero para la aviación de cabotaje e internacional.

El método de Nivel 2 se sirve de las Ecuaciones 3.6.2 a 3.6.5 para estimar las emisiones:

ECUACIÓN 3.6.2
(ECUACIÓN PARA LA AVIACIÓN 2)

$$\text{Total de emisiones} = \text{Emisiones de LTO} + \text{Emisiones de crucero}$$

Donde:

ECUACIÓN 3.6.3
(ECUACIÓN PARA LA AVIACIÓN 3)

$$\text{Emisiones de LTO} = \text{Cantidad de LTO} \bullet \text{LTO del factor de emisión}$$

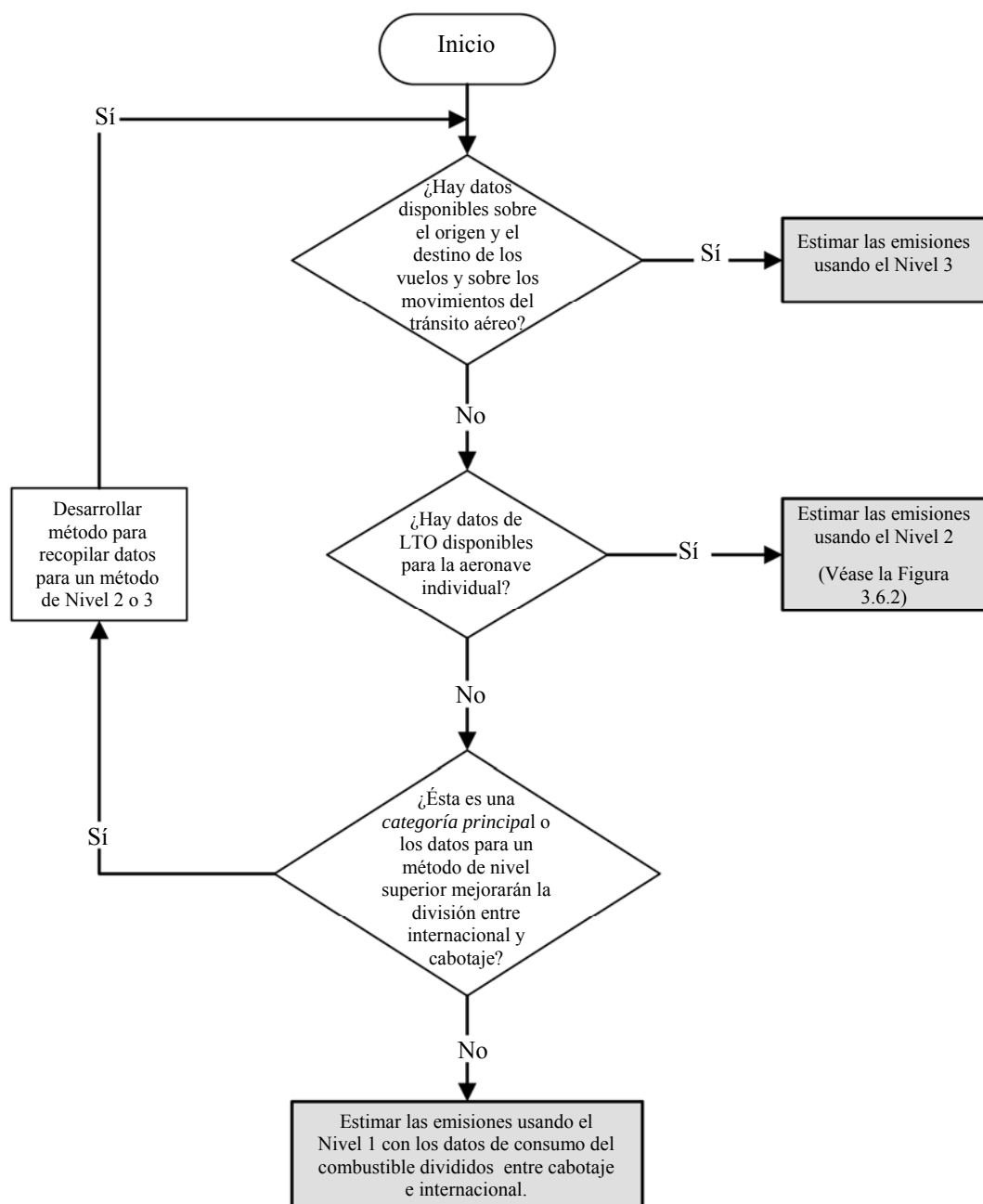
ECUACIÓN 3.6.4
(ECUACIÓN PARA LA AVIACIÓN 4)

$$\text{Consumo de combustible LTO} = \text{Cantidad de LTO} \bullet \text{Consumo de combustible por LTO}$$

ECUACIÓN 3.6.5
(ECUACIÓN PARA LA AVIACIÓN 5)

$$\text{Emisiones de crucero} = (\text{Consumo total de combustible} - \text{Consumo de combustible del LTO}) \bullet \text{Crucero del factor de emisión}$$

Figura 3.6.1 **Árbol de decisión para estimar las emisiones procedentes de las aeronaves**
(aplicado a cada gas de efecto invernadero)



Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (principalmente la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

Los fundamentos de la metodología de Nivel 2 recomendada se presentan esquemáticamente en la Figura 3.6.2.

En el método de Nivel 2, el combustible usado en la fase de crucero se estima como residual: uso total de combustible menos combustible usado en la fase LTO del vuelo (Ecuación 3.6.5). Se estima el uso del combustible para la aviación de cabotaje e internacional por separado. El uso de combustible estimado para el crucero se multiplica por los factores de emisión agregados (promedio o por tipo de aeronave), para estimar las emisiones crucero de CO₂ y NO_x.¹⁷ Las emisiones y el combustible utilizado en la fase de LTO se estiman

¹⁷ El conocimiento científico actual no permite incluir otros gases (p. ej., N₂O y CH₄) en el cálculo de las emisiones crucero. (IPCC, 1999)

partiendo de las estadísticas sobre la cantidad de LTO (agregado o por tipo de aeronave) y los factores de emisión por defecto o los factores de uso del combustible por ciclo de LTO (promedio o por tipo de aeronave).

El método de Nivel 2 considera los datos de la actividad en el nivel de los tipos individuales de aeronave y, por lo tanto, requiere datos sobre la cantidad de LTO de cabotaje e internacionales por tipo de aeronave. La estimación debe incluir todos los tipos de aeronaves usados frecuentemente para la aviación de cabotaje e internacional. El Cuadro 3.6.3 proporciona una forma de hacer corresponder los tipos reales de aeronaves con los representativos de la base de datos. Los factores de emisión de crucero para las emisiones que no son NO_x no se incluyen en el método de Nivel 2; deben utilizarse los factores de emisión nacionales o los factores de emisión por defecto del nivel para estimar estas emisiones de crucero.

MÉTODOS DE NIVEL 3

Los métodos de Nivel 3 se basan en los datos reales del movimiento del vuelo: para los datos de origen y destino (OD) de Nivel 3A o para la información de la trayectoria completa del vuelo de Nivel 3B. Es posible usar los métodos nacionales de Nivel 3 si están bien documentados y si se los revisó siguiendo la orientación provista en el Volumen 1, Capítulo 6 (GC/CC). Para facilitar la revisión de los datos, los países que usan la metodología de Nivel 3 pueden declarar por separado las emisiones para la Aviación comercial programada y Otras actividades propulsadas a reacción.

El Nivel 3A toma en cuenta las emisiones de crucero para diferentes distancias de vuelo. Se necesitan los detalles sobre los aeropuertos de origen (salida) y destino (llegada) y sobre el tipo de aeronave para usar el Nivel 3A, tanto para los vuelos de cabotaje como para los internacionales. En el Nivel 3A, se modelizan los inventarios usando datos promedio de las emisiones y el consumo de combustible para la fase de LTO y las diversas longitudes de fases de crucero, para una variedad de categorías representativas de las aeronaves.

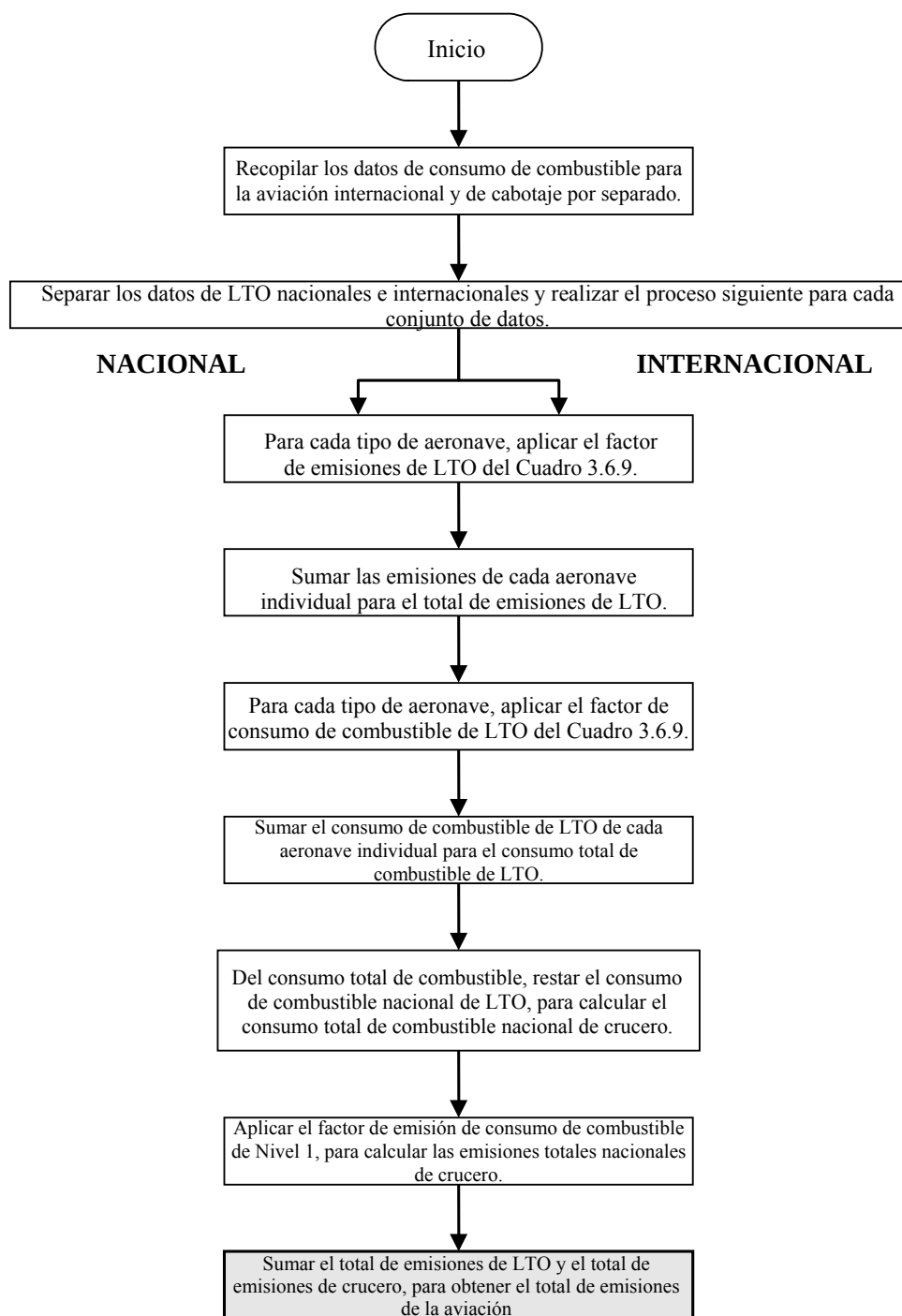
Los datos usados en la metodología del Nivel 3A toman en cuenta que la cantidad de emisiones generadas varía entre las fases del vuelo. La metodología también toma en cuenta que el combustible quemado se relaciona con la distancia de vuelo, a la vez que reconoce que dicho combustible puede ser comparativamente mayor en distancias relativamente cortas que en rutas más largas. Ello se debe a que las aeronaves utilizan una mayor cantidad de combustible por distancia para el ciclo de LTO, en comparación con la fase crucero.

La guía de inventario de emisiones de EMEP/CORINAIR (EEA 2002) proporciona un ejemplo de un método de Nivel 3A para calcular las emisiones de la aeronave. Dicha guía está continuamente sujeta a refinación y se publica electrónicamente a través del sitio Web de la Agencia Europea del Medio Ambiente. EMEP/CORINAIR presenta cuadros con emisiones por distancia de vuelo.

(Debe observarse que hay tres métodos de EMEP/CORINAIR para calcular las emisiones de las aeronaves; pero solamente la Metodología detallada CORINAIR es equivalente al Nivel 3A.)

La metodología de Nivel 3B se distingue de la del Nivel 3A en el cálculo del combustible quemado y las emisiones en toda la trayectoria de cada segmento del vuelo mediante el uso de información sobre el desempeño aerodinámico específico del motor y de la aeronave. Para usar el Nivel 3B, se necesitan modelos informáticos sofisticados para hacer frente a todas las variables y cálculos de equipos, desempeño y trayectoria para todos los vuelos de un año dado. Los modelos usados para el Nivel 3B, en general, pueden especificar la salida en cuanto a aeronave, motor, aeropuerto, región y totales generales, así como por latitud, longitud, altitud y tiempo, para el combustible quemado y las emisiones de CO , hidrocarburos (HC), CO_2 , H_2O , NO_x , y SO_x . Para usarlo en la elaboración de las presentaciones anuales de inventario, el modelo de Nivel 3B debe calcular las emisiones de aeronaves a partir de los datos de entrada que toman en cuenta los cambios en el tránsito aéreo, los cambios en el equipo de la aeronave, o cualquier ámbito de entrada-variable. Idealmente, los componentes de los modelos del Nivel 3B están incorporados, de modo que se los puede actualizar fácilmente, para que los modelos sean dinámicos y se mantengan actualizados en cuanto a los cambios en los datos y las metodologías. Entre los ejemplos de los modelos se incluye el sistema para evaluar las emisiones globales de la aviación (SAGE, del inglés, *System for assessing Aviation's Global Emissions*), de la Administración Federal de la Aviación de los Estados Unidos (Kim, 2005 a y b; Malwitz, 2005), y AERO2k, (Eyers, 2004), de la Comisión Europea.

Figura 3.6.2 **Estimación de las emisiones procedentes de las aeronaves con el método de Nivel 2**



CUADRO 3.6.3
CORRESPONDENCIA ENTRE LAS AERONAVES REPRESENTATIVAS Y OTROS TIPOS DE AERONAVES

Tipo de aeronave genérica	OACI	Aeronav e en grupo de IATA	Tipo de aeronave genérica	OACI	Aeronav e en grupo de IATA	Tipo de aeronave genérica	OACI	Aeronav e en grupo de IATA	
Airbus A300	A30B	AB3	Boeing 737-700	B737	73G	Douglas DC-9	DC9	DC9	
	A306	AB4			73W		DC91	D91	
		AB6	738	DC92	D92				
		ABF	73H	DC93	D93				
		ABX	739	DC94	D94				
		ABY			D95				
Airbus A310	A310	310	Boeing 747-100	B741	74T	DC95	D9C		
		312		N74S	74L		D9F		
		313		B74R	74R		D9X		
		31F		B74R	74V				
		31X	Boeing 747-200	B742	742	Lockheed L-1011	L101	L10	
		31Y			74C			L11	
Airbus A319	A319	319		74X				L15	
	A318	318		743				L1F	
Airbus A320	A320	320	Boeing 747-300	B743	74D	McDonnell Douglas MD11	MD11	M11	
Airbus A321	A321	321					747		M1F
	Airbus A330-200	A330	330	Boeing 747-400	B744		744	McDonnell Douglas MD80	MD80
Airbus A330-300	A330	330	74E			MD81	M81		
	A332	332	74F			MD82	M82		
	A330	330	74J			MD83	M83		
	A333	333	74M			MD87	M87		
			74Y			MD88	MD88		
Airbus A340-200	A342	342	Boeing 757-200	B752	757	McDonnell Douglas MD90	MD90	M90	
Airbus A340-300	A340	340				75F	Tupolev Tu134	T134	TU3
	A343	343				75M	Tupolev Tu154	T154	TU5
Airbus A340-500	A345	345	Boeing 757-300	B753	753	Avro RJ85	RJ85	AR8	
Airbus A340-600	A346	346	Boeing 767-200	B762	762	BAe 146	B461	141	
Boeing 707	B703	703	Boeing 767-300	B763	76X		B462	142	
		707			767			143	
		70F			76F			146	
		70M			763			14F	
Boeing 717	B712	717					76Y		14X
Boeing 727-100	B721	721	Boeing 767-400	B764	764			14Y	
		72M					14Z		
		Boeing 727-200	B722	722	Boeing 777-200	B772	777	Embraer ERJ145	E145
727				772		ERJ			
72C	Boeing 777-300			B773	773	Fokker 100/70/28	F100	100	
72B							F70	F70	
72F	Douglas DC-10			DC10	D10		F28		F21
72S					D11			F22	
		D1C	F23						
Boeing 737-100		B731	731		D1F	F24			
					D1M	F28			
Boeing 737-200		B732	732		D1X	BAC 111		BA11	B11
			73M		D1Y		B12		
	73X			B13					
Boeing 737-300	B733	737	Douglas DC-8	DC87	D8F				B14
		73F			D8L				B15
		733	D8M		Donier Do 328	D328	D38		
		73Y	D8Q						
Boeing 737-400	B734	737			D8T				
		734			D8X				
Boeing 737-500	B735	737		D8Y					
		735							
Boeing 737-600	B736	736							

3.6.1.2 ELECCIÓN DE LOS FACTORES DE EMISIÓN

NIVEL 1

Los factores de emisión de dióxido de carbono se basan en el tipo de combustible y el contenido de carbono. Los factores nacionales de emisión del CO₂ no deben desviarse mucho de los valores por defecto porque la calidad del combustible para reactores está bien definida. Es una *buena práctica* usar los factores de emisión por defecto del CO₂ del Cuadro 3.6.4 para el Nivel 1 (véase el Capítulo 1, Introducción, de este Volumen y el Cuadro 1.4). Si está disponible, puede usarse el contenido de carbono nacional. Debe estimarse el CO₂ sobre la base del contenido de carbono total del combustible.

CUADRO 3.6.4 FACTORES DE EMISIÓN DEL CO ₂			
Combustible	Por defecto (kg/TJ)	Inferior	Superior
Gasolina para la aviación	69 300	67 500	73 000
Queroseno para motor a reacción	71 500	69 800	74 400

Los valores por defecto para el CH₄ y el N₂O de la aeronave se presentan en el Cuadro 3.6.5. Los diferentes tipos de combinaciones de aeronave y motor arrojan factores de emisión específicos, los cuales también varían según la distancia volada. El Nivel 1 supone que todas las aeronaves tienen los mismos factores de emisión para el CH₄ y el N₂O, sobre la base del índice de consumo de combustible. Se realizó esta hipótesis porque no hay factores de emisión más desagregados disponibles en este nivel de agregación.

CUADRO 3.6.5 FACTORES DE EMISIÓN NO CO ₂			
Combustible	Factores por defecto de CH ₄ (Sin controlar) (en kg/TJ)	Factores por defecto de N ₂ O (Sin controlar) (en kg/TJ)	Factores por defecto de NO _x (Sin controlar) (en kg/TJ)
Todos los combustibles	0,5 ^a (-57%/+100%) ^b	2 (-70%/+150%) ^b	250 +25% ^c
^a En el modo crucero, se supone que las emisiones de CH ₄ son insignificantes (Wiesen <i>et al.</i> , 1994). Solamente para los ciclos de LTO (es decir, por debajo de una altitud de 914 metros (3 000 pies)) el factor de emisión es de 5 kg/TJ (10% del factor de COV total) (Olivier, 1991). Dado que globalmente alrededor del 10% del combustible total se consume en los ciclos de LTO (Olivier, 1995), el factor promedio resultante de la flota es de 0,5 kg/TJ. ^b IPCC, 1999. ^c Dictamen de expertos. Los factores de emisión para otros gases (CO y COVDM) y el contenido de azufre incluido en las Directrices del IPCC de 1996 pueden encontrarse en la EFDB.			

NIVEL 2

Para el método del Nivel 2 es una *buena práctica* usar los factores de emisión del Cuadro 3.6.9 (o las actualizaciones reflejadas en la EFDB) para las emisiones de LTO. Para los cálculos de crucero, solamente pueden computarse directamente las emisiones de NO_x sobre la base de factores de emisión específicos (Cuadro 3.6.10) y puede computarse indirectamente el N₂O a partir de las emisiones de NO_x¹⁸. Se calculan las emisiones de crucero de CO₂ usando los factores de emisión de CO₂ del Nivel 1 (Cuadro 3.6.4). Las emisiones de CH₄ son insignificantes y se supone que son cero, a menos que surja nueva información disponible. Nótese que hay información limitada sobre los factores de emisión para el CH₄ y el N₂O de las aeronaves, y los valores por defecto provistos en el Cuadro 3.6.5 son similares a los valores que se encuentran en la bibliografía.

NIVEL 3

Los factores de emisión de Nivel 3A pueden encontrarse en la guía de inventario de emisiones de EMEP/CORINAIR, mientras que el Nivel 3B utiliza los factores de emisiones contenidos dentro de los modelos necesarios para emplear esta metodología. Los compiladores del inventario deben controlar que estos factores de emisión sean realmente adecuados.

¹⁸ Los países no concuerdan en el método que debe usarse para convertir las emisiones de NO_x en N₂O

3.6.1.3 ELECCIÓN DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Dado que las emisiones procedentes de la aviación de cabotaje se declaran aparte de las correspondientes a la aviación internacional, es necesario desagregar los datos de la actividad entre componentes de cabotaje e internacionales. A este fin, deben aplicarse las siguientes definiciones independientemente de la nacionalidad del transportador (Cuadro 3.6.6). Por cuestiones de coherencia, es una *buena práctica* usar definiciones similares de las actividades nacionales e internacionales para la aviación y para la navegación marítima y fluvial. En algunos casos, las estadísticas nacionales de energía pueden no proporcionar datos coherentes con esta definición. Es una *buena práctica* que los países separen los datos de la actividad de manera coherente con esta definición. En cualquier caso, el país debe definir claramente las metodologías e hipótesis utilizadas.

CUADRO 3.6.6 CRITERIOS PARA DEFINIR LA AVIACIÓN INTERNACIONAL O DE CABOTAJE (SE APLICAN A CADA ETAPA INDIVIDUAL DE LOS VIAJES CON MÁS DE UN ATERRIZAJE Y DESPEGUE)		
Tipo de viaje entre dos aeropuertos	Nacional	Internacional
Salida y llegada en el mismo país	Sí	No
Salida de un país y llegada a otro	No	Sí

Sobre la base de la experiencia en la compilación de inventarios de emisiones de la aviación, se han identificado dificultades respecto de la división internacional/nacional, en particular para obtener información sobre los pasajeros y la recogida y descarga de cargas en las paradas dentro del mismo país que exigían las *Directrices del IPCC de 1996/GPG2000* (Informe resumen de la reunión de expertos de OACI/CMNUCC de abril de 2004). La mayor parte de los datos de vuelos se recopilan sobre la base de los segmentos individuales del vuelo (desde un despegue hasta el aterrizaje siguiente) y no hay distinción entre los diferentes tipos de paradas intermedias (como lo exigen las *GPG2000*). Por lo tanto, basar la distinción en los datos de los segmentos del vuelo (origen/destino) es más simple y tiende a reducir las incertidumbres. Es muy improbable que este cambio modifique significativamente las estimaciones de emisión.¹⁹ No cambia la forma en la que se declaran las emisiones de los vuelos internacionales como elemento recordatorio y no se incluyen en los totales nacionales.

Las mejoras en la tecnología y la optimización de las prácticas de manejo de la línea aérea han reducido significativamente la necesidad de efectuar paradas técnicas intermedias. Una parada técnica intermedia tampoco cambiaría la definición de un vuelo de cabotaje o internacional. Por ejemplo, si hay disponibles datos explícitos, los países pueden definir como segmentos de vuelo internacional aquellos que salen de un país con un destino en otro y hacen una parada técnica intermedia. Una parada técnica responde únicamente a una necesidad de reabastecimiento o resolución de una dificultad técnica, pero no para intercambio de pasajeros ni de cargas.

Si las estadísticas nacionales de energía aún no proporcionan datos coherentes con esta definición, los países deben estimar la división entre el consumo de combustible nacional e internacional según la definición, usando los métodos que se establecen a continuación.

Es posible obtener datos *de arriba hacia abajo* a través de las autoridades impositivas en los casos en los que el combustible que se vende para uso nacional está gravado, pero no lo está para el uso internacional. Los aeropuertos o los proveedores de combustible pueden tener datos sobre la entrega de queroseno y gasolina para aviación, para los vuelos de cabotaje e internacionales. En la mayoría de los países, los impuestos y aranceles aduaneros gravan los combustibles para consumo nacional, pero los combustibles para consumo internacional (tanques de combustible) están libres de tales impuestos. Ante la falta de fuentes de datos más directas, es posible usar la información referida a los impuestos nacionales para establecer la distinción entre consumo de combustible nacional e internacional.

Los datos *de abajo hacia arriba* pueden obtenerse a partir de los sondeos de las líneas aéreas para el combustible usado en los vuelos de cabotaje e internacionales, o las estimaciones de los datos del movimiento de la aeronave y los cuadros estándar de combustible consumido o ambos. Pueden usarse los factores de consumo de combustible (combustible usado por LTO y por milla náutica recorrida) para las estimaciones y pueden obtenerse a través de las líneas aéreas.

Constituyen ejemplos de fuentes de datos de abajo hacia arriba, incluido el movimiento de las aeronaves:

- Oficinas de estadísticas o ministerios de transporte, como parte de las estadísticas nacionales;
- Registros de aeropuertos;
- Registros de control del tránsito aéreo (ATC), por ejemplo las estadísticas de EUROCONTROL;
- Los cronogramas del transportador aéreo publicados mensualmente por OAG, que contienen los movimientos mundiales de aeronaves de pasajeros y de carga con horarios, así como las salidas regulares programadas de los operadores de fletamento. No contiene los movimientos de las aeronaves de fletamento auxiliar;

¹⁹ Es una *buena práctica* establecer claramente el razonamiento y la justificación si un país opta por usar las definiciones de la *GPG2000*.

Algunas de estas fuentes no cubren todos los vuelos (p. ej., quizá se excluyan los vuelos por fletamento). Por otra parte, los datos del cronograma de la línea aérea pueden incluir vuelos duplicados debido a códigos compartidos entre las líneas aéreas o números de vuelo duplicados. Se han desarrollado métodos para detectar y eliminar estos duplicados. (Baughcum *et al.*, 1996; Sutkus *et al.*, 2001).

Los tipos de aeronaves del Cuadro 3.6.9, Factores de emisión de LTO se definieron sobre la base de las hipótesis planteadas a continuación. Se dividieron las aeronaves en cuatro grupos principales, para reflejar y advertir la fuente de datos definida para cada grupo:

Aviones comerciales grandes: incluye los aviones que reflejan la flota operativa en 2004 y algunos tipos de aviones con compatibilidad inversa, identificados por modelo menor. Se tuvo la sensación de que este método habría de reflejar con suma exactitud las emisiones de la flota operativa. Para minimizar el tamaño del cuadro, se agruparon algunos modelos menores de aviones, en los casos en los que los factores de emisiones de LTO eran similares. La fuente de datos de factores de emisión de LTO para el grupo de aviones comerciales grandes es el banco de datos de emisiones de escape de los motores de la OACI (ICAO, 2004a).

Aviones de reacción regionales: Este grupo incluye aviones representativos de la flota de aviones de reacción regionales operativos de 2004 (RJ). Se seleccionaron los aviones RJ representativos a partir de una gama correcta de aviones RJ con factores de emisión de LTO disponibles. La fuente de datos de factores de emisión de LTO para el grupo RJ es el banco de datos de emisiones de escape de los motores de la OACI (ICAO, 2004a).

Aviones de reacción con pequeño empuje: En algunos países, los aviones pertenecientes a la categoría de pequeño empuje (motores con empuje inferior a los 26,7 kN) constituyen una cantidad no insignificante de movimientos y, por lo tanto, debe incluirse en los inventarios. Sin embargo, no se exige que los motores de los aviones de este grupo cumplan con las normas de emisiones de motores de la OACI, por lo que no se incluyen los datos sobre los factores de emisión de LTO en el banco de datos de emisiones de escape de motores de la OACI y son difíciles de proporcionar. Por lo tanto, hay un avión representativo con emisiones típicas para los aviones de este grupo. La fuente de datos de los factores de emisión de LTO del grupo de aviones de reacción con pequeño empuje es el sistema de modelización de dispersión y emisiones de la FAA (EDMS, del inglés, *Emissions and Dispersion Modelling System*) (FAA 2004b).

Turbohélices: Este grupo incluye aviones representativos de la flota de turbohélices 2004, que puede representarse mediante tres tamaños típicos de aviones, sobre la base de la potencia del eje del motor. La fuente de datos de los factores de emisión de LTO del grupo de los turbohélices es la base de datos de emisiones de LTO del Instituto aeronáutico sueco (FOI).

Pueden obtenerse datos similares de otras fuentes (p. ej., AEMA, 2002). Los datos equivalentes para los aviones turbohélice y con motor de pistones deben obtenerse a través de otras fuentes. La relación que existe entre los aviones reales y los representativos se incluye en el Cuadro 3.6.3.

Pueden obtenerse datos sobre la flota de aviones a través de diversas fuentes. La OACI recopila datos sobre la flota a través de dos de sus subprogramas de estadísticas: la flota de transportadores aéreos comerciales, declarada por los Estados para sus transportadores aéreos comerciales, y los aviones civiles del registro, declarados por los Estados para los aviones civiles en su registro el 31 de diciembre (ICAO 2004b).

Algunos Estados de la OACI no participan en esta recopilación de datos, en parte debido a la dificultad que plantea dividir la flota en organismos comerciales y no comerciales. Por este motivo, la OACI también utiliza otras fuentes externas. Una de ellas es el Registro internacional de aviación civil, 2004, publicado por Bureau Veritas (Francia), CAA (Reino Unido) y ENAC (Italia) en cooperación con OACI. Esta base de datos contiene la información de los registros de aviación civil de alrededor de 45 Estados (incluidos los Estados Unidos) que cubre más de 450 000 aeronaves.

Además de lo anterior, existen bases de datos comerciales de las cuales la OACI hace uso. Ninguna de ellas cubre la flota en su totalidad, puesto que tienen limitaciones en el alcance y el tamaño de las aeronaves. Entre éstas se encuentran: BACK Aviation Solutions Fleet Data (aeronaves con alas fijas y más de 30 asientos), la base de datos AirClaims CASE (aviones comerciales turbohélice y con motor a reacción y ala fija), BUCHAir, editores de JP Airline Fleet (cubre las aeronaves de ala fija y giratoria). Otras compañías tales como AvSoft también pueden contar con información pertinente. Es posible obtener información adicional en los sitios Web de estas compañías.

3.6.1.4 AVIACIÓN MILITAR

Aquí se define la actividad militar como aquellas actividades en las que se utiliza el combustible adquirido por las autoridades militares del país o provisto a ellas. Es posible estimar las emisiones procedentes del uso del combustible en la aviación por medio de la ecuación 3.6.1 y el mismo método de cálculo recomendado para la aviación civil. Algunos tipos de aviones y helicópteros para el transporte militar poseen características de combustible y emisiones similares a los tipos civiles. Por lo tanto, deben usarse los factores de emisión por defecto de las aeronaves civiles para la aviación militar, a menos que haya mejores datos disponibles. Como alternativa, se puede estimar el uso del combustible a través de las horas de uso. Los factores de consumo de combustible por defecto para las aeronaves militares se presentan en los Cuadros 3.6.7 y 3.6.8. Para los factores de uso del combustible, véase la Sección 3.6.1.3, Elección de los datos de la actividad.

CUADRO 3.6.7 FACTORES DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA AERONAVES MILITARES			
Grupo	Subgrupo	Tipo representativo	Flujo de combustible (kg/hora)
Combate	Motor a reacción rápido – gran empuje	F16	3 283
	Motor a reacción rápido – pequeño empuje	Tiger F-5E	2 100
Adiestramiento	Aviones de adiestramiento con motor a reacción	Hawk	720
	Aviones de adiestramiento con turbohélice	PC-7	120
Avión cisterna / transporte	Avión cisterna / transporte grande	C-130	2 225
	Transporte pequeño	ATP	499
Otros	Patrulla marítima MPA	C-130	2 225
Fuentes: Cuadros 3.1 y 3.2 de Gardner <i>et. al</i> 1998 USEPA, 2005)			

CUADRO 3.6.8 CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR HORA DE VUELO PARA AERONAVES MILITARES		
TIPO DE AERONAVE	Descripción de la aeronave	USO DE COMBUSTIBLE (LITROS POR HORA)
A-10A	Bombardero liviano bimotor	2 331
B-1B	Bombardero estratégico de gran alcance de cuatro motores Usado solamente por los Estados Unidos	13 959
B-52H	Bombardero estratégico de gran alcance de ocho motores Usado solamente por los Estados Unidos.	12 833
C-12J	Transporte ligero doble turbohélice. Variante Beech King Air.	398
C-130E	Transporte de cuatro turbohélices. Usado por muchos países.	2 956
C-141B	Transporte de gran alcance de cuatro motores. Usado solamente por los Estados Unidos	7 849
C-5B	Transporte pesado de gran alcance de cuatro motores. Usado solamente por los Estados Unidos	13 473
C-9C	Transporte bimotor. Variante militar del DC-9.	3 745
E-4B	Transporte de cuatro motores. Variante militar del Boeing 747.	17 339
F-15D	Caza bimotor.	5 825
F-15E	Cazabombardero bimotor	6 951
F-16C	Caza de un solo motor. Usado por muchos países.	3 252
KC-10A	Avión cisterna trimotor. Variante militar del DC-10.	10 002
KC-135E	Avión cisterna de cuatro motores. Variante militar del Boeing 707.	7 134
KC-135R	Avión cisterna de cuatro motores con motores más nuevos. Variante del Boeing 707.	6 064
T-37B	Avión de adiestramiento bimotor a reacción.	694
T-38A	Avión de adiestramiento bimotor a reacción. Similar al F-5.	262

Las aeronaves militares (aviones de transporte, helicópteros y caza) quizá no tengan su equivalente civil, por lo que se insta a aplicar un método de análisis de datos más detallado en los casos en los que hay datos disponibles. Los compiladores de los inventarios deben consultar a los expertos militares para determinar los factores de emisión más adecuados a la aviación militar del país.

Por cuestiones de confidencialidad (véase exhaustividad y generación de informes), muchos compiladores pueden tener dificultades para obtener datos sobre la cantidad de combustible usado por las fuerzas militares. Aquí se define la actividad militar como aquellas actividades en las que se utiliza el combustible adquirido por las autoridades militares

del país o provisto a ellas. Los países pueden aplicar las reglas que definen las operaciones de aviación civil, nacional e internacional a las operaciones militares, en los casos en los que los datos necesarios para su aplicación son equiparables y están disponibles. En este caso, pueden declararse las emisiones militares internacionales en la categoría Aviación internacional (tanques de combustible internacional), pero deben mostrarse por separado. Deben obtenerse los datos sobre el uso militar del combustible a través de instituciones militares gubernamentales o proveedores de combustible. Si no hay disponibles datos sobre la división del combustible, todo el combustible vendido para actividades militares debe tratarse como nacional.

Las emisiones resultantes de las operaciones multilaterales con arreglo a la Carta de las Naciones Unidas no deben incluirse en los totales nacionales; otras emisiones relativas a las operaciones deben incluirse en los totales nacionales de emisiones de una o más Partes involucradas. Los cálculos nacionales deben tomar en cuenta el combustible entregado a las fuerzas militares del país, así como el combustible entregado dentro de ese país pero usado por las fuerzas militares de otros países. Otras emisiones relativas a las operaciones (p. ej. equipo de apoyo terrestre todo terreno) deben incluirse en los totales nacionales de emisiones de la categoría de fuente correspondiente.

Deben utilizarse estos datos con precaución puesto que las circunstancias nacionales pueden diferir de las supuestas en este cuadro. En particular, las distancias recorridas y el consumo de combustible pueden verse afectados por las estructuras viales nacionales, la congestión de los aeropuertos y las prácticas de control del tránsito aéreo.

3.6.1.5 EXHAUSTIVIDAD

Independientemente del método, es importante justificar todo el combustible usado en la aviación en el país. Los métodos se basan en el uso total del combustible y deben cubrir las emisiones de CO₂ en su totalidad. Sin embargo, la asignación entre LTO y crucero no quedará completa para el método de Nivel 2 si las estadísticas de LTO no lo están. Asimismo, el método de Nivel 2 se concentra en los vuelos programados y fletados de pasajeros y carga, pero no en toda la aviación. Además, el método de Nivel 2 no incluye automáticamente los vuelos no programados ni la aviación en general como aviones agrícolas, aviones o helicópteros privados, que deben sumarse si la cantidad de combustible es significativa. La exhaustividad también puede ser un problema en los casos en los que los datos militares son confidenciales; en esta situación, es una *buena práctica* agregar el uso del combustible militar con otra categoría de fuente.

Entre otras actividades relativas a la aviación que generan emisiones se incluyen: repostado y manejo de combustible en general, mantenimiento de los motores de las aeronaves y lanzamiento de combustible para evitar accidentes. Además, en el invierno, el tratamiento anticongelamiento y deshielo de las alas y la aeronave es una fuente de emisiones en los complejos del aeropuerto. Muchos de los materiales utilizados en estos tratamientos circulan de las alas cuando los aviones están en marcha en vacío, carreteando y despegando, y luego se evaporan. Sin embargo, estas emisiones son muy leves y no se incluyen métodos específicos para estimarlas.

Existen más desafíos a la hora de diferenciar las emisiones nacionales de las internacionales. Puesto que las fuentes de datos de cada país son únicas para esta categoría, no es posible formular una regla general respecto de la forma de realizar una asignación ante la falta de datos claros. Es una *buena práctica* especificar claramente las hipótesis efectuadas, de modo que pueda evaluarse la cuestión de la exhaustividad.

3.6.1.6 DESARROLLO DE UNA SERIE TEMPORAL COHERENTE

Volumen 1 Capítulo 5: La coherencia de la serie temporal y la repetición del cálculo de las *Directrices del IPCC de 2006* proporciona más información acerca de la forma de desarrollar estimaciones de emisión en los casos en los que no se pueden usar los mismos conjuntos de datos o métodos durante todos los años de la serie temporal. Si no hay disponibles datos de la actividad para el año de base (p. ej., 1990), una opción sería extrapolar los datos a este año usando cambios en los kilómetros de carga y pasajeros, el combustible total usado o provisto, o la cantidad de LTO (movimientos de aeronaves).

Las tendencias de las emisiones de CH₄ y NO_x (y por inferencia N₂O) dependen de la tecnología del motor de la aeronave y del cambio en la composición de la flota del país. Este cambio en la composición de la flota quizá deba justificarse en el futuro, y se logra mejor con los métodos de Nivel 2 y 3B basados en cada tipo de aeronave para 1990 y los años subsiguientes. Si no se modifica la composición de la flota, debe usarse el mismo conjunto de factores de emisión para todos los años.

Cada método debe poder reflejar con exactitud los resultados de las opciones de mitigación que se traducen en cambios en el uso del combustible. No obstante, solamente los métodos de Nivel 2 y 3B, basados en cada aeronave, pueden capturar el efecto de las opciones de mitigación que se traducen en factores de emisión inferiores.

Se ha revisado el Nivel 2 para dar cuenta de las emisiones de NO_x en la fase de ascenso, que son sustancialmente diferentes de las emisiones del crucero, y las diferencias en la cantidad de NO_x calculada durante esa fase podrían encontrarse en la escala de aproximadamente 15 a 20 por ciento, debido al impulso/la potencia necesarios en esa fase, y a su relación con la mayor producción de NO_x. Se debe tener especial cuidado de crear una serie temporal coherente si se utiliza el Nivel 2.

3.6.1.7 EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRE

FACTORES DE EMISIÓN

Los factores de emisión de CO₂ deben encontrarse dentro de una escala de ± 5 por ciento, porque dependen solamente del contenido de carbono del combustible y la fracción oxidada. Sin embargo, hay una incertidumbre considerable inherente al cálculo de CO₂ basado en las incertidumbres de los datos de la actividad que se analizan a continuación. Para el Nivel 1, la incertidumbre del factor de emisión de CH₄ puede variar entre -57 y +100 por ciento. La incertidumbre del factor de emisión de N₂O puede variar entre -70 y +150 por ciento. Además, los factores de emisión de CH₄ y N₂O varían con la tecnología, y utilizar un solo factor de emisión para la aviación, en general, es una simplificación considerable.

La información que sirve para calcular las incertidumbres asociadas con los factores de emisión de LTO del Cuadro 3.6.9 se encuentra en Lister and Norman, 2003; y en OACI, 1993. La información que sirve para calcular las incertidumbres asociadas con los factores de emisión de crucero del Cuadro 3.6.10 se encuentran en: Baughcum *et al*, 1996. Sutkus, *et al*, 2001; Evers *et al*, 2004; Kim, 2005 a and b; Malwitz, 2005. Si no hay recursos disponibles para calcular las incertidumbres, es posible usar las bandas de incertidumbre definidas como factores por defecto en la Sección 3.6.1.2.

Se debe prestar especial atención a los factores de emisión de NO_x de crucero para el Nivel 2 que se encuentran en el Cuadro 3.6.10. Estos factores de emisión se actualizaron a partir de las Directrices de 1996, de modo que reflejaran el hecho de que las emisiones de la fase de ascenso son sustancialmente diferentes de las del crucero. El cálculo de los factores de emisión de NO_x se basa en dos conjuntos de datos, uno de 1 km a 9 km, y el segundo de 9 km a 13 km, y las diferencias en la cantidad de NO_x calculado durante esa fase puede estar en la escala de alrededor del 15 al 20 por ciento, debido al impulso/la potencia necesarios en esa fase, y su relación con la producción superior de NO_x. Si se utiliza el Nivel 2, se debe cuidar de declarar una serie temporal coherente (véase la Sección 3.6.1.6 y el Volumen 1, Capítulo 5).

DATOS DE LA ACTIVIDAD

La incertidumbre en la generación de informes se verá muy afectada por la exactitud de los datos recopilados sobre la aviación de cabotaje, aparte de la aviación internacional. Con datos completos del sondeo, la incertidumbre puede ser muy baja (menos del 5 por ciento) mientras que para las estimaciones o los sondeos incompletos las incertidumbres pueden ser grandes, quizá un factor de dos para el sector de cabotaje. Los rangos de incertidumbre citados representan una consulta informal de expertos orientada a aproximar el intervalo de confianza del 95 por ciento en torno a la estimación central. La incertidumbre varía considerablemente de un país a otro y resulta difícil de generalizar. El uso de conjuntos de datos globales, respaldados por radar, puede ser útil en este campo, y se espera que la declaración mejore en el futuro para esta categoría.

3.6.2 Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario

Es una *buena práctica* efectuar controles de calidad como se establece en el Capítulo 6 del Volumen 1 (Garantía de calidad / Control de calidad y verificación), Nivel 1, procedimientos generales de CC para el nivel del inventario. Es una *buena práctica* realizar revisiones de expertos de las estimaciones de emisión al utilizar los métodos de Nivel 2 o 3. Otros controles de calidad extra se plantean en los procedimientos de Nivel 2, en el mismo capítulo, y los procedimientos de garantía de calidad también pueden ser aplicables, en particular si se usan métodos de nivel superior para determinar las emisiones procedentes de esta categoría de fuente. Se alienta a los compiladores de inventarios a usar GC/CC de nivel superior para las *categorías principales* identificadas en el Capítulo 4 del Volumen I:

A continuación se esbozan procedimientos específicos pertinentes para esta categoría de fuente.

Comparación de emisiones a través de métodos alternativos

Si se utilizan métodos de nivel superior, el compilador debe comparar los inventarios con las estimaciones de niveles inferiores. Toda anomalía existente entre las estimaciones de emisión debe investigarse y explicarse. Deben registrarse los resultados de esas comparaciones para documentación interna.

Revisión de los factores de emisión

Si se utilizan factores nacionales en vez de los factores por defecto, se debe referir directamente la revisión de CC asociada con la publicación de los factores de emisión e incluirla en la documentación de GC/CC, para garantizar que los procedimientos sean coherentes con la *buena práctica*. De ser posible, los compiladores de los inventarios deben comparar los valores por defecto del IPCC con los factores nacionales, para obtener un indicio mayor de que los factores son aplicables. Si se desarrollaron las emisiones procedentes del sector militar usando datos diferentes de los factores por defecto, se debe controlar la exactitud de los cálculos, y la aplicabilidad y pertinencia de los datos.

CUADRO 3.6.9
FACTORES DE EMISIÓN DE LTO PARA AERONAVES TÍPICAS

	AERONAVE	Factores de emisión de LTO (kg/LTO/) ⁽¹²⁾							CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LTO (Kg/LTO)
		CO ₂ ⁽¹¹⁾	CH ₄ ⁽⁷⁾	N ₂ O ⁽⁹⁾	NO _x	CO	COVDM ⁽⁸⁾	SO ₂ ⁽¹⁰⁾	
Aviones comerciales grandes ⁽¹⁾⁽²⁾	A300	5450	0,12	0,2	25,86	14,80	1,12	1,72	1720
	A310	4760	0,63	0,2	19,46	28,30	5,67	1,51	1510
	A319	2310	0,06	0,1	8,73	6,35	0,54	0,73	730
	A320	2440	0,06	0,1	9,01	6,19	0,51	0,77	770
	A321	3020	0,14	0,1	16,72	7,55	1,27	0,96	960
	A330-200/300	7050	0,13	0,2	35,57	16,20	1,15	2,23	2230
	A340-200	5890	0,42	0,2	28,31	26,19	3,78	1,86	1860
	A340-300	6380	0,39	0,2	34,81	25,23	3,51	2,02	2020
	A340-500/600	10660	0,01	0,3	64,45	15,31	0,13	3,37	3370
	707	5890	9,75	0,2	10,96	92,37	87,71	1,86	1860
	717	2140	0,01	0,1	6,68	6,78	0,05	0,68	680
	727-100	3970	0,69	0,1	9,23	24,44	6,25	1,26	1260
	727-200	4610	0,81	0,1	11,97	27,16	7,32	1,46	1460
	737-100/200	2740	0,45	0,1	6,74	16,04	4,06	0,87	870
	737-300/400/500	2480	0,08	0,1	7,19	13,03	0,75	0,78	780
	737-600	2280	0,10	0,1	7,66	8,65	0,91	0,72	720
	737-700	2460	0,09	0,1	9,12	8,00	0,78	0,78	780
	737-800/900	2780	0,07	0,1	12,30	7,07	0,65	0,88	880
	747-100	10140	4,84	0,3	49,17	114,59	43,59	3,21	3210
	747-200	11370	1,82	0,4	49,52	79,78	16,41	3,60	3600
	747-300	11080	0,27	0,4	65,00	17,84	2,46	3,51	3510
	747-400	10240	0,22	0,3	42,88	26,72	2,02	3,24	3240
	757-200	4320	0,02	0,1	23,43	8,08	0,20	1,37	1370
	757-300	4630	0,01	0,1	17,85	11,62	0,10	1,46	1460
	767-200	4620	0,33	0,1	23,76	14,80	2,99	1,46	1460
	767-300	5610	0,12	0,2	28,19	14,47	1,07	1,77	1780
	767-400	5520	0,10	0,2	24,80	12,37	0,88	1,75	1750
	777-200/300	8100	0,07	0,3	52,81	12,76	0,59	2,56	2560
	DC-10	7290	0,24	0,2	35,65	20,59	2,13	2,31	2310
	DC-8-50/60/70	5360	0,15	0,2	15,62	26,31	1,36	1,70	1700
	DC-9	2650	0,46	0,1	6,16	16,29	4,17	0,84	840
	L-1011	7300	7,40	0,2	31,64	103,33	66,56	2,31	2310

CUADRO 3.6.9 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE LTO PARA AERONAVES TÍPICAS

	AERONAVE	Factores de emisión de LTO (kg/LTO) ⁽¹²⁾							CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LTO (kg/LTO)
		CO ₂ ⁽¹¹⁾	CH ₄ ⁽⁷⁾	N ₂ O ⁽⁹⁾	NO _x	CO	COVDM ⁽⁸⁾	SO ₂ ⁽¹⁰⁾	
	MD-11	7290	0,24	0,2	35,65	20,59	2,13	2,31	2310
	MD-80	3180	0,19	0,1	11,97	6,46	1,69	1,01	1010
	MD-90	2760	0,01	0,1	10,76	5,53	0,06	0,87	870
	TU-134	2930	1,80	0,1	8,68	27,98	16,19	0,93	930
	TU-154-M	5960	1,32	0,2	12,00	82,88	11,85	1,89	1890
	TU-154-B	7030	11,90	0,2	14,33	143,05	107,13	2,22	2230
Aviones de reacción regionales	RJ-RJ85	1910	0,13	0,1	4,34	11,21	1,21	0,60	600
	BAE 146	1800	0,14	0,1	4,07	11,18	1,27	0,57	570
	CRJ-100ER	1060	0,06	0,03	2,27	6,70	0,56	0,33	330
	ERJ-145	990	0,06	0,03	2,69	6,18	0,50	0,31	310
	Fokker 100/70/28	2390	0,14	0,1	5,75	13,84	1,29	0,76	760
	BAC111	2520	0,15	0,1	7,40	13,07	1,36	0,80	800
	Dornier 328 Jet	870	0,06	0,03	2,99	5,35	0,52	0,27	280
	Gulfstream IV	2160	0,14	0,1	5,63	8,88	1,23	0,68	680
	Gulfstream V	1890	0,03	0,1	5,58	8,42	0,28	0,60	600
	Yak-42M	2880	0,25	0,1	10,66	10,22	2,27	0,91	910
con poca o ninguna empuj	Cessna 525/560	1070	0,33	0,03	0,74	34,07	3,01	0,34	340
Turbohélices	Beech King Air ⁽⁵⁾	230	0,06	0,01	0,30	2,97	0,58	0,07	70
	DHC8-100 ⁽⁶⁾	640	0,00	0,02	1,51	2,24	0,00	0,20	200
	ATR72-500 ⁽⁷⁾	620	0,03	0,02	1,82	2,33	0,26	0,20	200

Notas:

- (1) Banco de datos de emisiones de escape de los motores de la OACI (ICAO, 2004) sobre la base de datos medidos promedio. Se aplican los factores de emisión solamente al LTO (aterrizaje y despegue).
- (2) Se seleccionaron los tipos de motor para cada aeronave sobre una base coherente del motor con la mayoría de los LTO. Este método, para algunos tipos de motores, puede subestimar (o sobreestimar) las emisiones de la flota no relacionadas directamente con el consumo de combustible (p. ej., NO_x, CO, HC).
- (2) Sistema de modelización de dispersión y emisiones (EDMS) (FAA 2004b)
- (4) Base de datos de emisiones LTO turbohélice de la FOI (Agencia de investigación para la defensa sueca)
- (5) Representativo de las aeronaves turbohélice con potencia del eje de hasta 1000 shp/motor
- (6) Representativo de las aeronaves turbohélice con potencia del eje de 1000 a 2000 shp/motor
- (7) Representativo de las aeronaves turbohélice con potencia del eje de más de 2000 shp/motor
- (8) Suponiendo que el 10% del total de emisiones de COV en los ciclos de LTO son emisiones de metano (Olivier, 1991) (como en las *Directrices del IPCC de 1996*).
- (9) Estimaciones basadas en los valores por defecto del Nivel I (EF ID 11053) (como en las *Directrices del IPCC de 1996*).
- (10) Se supone que el contenido de azufre del combustible es de 0,05% (como en las *Directrices del IPCC de 1996*).
- (11) CO₂ para cada aeronave, sobre la base de 3,16 kg CO₂ producido para cada kg de combustible utilizado, luego redondeado a los 10 kg siguientes.
- (12) La información relativa a las incertidumbres asociadas con estos datos puede encontrarse en: Lister and Norman, 2003; ICAO, 1993.

El Cuadro preparado con las actualizaciones de 2005 estará disponible en la base de datos de factores de emisión.

CUADRO 3.6.10 FACTORES DE EMISIÓN DE NO _x PARA DIVERSAS AERONAVES A NIVELES DE CRUCERO		
	Aeronave	Factor de emisión de NO _x (g/kg) ^{(1) (5)}
Aviones comerciales grandes	A300	14,8
	A310	12,2
	A319	11,6
	A320	12,9
	A321	16,1
	A330-200/300	13,8
	A340-200	14,5
	A340-300	14,6
	A340-500/600	13,0 ⁽²⁾
	707	5,9
	717	11,5 ⁽³⁾
	727-100	8,7
	727-200	9,5
	737-100/200	8,7
	737-300/400/500	11,0
	737-600	12,8
	737-700	12,4
	737-800/900	14,0
	747-100	15,5
	747-200	12,8
	747-300	15,2
	747-400	12,4
	757-200	11,8
	757-300	9,8 ⁽³⁾
	767-200	13,3
	767-300	14,3
	767-400	13,7 ⁽³⁾
	777-200/300	14,1
	DC-10	13,9
	DC-8-50/60/70	10,8
	DC-9	9,1
	L-1011	15,7
	MD-11	13,2
	MD-80	12,4
	MD-90	14,2
	TU-134	8,5
	TU-154-M	9,1
	TU-154-B	9,1
Aviones de reacción regionales	RJ-RJ85	15,6
	BAE 146	8,4
	CRJ-100ER	8,0
	ERJ-145	7,9
	Fokker 100/70/28	8,4
	BAC111	12,0
	Dornier 328 Jet	14,8 ⁽²⁾
	Gulfstream IV	8,0 ⁽²⁾
	Gulfstream V	9,5 ⁽²⁾
	Yak-42M	15,6 ⁽⁴⁾
Aviones de reacción con pequeño empuje (Fn < 26,7 kN)	Cessna 525/560	7,2 ⁽⁴⁾
Turbohélices	Beech King Air	8,5
	DHC8-100	12,8
	ATR72-500	14,2
Notas:		
(1) Sutkus <i>et al</i> 2001, salvo especificación en contrario.		
(2) Datos del modelo SAGE Kim, 2005 a y b; Malwitz, 2005		
(3) Sutkus, Baughcum, DuBois, 2003		
(4) Promedio de los datos del modelo SAGE (Kim, 2005 a y b; Malwitz, 2005) y AERO2k (Eyers <i>et al</i> , 2004)		
(5) La información que sirve de ayuda para calcular las incertidumbres puede encontrarse en: Baughcum <i>et al</i> , 1996; Sutkus, <i>et al</i> , 2001; Eyers <i>et al</i> , 2004; Kim, 2005 a and b; Malwitz, 2005.		

Verificación de los datos de la actividad

Debe revisarse la fuente de los datos de la actividad para garantizar la aplicabilidad y la pertinencia a la categoría de fuente. De ser posible, el compilador del inventario debe comparar los datos actuales con los datos históricos de la actividad o las salidas del modelo para detectar posibles anomalías. Al elaborar las estimaciones del inventario, el compilador debe garantizar la fiabilidad de los datos de la actividad usados para diferenciar las emisiones de la aviación de cabotaje de la internacional.

Se pueden controlar los datos con indicadores de productividad, como ser combustible por unidad de desempeño del tránsito (por km de pasajero o km de tonelada). Si se comparan datos de diferentes países, la banda de datos debe ser pequeña. La Agencia Europea de Medio Ambiente proporciona un conjunto de datos útil,²⁰ que presenta las emisiones y el volumen de pasajeros/carga de cada modo de transporte para Europa. Por ejemplo, Noruega estima que para la aviación de cabotaje, las emisiones son de 0,22 kg CO₂/pasajero-km. Sin embargo, nótese que la flota global incluye muchas aeronaves pequeñas con una eficiencia de energía relativamente baja. El Departamento de Transporte de los Estados Unidos estima una intensidad promedio de energía de la flota estadounidense de 3666 Btu/pasajero milla (2403 kJ/pasajero km). La Asociación de Transporte Aéreo Internacional estima que una aeronave promedio consume 3,5 litros de combustible para reactores por cada 100 pasajeros-km (67 pasajeros millas por galón estadounidense).

Confiar en las operaciones programadas para los datos de la actividad puede aportar mayores incertidumbres que confiar simplemente en el uso del combustible para CO₂. Sin embargo, la pérdida de combustible y el uso de combustible para reactores para otras actividades arroja estimaciones por encima del valor de los aportes de la aviación.

Revisión externa

El compilador del inventario debe realizar una revisión independiente y objetiva de los cálculos, las hipótesis o la documentación del inventario de emisiones, para evaluar la eficacia del programa de CC. Deben realizar la revisión los expertos (p. ej., las autoridades de la aviación, las líneas aéreas y el personal militar) que estén familiarizados con la categoría de fuente y que entiendan los requisitos del inventario.

3.6.3 Generación de informes y documentación

Es una *buena práctica* documentar y archivar toda la información requerida para producir las estimaciones del inventario de emisiones nacionales, como se plantea en el Capítulo 8 del Volumen 1 de las *Directrices del IPCC de 2006*. A continuación se presentan algunos ejemplos de documentación y declaración específicas, pertinentes para esta categoría de fuente.

Se exige que los compiladores declaren las emisiones procedentes de la aviación internacional aparte de las correspondientes a la aviación de cabotaje, y que excluyan la aviación internacional de los totales nacionales. Se espera que todos los países tengan actividad aeronáutica y, por lo tanto, declaren emisiones de esta categoría. Si bien los países que cubren superficies pequeñas pueden no tener aviación de cabotaje, deben declarar las emisiones procedentes de la aviación internacional. Los compiladores deben explicar de qué forma se aplicó la definición de internacional y cabotaje de las directrices.

Se mejoraría la transparencia si los compiladores aportaran datos sobre las emisiones del LTO aparte de las operaciones de crucero. Las emisiones derivadas de la aviación militar deben especificarse claramente, para mejorar la transparencia de los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Además de la información numérica declarada en los cuadros estándar, aportar los datos siguientes aumenta la transparencia:

- fuentes de datos del combustible y otros datos fundamentales (p. ej., factores de consumo del combustible), según el método usado;
- la cantidad de movimientos de vuelos divididos en cabotaje e internacional;
- los factores de emisión usados, si difieren de los valores por defecto. Se deben referir las fuentes de datos.
- Si se utiliza el método de Nivel 3, pueden suministrarse datos de las emisiones aparte para la Aviación comercial programada y Otras actividades propulsadas a reacción.

La confidencialidad puede ser un problema si solo una o dos líneas aéreas operan el transporte de cabotaje en un país dado. También puede serlo para declarar la aviación militar de forma transparente.

²⁰ Véase http://air-climate.eionet.eu.int/databases/TRENDS/TRENDS_EU15_data_Sep03.xls

3.6.4 Cuadros para la generación de informes y hojas de trabajo

Deben completarse las cuatro páginas de las hojas de trabajo (Anexo 1) para el método por sectores del Nivel I, para cada una de las categorías de fuente del Cuadro 3.6.1. Los cuadros para la generación de informes están disponibles en el Volumen 1, Capítulo 8.

3.6.5 Definiciones de los términos específicos

Gasolina para la aviación: combustible utilizado en una aeronave con motor de pistones pequeño, que generalmente representa menos del 1 por ciento del combustible utilizado en la aviación.

Ascenso: parte del vuelo de una aeronave, posterior al despegue y por encima de los 914 metros (3000 pies) sobre el suelo, que consiste en llevar a la aeronave a la altitud de crucero deseada.

Comercial programado: toda operación comercial de aeronaves que tiene un cronograma públicamente disponible (p. ej., la guía oficial de la línea aérea (OAG 2006, del inglés, *Official Airline Guide*), que incluye, principalmente, servicios para pasajeros. Las actividades que no operan con los cronogramas disponibles públicamente no están incluidas en esta definición, como ser la carga no programada, el fletamento, el taxi aéreo y las operaciones de respuesta en emergencias. Nota: Se utiliza la *Aviación comercial programada* como subconjunto de las operaciones aeronáuticas propulsadas a combustible para reactores.

Crucero: todas las actividades aeronáuticas que se desarrollan a una altitud superior a los 914 metros (3 000 pies), incluidas las operaciones adicionales de ascenso o descenso por encima de esta altitud. No se incluye ningún límite superior.

Motores de turbina de gas: motores rotativos que extraen energía de un flujo de gas de combustión. Se añade la energía al flujo de gas de la cámara de combustión, donde se mezcla el aire con el combustible y se enciende. La combustión aumenta la temperatura y el volumen del caudal del gas. Se dirige a través de una boquilla sobre los álabes de la turbina, lo que la hace girar y accionar el compresor. Para una aeronave, se extrae la energía en forma de impulso o a través de una turbina que acciona un ventilador o impulsor.

Referencias

TRANSPORTE TERRESTRE

- ADEME/DIREM (2002). Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie, La direction des ressources énergétiques et minérales, Ecobilan, PricewaterhouseCoopers, 'Energy and greenhouse gas balances of biofuels' production chains in France.' December, www.ademe.fr/partenaires/agrice/publications/documents_anglais/synthesis_energy_and_greenhouse_english.pdf
- ARB (2004). 'Technical Support Document for Staff Proposal Regarding Reduction of greenhouse gas emissions from motor vehicles, climate change emissions inventory'. California Air Resources Board (August 6 2004)
- Ballantyne, V. F., Howes, P., and Stephanson, L. (1994). 'Nitrous oxide emissions from light duty vehicles.' SAE Tech. Paper Series (#940304), 67–75.
- Beer, T., Grant, T., Brown, R., Edwards, J., Nelson, P., Watson, H., Williams, D., (2000). 'Life-cycle emissions analysis of alternative fuels for heavy vehicles'. CSIRO Atmospheric Research Report C/0411/1.1/F2 to the Australian Greenhouse Office, Australia. (March 2000)
- Behrentz, E. (2003). 'Measurements of nitrous oxide emissions from light-duty motor vehicles: analysis of important variables and implications for California's greenhouse gas emission Inventory.' Dissertation Prospectus University of California, USA, (2003). See <http://ebehrent.bol.ucla.edu/N2O.pdf>
- Borsari, V. (2005). 'As emissões veiculares e os gases de efeito estufa.' SAE - Brazilian Society of Automotive Engineers
- CETESB (2004). Air Quality Report (Relatório de Qualidade do Ar 2003, in Portuguese, (Air Quality Report 2003), available at <http://www.cetesb.sp.gov.br/Ar/Relatorios/RelatorioAr2003.zip> and

- CETESB (2005). Personal communication with Oswaldo Lucon, São Paulo State Environment Agency, Mobile Sources Division. Information based on measurements conducted by Renato Linke, Vanderlei Borsari and Marcelo Bales, (Vehicle Inspection Division, ph. +5511 3030 6000). Partially published.
- CONCAWE Report 2/02 Brussels, Belgium, (April 2002). 'Energy and greenhouse gas balance of biofuels for Europe - an update.'
- Díaz, L. et.al (2001). 'Long-term efficiency of catalytic converters operating in Mexico City.' Air & Waste Management Association, ISSN 1047-3289, Vol 51, pp.725-732,
- EEA (2000). European Environment Agency (EEA). 'COPERT III computer programme to calculate emissions from road transport, methodology and emission factors report.' (Version 2.1), Copenhagen, Denmark November 2000. (For more details see <http://vergina.eng.auth.gr/mech/lat/copert/copert.htm>)
- EEA (2005a). EMEP/CORINAIR. Emission Inventory Guidebook – 2005 European Environment Agency, Technical report No 30. Copenhagen, Denmark, (December 2005). Available from web site: <http://reports.eea.eu.int/EMEP/CORINAIR4/en>
- EEA (2005b). European Environment Agency (EEA), Computer programme to calculate emissions from road transport (COPERT), <http://vergina.eng.auth.gr/mech/lat/copert/copert.htm>
- Gamas, D.J., Díaz, L., Rodriguez, R., López-Salinas, E., Schifter, I., (1999). 'Exhaust emissions from gasoline and LPG-powered vehicles operating at the altitude of Mexico City.' in Journal of the Air & Waste Management Association, October 1999.
- Heeb, Norbert., et al (2003). 'Methane, benzene and alkyl benzene cold start emission data of gasoline-driven passenger cars representing the vehicle technology of the last two decades.' Atmospheric Environment 37 (2003) 5185-5195.
- IEA (2004). 'Bioenergy; biofuels for transport: an overview.' IEA Bioenergy.' T39:2004:01 (Task 39); March 2004,
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (1997). Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, J.T. Houghton *et al.*, IPCC/OECD/IEA, Paris, France.
- LAT (2005). 'Emission factors of N₂O and NH₃ from road vehicles.' LAT Report 0507 (in Greek), Laboratory of Applied Thermodynamics, Aristotle University of Thessaloniki, Greece
- Lipman, T. and Delucchi, M (2002). Lipman, Timothy, University of California-Berkeley; and Mark Delucchi, University of California-Davis (2002). 'Emissions of nitrous oxide and methane from conventional and alternative fuel motor vehicles.' Climate Change, 53(4), 477-516, Kluwer Academic Publishers, Netherlands.
- MCT (2002). 'Greenhouse gas emissions inventory from mobile sources in the energy sector.' (in Portuguese: Emissões de gases de efeito estufa por fontes móveis, no setor energético). Brazilian Ministry of Science and Technology, Brasília, 2002, pp. 25-26.
- Mitra, A. P., Sharma, Subodh K., Bhattacharya, S., Garg, A., Devotta, S. and Sen, Kalyan (Eds.), (2004). 'Climate Change and India: Uncertainty reduction in GHG inventories.' Universities Press (India) Pvt Ltd, Hyderabad.
- Ntziachristos, L and Samaras, Z (2005). Personal Communication Leonidas Ntziachristos and Zissis Samaras based on draft COPERT IV. Laboratory of Applied Thermodynamics, Aristotle University Thessaloniki, PO Box 458, GR 54124, Thessaloniki, GREECE,
- Peckham, J. (2003). 'Europe's 'AdBlue' urea-SCR project starts to recruit major refiners - selective catalytic reduction'. Diesel Fuel News, July 7, 2003.
- TNO (2002). 'N₂O formation in vehicles catalysts.' Report # 02.OR.VM.017.1/NG. Nederlandse Organisatie voor toegepastnatuurwetenschappelijk onderzoek (Netherlands Organisation for Applied Scientific Research), Delft, Netherlands.
- TNO (2003). 'Evaluation of the environmental impact of modern passenger cars on petrol, diesel and automotive LPG, and CNG.'
- Report. 03.OR.VM.055.1/PHE. Nederlandse Organisatie voor toegepastnatuurwetenschappelijk onderzoek (Netherlands Organisation for Applied Scientific Research) December 24 2003.
- UNFCCC (2004). 'Estimation of emissions from road transport.' United Nations Framework Convention on Climate Change, FCCC/SBSTA/2004/INF.3, June 2004

- USEPA (1997). 'Conversion factors for hydrocarbon emission components.' prepared by Christian E Lindhjem, USEPA Office of Mobile Sources, Report Number NR-002, November 24.
- USEPA (2004a). 'Update of carbon oxidation fraction for GHG calculations.' prepared by ICF Consulting for US Environmental Protection Agency, Washington DC, USA.
- USEPA (2004b). 'Update of methane and nitrous oxide emission factors for on-highway vehicles.' Report Number EPA420-P-04-016, US Environmental Protection Agency, Washington DC, USA .November 2004
- USEPA (2004c). 'Inventory of greenhouse gas emissions and sinks: 1990-2002'. (April 2004) USEPA #430-R-04-003. Table 3-19 , US Environmental Protection Agency, Washington DC, USA.
- USEPA (2005a). U.S. Environmental Protection Agency, 'Motor Vehicle Emission Simulator (MOVES).' See website: <http://www.epa.gov/otaq/ngm.htm>.
- USEPA (2005b). U.S. Environmental Protection Agency: 'MOBILE Model (on-road vehicles).'
- See website: <http://www.epa.gov/otaq/mobile.htm>.
- Wenzel, T., Singer, B., Slott, R., (2000). 'Some issues in the statistical analysis of vehicle emissions'. Journal of Transportation and Statistics. pages 1-14, Volume 3, Number 2, September 2000, ISSN 1094-8848

TRANSPORTE TODO TERRENO

- EEA (2005). EMEP/CORINAIR. Emission Inventory Guidebook – 2005, European Environment Agency, Technical report No 30. Copenhagen, Denmark, (December 2005). Available from web site: <http://reports.eea.eu.int/EMEPCORINAIR4/en>
- Ntziachristos, L., Samaras, Z., Eggleston, S., Gorißen, N., Hassel, D., Hickman, A.J., Joumard, R., Rijkeboer, R., White, L., and Zierock, K. H. (2000). 'COPERT III computer programme to calculate emissions from road transport methodology and emission factors.' (Version 2.1) European Environment Agency, Technical report No 49. Copenhagen, Denmark, (November 2000). Software available from web site: <http://vergina.eng.auth.gr/mech/lat/copert/copert.htm>
- USEPA (2005a). NONROAD 2005 Model, For software, data and information, see website: <http://www.epa.gov/otaq/nonrdmdl.htm>.
- USEPA (2005b). User's Guide for the Final NONROAD2005 Model. Environment Protection Agency, Report EPA420-R-05-0, 13 December 2005, Washington, DC, USA. (December 2005)
- Walsh, M. (2003). 'Vehicle emissions trends and forecasts: The lessons of the past 50 years, blue sky in the 21st century conference, Seoul, Korea.' May 2003, see the website: http://www.walshcarlines.com/pdf/vehicle_trends_lesson.cf9.pdf

FERROCARRILES

- Dunn, R. (2001). 'Diesel fuel quality and locomotive emissions in Canada'. Transport Canada Publication Number Tp 13783e (Table 8).
- EEA (2005). EMEP/CORINAIR. 'Emission Inventory Guidebook – 2005 European Environment Agency.' Technical report No 30. Copenhagen, Denmark, (December 2005). Available from web site: <http://reports.eea.eu.int/EMEPCORINAIR4/en>
- GSTU (1994). 32.001-94. 'Emissions of pollution gases with exhaust gases from diesel locomotive.' Rates and definition methods (GSTU, 32.001-94) – in Russian (ГСТУ 32.001-94. Выбросы загрязняющих веществ с отработавшими газами тепловозных дизелей. Нормы и методы определения).
- Hahn, J. (1989). Eisenbahntechnische Rundschau, № 6, S. 377 - 384.
- ISO 8178-4 (1996). 'Reciprocating internal combustion engines – Exhaust emission measurement – Part 4: Test cycles for different engine applications.'
- Jorgensen, M.W. and. Sorenson, S.C (1997). 'Estimating emission from railway traffic.' DTU report, N°ET-EO-97-03, Dept of Energy Eng.' Lyngby, Denmark, 135 p.
- VTT (2003). RAILI (2003). 'Calculation system for Finnish railway traffic emissions VTT building and transport, Finland.' For information see web site <http://lipasto.vtt.fi/lipastoe/railie/>

TRANS/SC.2/2002/14/Add.1 13 AUGUST (2002). Economic Commission for Europe. inland Transport Committee. Working Party on rail transport. – Productivity in rail transport. Transmitted by the International Union of Railways (UIC).

UNECE (2002). ‘Productivity in rail transport UN Economic Commission For Europe, Inland Transport Committee Working Party on Rail Transport.’ (Fifty-sixth session, 16-18 October 2002, agenda item 15) Transmitted by the International Union of Railways (UIC) TRANS/SC.2/2002/14/Add.1

USEPA (1998) <http://www.epa.gov/fedrgstr/EPA-AIR/1998/October/Day-23/a24836.htm>

USEPA (2005a). NONROAD 2005 Model, For software, data and information. see website: <http://www.epa.gov/otaq/nonrdmdl.htm>.

USEPA (2005b). User’s Guide for the Final NONROAD2005 Model. Environment Protection Agency, Report EPA420-R-05-0, 13 December 2005, Washington DC, USA.

NAVEGACIÓN MARÍTIMA Y FLUVIAL

Baggott, S.L., Brown, L., Cardenas, L., Downes, M.K., Garnett, E., Hobson, M., Jackson, J., Milne, R., Mobbs, D.C., Passant, N., Thistlethwaite, G., Thomson, A. and Watterson, J.D. (2004). ‘UK Greenhouse gas inventory 1990 to 2002: Annual report for submission under the Framework Convention on Climate Change.’ United Kingdom Department for Environment, Food and Rural Affairs.

EC (2002). ‘Quantification of emissions from ships associated with ship movements between ports in the European Community.’ Final Report Entec UK Limited (July 2002), page 12. Available from EU web site

http://europa.eu.int/comm/environment/air/pdf/chapter2_ship_emissions.pdf

EEA (2005). EMEP/CORINAIR. Emission Inventory Guidebook – 2005 European Environment Agency, Technical report No 30. Copenhagen, Denmark, (December 2005). Available from web site See: <http://reports.eea.eu.int/EMEP/CORINAIR4/en>

Gunner, T., (2004). E-mail Correspondence containing estimates of total fuel consumption of the world fleet of ships of 500 gross tons and over, as found in the Fairplay Database of Ships, November 2004. See

<http://www.fairplay.co.uk>

Lloyd’s Register (1995). ‘Marine exhaust emissions research programme.’ Lloyd’s Register House, Croydon, England.

Trozzi, C., Vaccaro, R., (1997): ‘Methodologies for estimating air pollutant emissions from ships’. MEET Deliverable No. 19. European Commission DG VII, June 1997. Techne (1997).

U.S. EPA, (2004). ‘Inventory of U.S. greenhouse gas emissions and sinks: 1990-2002.’ United States Environmental Protection Agency, Washington, DC.

AVIACIÓN CIVIL

Baughcum, S.L., Tritz, T.G., Henderson, S.C. and Pickett, D.C. (1996). ‘Scheduled civil aircraft emission inventories for 1992: database development and analysis.’ NASA/CR-4700, National Aeronautics and Space Administration, NASA Center for AeroSpace Information, 7121 Standard Drive, Hanover, USA.

Daggett, D.L., Sutkus, D.J., Dubois, D.P. and. Baughcum, S.L. (1999). ‘An evaluation of aircraft emissions inventory methodology by comparisons with reported airline data.’ NASA/CR-1999-209480, National Aeronautics and Space Administration, NASA Center for AeroSpace Information, 7121 Standard Drive, Hanover, USA, September 1999.

EEA (2002).EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook, 3rd edition (October 2002 Update) EEA Technical Report No 30, Copenhagen, Denmark, 2002.

Eyers, C.J., Norman, P., Plohr, M., Michot, S., Atkinson, K., and Christou, R.A., (2004). ‘AERO2k Global aviation emissions inventories for 2002 and 2025.’ QINEYIQ/04/01113 UK, December 2004.

FAA (2004a). ‘Aviation emissions: a primer.’ Federal Aviation Administration, USA, 2004.

FAA (2004b) ‘Emissions and dispersion modelling system’. (EDMS) User’s Manual FAA-AEE-04-02 (Rev. 1 – 10/28/04) Federal Aviation Administration Office of Environment and Energy, Washington, DC September 2004. Additional information is available from the FAA web site: www.faa.gov.

- Kim, B., Fleming, G., Balasubramanian, S., Malwitz, A., Lee, J., Ruggiero, J., Waitz, I., Klima, K., Stouffer, V., Long, D., Kostiuk, P., Locke, M., Holsclaw, C., Morales, A., McQueen, E., Gillett, W., (2005a). 'SAGE: The system for assessing aviation's global emissions'. FAA-EE-2005-01, (September 2005).
- Kim, B., Fleming, G., Balasubramanian, S., Malwitz, A., Lee, J., Waitz, I., Klima, K., Locke, M., Holsclaw, C., Morales, A., McQueen, E., Gillette, W., (2005b), 'SAGE: Global aviation emissions inventories for 2000 through 2004'. FAA-EE-2005-02 (September 2005).
- Malwitz, A., Kim, B., Fleming, G., Lee, J., Balasubramanian, S., Waitz, I., Klima, K., Locke, M., Holsclaw, C., Morales, A., McQueen, E., Gillette, W., (2005), 'SAGE: Validation assessment, model assumptions and uncertainties FAA-EE-2005-03, (September 2005)'.
- Gardner, R. M., Adams, J. K., Cook, T., Larson, L. G., Falk, R., Fleuit, S. E., Förtsch, W., Lecht, M., Lee, D. S., Leech, M. V., Lister, D. H. Massé, B., Morris, K., Newton, P. J., Owen, A., Parker, E., Schmitt, A., ten Have, H., Vandenberghe, C. (1998). 'ANCAT/EC2 aircraft emissions inventories for 1991/1992 and 2015'. Final Report., Report by the ECAC/ANCAT and EC working group. EUR No: 18179, ISBN No: 92-828-2914-6.
- ICAO (1993). 'International Standards and Recommended Practices Environmental Protection - Annex 16 to the Convention on International Civil Aviation.' - Volume II Aircraft Engine Emissions, 2nd edition (1993) International Civil Aviation Organisation, Montreal.
- ICAO (2004a). 'Engine exhaust emissions data bank.' Issue 13 (Doc 9646), ICAO, Montreal, Canada. 1995. Subsequent updates are available from the ICAO web site www.icao.int
- ICAO (2004b). 'Statistics data series collection - Montreal, Canada'. For details and access see ICAO web site at <http://www.icao.int/icao/en/atb/sea/DataDescription.pdf>.
- International Register of Civil Aircraft, (2004). For information and access see <http://www.aviation-register.com/english/>.
- IPCC (1999). 'Aviation and the global atmosphere.' Eds: Penner, J.E., Lister, D.H., Griggs, D.J., Dokken, D.J., MsFarland, M., Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press 1999.
- Lister, D.H., Norman, P.D. (2003). EC-NEPAir: Work Package 1 'Aircraft engine emissions certification – a review of the development of ICAO Annex 16.' Volume II, QinetiQ/FST/CR030440, UK (September 2003)
- OAG (2006). OAG Flight Guide – 'Worldwide airline flights schedules'. See web site www.oag.com
- Olivier, J.G.J. (1991). 'Inventory of aircraft emissions: a review of recent literature'. RIVM Rapport 736301008, Bilthoven, The Netherlands, 1991.
- Olivier, J.G.J. (1995). 'Scenarios for global emissions from air traffic'. Report No. 773 002 003, RIVM, Bilthoven, The Netherlands, 1995
- Penman, J., Kruger, D., Galbally, I., Hiraishi, T., Nyenzi, B., Emmanuel, S., Buendia, L., Hopppaus, R., Martinsen, T., Meijer, J., Miwa, K. & Tanabe, K. (2000). 'Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories. Hayama: Intergovernmental Panel on Climate Change.' (IPCC). ISBN 4-88788-000-6.
- Sutkus, D.J., Baughcum, S.L., DuBois, D.P.,(2001) 'Scheduled civil aircraft emission inventories for 1999: database development and Analysis.' NASA/CR—2001-211216, National Aeronautics and Space Administration, Glenn Research Center, USA, October 2001.
- Sutkus, D.J., Baughcum, S.L., DuBois, D.P., (2003). 'Commercial aircraft emission scenario for 2020: Database Development and Analysis.' NASA/CR—2003-212331, National Aeronautics and Space Administration, Glenn Research Center, USA May 2003
- US Department of Transportation, Bureau of Transportation Statistics, National Transportation Statistics (2002). (BTS 02-08), Table 4-20: Energy Intensity of Passenger Modes (Btu per passenger-mile), page 281, http://www.bts.gov/publications/national_transportation_statistics/2002/pdf/entire.pdf.
- USEPA (2005). 'Inventory of U.S. greenhouse gas emissions and sinks: 1990-2003 U.S'. Environmental Protection Agency, Washington, U.S.A.
- Wiesen, P., Kleffmann, J., Kortenbach, R. and Becker, K.H (1994). 'Nitrous oxide and methane emissions from aero engines.' *Geophys. Res. Lett.* 21:18 2027-2030.

CAPÍTULO 4

EMISIONES FUGITIVAS

Autores

Minería carbonífera

John N. Carras (Australia)

Pamela M. Franklin (Estados Unidos), Yuhong Hu (China), A. K. Singh (India), y Oleg V. Tailakov (Federación Rusa)

Petróleo y gas natural

David Picard (Canadá)

Azhari F. M. Ahmed (Qatar), Eilev Gjerald (Noruega), Susann Nordrum (Estados Unidos) e Irina Yesserkepova (Kazajistán)

Índice

4	Emisiones fugitivas	
4.1	Emisiones fugitivas procedentes de la extracción, el procesamiento, el almacenamiento y el transporte de carbón.....	4.6
4.1.1	Generalidades y descripción de las fuentes.....	4.6
4.1.1.1	Minería carbonífera y manejo de carbón.....	4.6
4.1.1.2	Resumen de fuentes.....	4.8
4.1.2	Cuestiones metodológicas.....	4.9
4.1.3	Minas de carbón subterráneas.....	4.9
4.1.3.1	Elección del método.....	4.10
4.1.3.2	Elección de los factores de emisión para las minas subterráneas.....	4.11
4.1.3.3	Elección de los datos de la actividad.....	4.14
4.1.3.4	Exhaustividad para las minas de carbón subterráneas.....	4.14
4.1.3.5	Desarrollo de una serie temporal coherente.....	4.14
4.1.3.6	Evaluación de incertidumbre.....	4.15
4.1.4	Extracción de carbón terrestre.....	4.17
4.1.4.1	Elección del método.....	4.17
4.1.4.2	Factores de emisión para la extracción terrestre.....	4.18
4.1.4.3	Datos de la actividad.....	4.19
4.1.4.4	Exhaustividad para la extracción terrestre.....	4.19
4.1.4.5	Desarrollo de una serie temporal coherente.....	4.20
4.1.4.6	Evaluación de incertidumbre de las emisiones.....	4.20
4.1.5	Minas de carbón subterráneas abandonadas.....	4.20
4.1.5.1	Elección del método.....	4.21
4.1.5.2	Elección de los factores de emisión.....	4.23
4.1.5.3	Elección de los datos de la actividad.....	4.28
4.1.5.4	Exhaustividad.....	4.28
4.1.5.5	Desarrollo de una serie temporal coherente.....	4.29
4.1.5.6	Evaluación de incertidumbre.....	4.29
4.1.6	Exhaustividad para la extracción de carbón.....	4.30
4.1.7	Garantía de calidad / Control de calidad (CG/CC) del inventario.....	4.30
4.1.7.1	Control de calidad y documentación.....	4.30
4.1.7.2	Generación de informes y documentación.....	4.31
4.2	Emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural.....	4.6
4.2.1	Generalidades y descripción de las fuentes.....	4.33
4.2.2	Cuestiones metodológicas.....	4.35
4.2.2.1	Elección del método, árboles de decisión, niveles.....	4.37

4.2.2.2 Elección del método	4.41
4.2.2.3 Elección del factor de emisión.....	4.46
4.2.2.4 Elección de los datos de la actividad	4.65
4.2.2.5 Exhaustividad	4.70
4.2.2.6 Desarrollo de una serie temporal coherente.....	4.71
4.2.2.7 Evaluación de incertidumbre	4.72
4.2.3 Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario.....	4.72
4.2.4 Generación de informes y documentación	4.74
Referencias	4.77

Ecuaciones

Ecuación 4.1.1 Estimación de las emisiones procedentes de las minas de carbón subterráneas para nivel 1 y 2, sin ajuste para utilización o quema en antorcha del metano	4.9
Ecuación 4.1.2 Estimación de las emisiones procedentes de las minas de carbón subterráneas para nivel 1 y 2, con ajuste para utilización o quema en antorcha del metano	4.10
Ecuación 4.1.3 Nivel 1: Método de promedio global – extracción subterránea – antes de realizar ajustes para utilización de metano o quema en antorcha	4.11
Ecuación 4.1.4 Nivel 1: método de promedio global – emisiones pos-extracción – minas subterráneas	4.12
Ecuación 4.1.5 Emisiones de CO_2 y CH_4 del metano drenado quemado en antorcha u oxidado catalíticamente	4.13
Ecuación 4.1.6 Ecuación general para estimar las emisiones fugitivas procedentes de la extracción carbonífera terrestre	4.17
Ecuación 4.1.7 Nivel 1: método de promedio global – minas terrestres.....	4.18
Ecuación 4.1.8 Nivel 1: método de promedio global – emisiones pos-extracción – minas terrestres.....	4.19
Ecuación 4.1.9 Ecuación general para estimar las emisiones fugitivas procedentes de las minas de carbón subterráneas abandonadas.....	4.21
Ecuación 4.1.10 Método de Nivel 1 para las minas subterráneas abandonadas.....	4.21
Ecuación 4.1.11 Método de Nivel 2 para minas subterráneas abandonadas sin recuperación de metano ni utilización	4.26
Ecuación 4.1.12 Nivel 2 – factor de emisión de las minas de carbón subterráneas abandonadas.....	4.27
Ecuación 4.1.13 Ejemplo de cálculo de emisiones de Nivel 3 – minas subterráneas abandonadas	4.27
Ecuación 4.2.1 Nivel 1: estimación de las emisiones fugitivas procedentes de un segmento de la industria	4.41
Ecuación 4.2.2 Nivel 1: total de emisiones fugitivas procedentes de los segmentos de la industria	4.41
Ecuación 4.2.3 Método alternativo de Nivel 2 (emisiones producto del venteo).....	4.44
Ecuación 4.2.4 Método alternativo de Nivel 2 (emisiones de CH_4 debidas a la quema en antorcha).....	4.44
Ecuación 4.2.5 Método alternativo de Nivel 2 (emisiones de CO_2 debidas a la quema en antorcha).....	4.45
Ecuación 4.2.6 Emisiones de CH_4 procedentes de la quema en antorcha y el venteo	4.45
Ecuación 4.2.7 Emisiones de CO_2 procedentes del venteo y la quema en antorcha.....	4.45
Ecuación 4.2.8 Emisiones de N_2O procedentes de la quema en antorcha	4.45

Figuras

Figura 4.1.1	Árbol de decisión para las minas de carbón subterráneas.....	4.11
Figura 4.1.2	Árbol de decisión para la extracción carbonífera terrestre	4.18
Figura 4.1.3	Árbol de decisión para minas de carbón subterráneas abandonadas	4.38
Figura 4.2.1	Árbol de decisión para los sistemas de gas natural.....	4.38
Figura 4.2.2	Árbol de decisión para la producción de petróleo crudo	4.39
Figura 4.2.3	Árbol de decisión para el transporte, la refinación y la concentración del petróleo crudo	4.40

Cuadros

Cuadro 4.1.1	División detallada del sector correspondiente a las emisiones procedentes de la extracción, el procesamiento, el almacenamiento y el transporte de carbón	4.8
Cuadro 4.1.2	Estimaciones de incertidumbre para la extracción subterránea para los métodos de Nivel 1 y 2	4.15
Cuadro 4.1.3	Estimaciones de incertidumbre para la extracción carbonífera subterránea para un método de Nivel 3	4.16
Cuadro 4.1.4	Estimaciones de incertidumbre para la extracción terrestre para los métodos de Nivel 1 y 2.....	4.20
Cuadro 4.1.5	Nivel 1 – minas subterráneas abandonadas Cuadro 4.1.5 Nivel 1 – minas subterráneas abandonadas Valores por defecto – porcentaje de minas de carbón gaseosas.....	4.24
Cuadro 4.1.6	Nivel 1 – minas subterráneas abandonadas Factor de emisión, millones de m ³ de metano/ mina	4.25
Cuadro 4.1.7	Nivel 1 – minas subterráneas abandonadas	4.25
Cuadro 4.1.8	Nivel 2 – minas de carbón subterráneas abandonadasValores por defecto para las emisiones procedentes de minas activas, antes del abandono	4.27
Cuadro 4.1.9	Coeficientes para el Nivel 2 – minas de carbón subterráneas abandonadas.....	4.27
Cuadro 4.2.1	División detallada del sector para las emisiones procedentes de la producción y del transporte de petróleo y gas natural	4.33
Cuadro 4.2.2	Principales categorías y subcategorías del sector del petróleo y del gas natural.....	4.42
Cuadro 4.2.3	Escalas típicas de las relaciones gas-petróleo para diferentes tipos de producción	4.44
Cuadro 4.2.4	Factores de emisión de Nivel 1 para las emisiones fugitivas (incluidos el venteo y la quema en antorcha) procedentes de las operaciones de petróleo y gas en los países desarrollados ^{a,b}	4.48
Cuadro 4.2.5	Factores de emisión de Nivel 1 para las emisiones fugitivas (incluidos el venteo y la quema en antorcha) procedentes de las operaciones de petróleo y gas en los países en desarrollo y en los países con economías en transición ^{a,b}	4.55
Cuadro 4.2.6	Requisitos típicos de los datos de la actividad para cada método de evaluación de las emisiones fugitivas procedentes de las operaciones del petróleo y del gas, por tipo de categoría de fuente primaria	4.66
Cuadro 4.2.7	Orientación para obtener los valores de los datos de la actividad necesarios para usar en el método de Nivel 1 para estimar las emisiones fugitivas procedentes de las operaciones de petróleo y gas	4.67
Cuadro 4.2.8	Clasificación de las pérdidas de gas en baja, media o alta en los tipos de plantas de gas natural seleccionados	4.71
Cuadro 4.2.9	Formato para resumir la metodología aplicada y base para las emisiones estimadas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural, con presentación de entradas ejemplo	4.75

4 EMISIONES FUGITIVAS

4.1 EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LA EXTRACCIÓN, EL PROCESAMIENTO, EL ALMACENAMIENTO Y EL TRANSPORTE DE CARBÓN

La liberación intencional o no intencional de los gases de efecto invernadero puede ocurrir durante la extracción, el procesamiento y la entrega de los combustibles fósiles al punto de utilización final. Se conocen estas emisiones como emisiones fugitivas.

4.1.1 Generalidades y descripción de las fuentes

Es posible considerar las emisiones fugitivas asociadas con el carbón de acuerdo con las siguientes categorías amplias.¹

4.1.1.1 MINERÍA CARBONÍFERA Y MANEJO DE CARBÓN

Los procesos geológicos de la formación de carbón producen también metano (CH_4); y es posible que el dióxido de carbono (CO_2) también esté presente en algunas capas de carbón. Se los conoce colectivamente como gas por grietas, que permanece atrapado en la capa de carbón hasta que éste se expone y quiebra durante la extracción. El CH_4 es el principal gas de efecto invernadero que se emite a través de la minería carbonífera y del manejo de carbón.

Las principales etapas para la emisión de gases de efecto invernadero para las minas de carbón subterráneas y terrestres son:

- **Emisiones procedentes de la minería:** son el resultado de la liberación del gas almacenado durante el arranque del carbón y los estratos circundantes, durante las operaciones de extracción.
- **Emisiones posteriores a la extracción:** no se libera todo el gas del carbón durante el proceso de arranque en la extracción. Las emisiones producidas durante el manejo, procesamiento y el transporte ulteriores del carbón se denominan emisiones posteriores a la extracción. Por lo tanto, el carbón normalmente continúa emitiendo gas *incluso después de extraído de la mina*, aunque más lentamente que durante la etapa de arranque.
- **Oxidación a baja temperatura:** se producen estas emisiones porque una vez que el carbón se expone al oxígeno del aire, se oxida para producir el CO_2 . Sin embargo, la velocidad de formación del CO_2 por este proceso es baja.
- **Combustión no controlada:** en algunos casos, cuando el calor producido por la oxidación a baja temperatura queda atrapado, aumenta la temperatura y puede producirse un incendio activo. Comúnmente se conoce este proceso como combustión no controlada, que es la manifestación más extrema de la oxidación. La combustión no controlada se caracteriza por las reacciones rápidas, a veces llamas visibles y formación rápida de CO_2 , y puede ser natural o antropogénica. Cabe señalar que aquí se aborda la combustión no controlada debida únicamente a las actividades de explotación del carbón.

Una vez concluida la actividad de explotación minera, **las minas de carbón abandonadas** también pueden continuar emitiendo metano.

A continuación, se presenta una descripción sucinta de algunos de los procesos principales que deben justificarse para estimar las emisiones correspondientes a los distintos tipos de minas de carbón:

MINAS SUBTERRÁNEAS

Minas de carbón subterráneas activas

En el presente documento se toman en cuenta las siguientes categorías de fuentes *potenciales* de emisiones fugitivas para las minas de carbón subterráneas y activas:

¹ Se describen los métodos para determinar las emisiones procedentes de la *extracción de turba* en el Volumen 4 de AFOLU, Capítulo 7 «Humedales».

Emisiones de gas por grietas venteadas a la atmósfera por sistemas de *aire de ventilación* y de *desgasificación* de minas de carbón.

- Emisiones posteriores a la extracción
- Oxidación a baja temperatura
- Combustión no controlada

Los sistemas de desgasificación y aire de ventilación de las minas de carbón surgen del siguiente modo:

Aire de ventilación de la mina de carbón

Las minas de carbón subterráneas suelen ventilarse mediante descarga de aire de la superficie, a través de túneles subterráneos, para mantener una atmósfera segura. El aire de la ventilación recoge el CH₄ y el CO₂ que se liberan de las formaciones de carbón y los transporta a la superficie, donde se los emite a la atmósfera. La concentración de metano que se encuentra en el aire de ventilación suele ser baja, pero su caudal volumétrico normalmente es considerable y, por lo tanto, las emisiones de metano procedentes de esta fuente pueden ser muy significativas.

Sistemas de desgasificación de las minas de carbón

Los sistemas de desgasificación comprenden los pozos perforados antes, durante y después de la extracción minera para drenar el gas (principalmente CH₄) de las capas de carbón que liberan el gas a las minas. Durante la extracción activa, el objetivo principal de la desgasificación consiste en mantener una atmósfera de trabajo segura para los mineros del carbón, aunque el gas recuperado también puede utilizarse como fuente de energía. Otra posibilidad es usar los sistemas de desgasificación en las minas de carbón subterráneas abandonadas, para recuperar metano. La cantidad de metano recuperado de los sistemas de desgasificación de las minas de carbón puede ser muy significativa y se justifica, según su uso final, como se describe en la Sección 4.1.3.2 del presente capítulo.

Minas subterráneas abandonadas

Tras el cierre, las minas de carbón que produjeron cantidades significativas de metano durante las operaciones de extracción continúan emitiendo metano, a menos que una inundación corte las emisiones. Incluso si se cerraron las minas, aún puede emitirse metano a la atmósfera, como resultado de la migración del gas por conductos naturales o artificiales, tales como embocaduras antiguas, tubos de venteo o grietas y fisuras en los estratos subyacentes. Las emisiones se reducen con rapidez hasta alcanzar un ritmo casi constante que puede perdurar por un período de tiempo prolongado.

Las minas abandonadas pueden inundarse como consecuencia de la intrusión de agua subterránea o superficial en el vacío de la mina. Típicamente, estas minas siguen emitiendo gases durante algunos años, antes de quedar inundadas por completo, y el agua impide la liberación de más metano a la atmósfera. Las emisiones procedentes de las minas abandonadas y totalmente inundadas pueden considerarse insignificantes. Las minas que permanecen inundadas parcialmente pueden seguir produciendo emisiones de metano por un largo período, como sucede con las minas que no se inundan.

Se produce otra fuente potencial de emisiones cuando parte del carbón de las minas abandonadas se enciende a través del mecanismo de la combustión no controlada. No obstante, actualmente no existen metodologías para estimar las emisiones potenciales de la combustión no controlada en minas subterráneas abandonadas.

MINAS DE CARBÓN TERRESTRES

Minas terrestres activas

Las categorías de fuentes *potenciales* para la minería terrestre consideradas en este capítulo son:

- El metano y el CO₂ emitidos durante la extracción por arranque del carbón y los estratos vinculados y por la fuga desde el pozo y el muro.
- Emisiones posteriores a la extracción
- Oxidación a baja temperatura
- Combustión no controlada en vertederos

Las emisiones procedentes de la minería de carbón se producen porque las capas minadas y las circundantes también pueden contener metano y CO₂. Aunque el contenido de gas suele ser menor que para las capas de carbón subterráneas más profundas, se debe tener en cuenta la emisión del gas por grietas desde las minas terrestres, en particular en el caso de los países en los que este método de extracción se practica ampliamente. Además de las emisiones de gas por grietas, el carbón de desecho que se vierte en sobrecargas o evacuación de desechos puede generar CO₂, por oxidación a baja temperatura o combustión no controlada.

Minas terrestres abandonadas

Tras el cierre, las minas terrestres abandonadas o desmanteladas pueden continuar emitiendo metano, pues el gas se fuga de las capas de carbón arrancadas o dañadas durante la extracción. En la actualidad, no existen métodos para estimar las emisiones procedentes de esta fuente.

4.1.1.2 RESUMEN DE FUENTES

En el Cuadro 4.1.1 siguiente, se resumen las fuentes principales.

CUADRO 4.1.1 DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR CORRESPONDIENTE A LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LA EXTRACCIÓN, EL PROCESAMIENTO, EL ALMACENAMIENTO Y EL TRANSPORTE DE CARBÓN		
Código del IPCC	Nombre del sector	
1 B	Emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustibles	Incluye todas las emisiones intencionales y no intencionales emanadas de la extracción, el procesamiento, almacenamiento y transporte de combustibles al punto de uso final.
1 B 1	<i>Combustibles sólidos</i>	Incluye todas las emisiones intencionales y no intencionales emanadas de la extracción, el procesamiento, almacenamiento y transporte de combustibles sólidos al punto de uso final.
1B a	Minería carbonífera y manejo de carbón	Incluye todas las emisiones fugitivas de carbón
1B 1 a i	<i>Minas subterráneas</i>	Incluye todas las emisiones que emanan de la extracción, pos-extracción, las minas abandonadas y la quema de fugas de metano.
1 B 1 a i 1	<i>Minería</i>	Incluye todas las emisiones de gas por grietas venteadas a la atmósfera por sistemas de ventilación del aire y de desgasificación de minas de carbón.
1 B 1 a i 2	<i>Emisiones de gas por grietas después de la extracción</i>	Incluye metano y CO ₂ emitidos después de extraído el carbón, traído a la superficie y subsiguientemente procesado, almacenado y transportado.
1 B 1 a i 3	<i>Minas subterráneas abandonadas</i>	Incluye las emisiones de metano de minas subterráneas abandonadas.
1 B 1 a i 4	<i>Quema en antorcha de metano drenado o conversión de metano en CO₂</i>	Aquí debe incluirse el metano fugado y quemado en antorcha, o el gas de ventilación convertido en CO ₂ mediante un proceso de oxidación. El metano usado para la producción de energía debe incluirse en el Volumen 2, Energía, Capítulo 2, «Combustión estacionaria».
1 B 1 a ii	<i>Minas terrestres</i>	Incluye todas las emisiones de gas por grietas que emanan de la extracción de carbón en minas terrestres.
1 B 1 a ii 1	<i>Minería</i>	Incluye el metano y el CO ₂ emitidos durante el arranque del carbón y los estratos vinculados y por la fuga desde el pozo y el muro.
1 B 1 a ii 2	<i>Emisiones de gas por grietas después de la extracción</i>	Incluye el metano y el CO ₂ emitidos después de extraído el carbón y subsiguientemente procesado, almacenado y transportado.
1 B 1 b	<i>Combustión no controlada y vertederos de carbón quemados</i>	Incluye las emisiones de CO ₂ procedentes de la combustión no controlada debida a las actividades de explotación del carbón.

4.1.2 Cuestiones metodológicas

Las secciones siguientes abordan las emisiones de metano, puesto que este gas constituye la emisión fugitiva más importante para la minería carbonífera. También deben incluirse las emisiones de CO₂ en el inventario si hay datos disponibles.

MINERÍA SUBTERRÁNEA

Las emisiones fugitivas de la minería subterránea surgen tanto de los sistemas de ventilación como de desgasificación. Es común que estas emisiones se emitan en una pequeña cantidad de lugares centralizados y pueden ser consideradas como fuentes por puntos. Son aptas para los métodos de medición estándar.

MINERÍA TERRESTRE

Para la minería terrestre, las emisiones de los gases de efecto invernadero suelen dispersarse por secciones de la mina y se las considera preferiblemente fuentes por superficie. Estas emisiones pueden ser el resultado de los gases por grietas que se emiten por procesos de arranque del carbón y sobrecarga, oxidación a baja temperatura del carbón de desecho o carbón de baja calidad en vertederos, y combustión no controlada. Aún están en desarrollo los métodos de medición de la oxidación a baja temperatura y la combustión no controlada, por lo que no se incluyen en este capítulo métodos de estimación.

MINAS ABANDONADAS

Las minas subterráneas abandonadas presentan dificultades para estimar las emisiones, aunque en este capítulo se incluye una metodología para dichas minas. Aún no existen metodologías para las minas terrestres abandonadas o desmanteladas y, en consecuencia, no se las incluye en este capítulo.

RECUPERACIÓN Y UTILIZACIÓN DEL METANO

El metano recuperado del drenaje, el aire de ventilación o las minas abandonadas puede mitigarse de dos formas: (1) por utilización directa como recurso de gas natural o (2) por quema en antorcha para producir CO₂, que tiene un potencial de calentamiento de invernadero inferior al metano.

NIVELES

El uso de niveles adecuados para crear estimaciones de emisiones para la minería carbonífera según la buena práctica depende de la calidad de los datos disponibles. Por ejemplo, si hay disponibles datos limitados y la categoría no es principal, el Nivel 1 es una *buena práctica*. El método de Nivel 1 exige que los países elijan de un rango promedio general de factores de emisión y utilicen los datos de la actividad específicos del país para calcular el total de emisiones. El Nivel 1 se relaciona con el nivel máximo de incertidumbre. El método de Nivel 2 emplea factores de emisión específicos del país o de la cuenca, que representan los valores promedio para el carbón que se extrae. Lo común es que cada país desarrolle estos valores, según corresponda. El método de Nivel 3 utiliza mediciones directas sobre una base específica de la mina y, si se aplica correctamente, presenta el nivel más bajo de incertidumbre.

4.1.3 Minas de carbón subterráneas

La forma general de la ecuación destinada a estimar las emisiones para los métodos de Nivel 1 y 2, basada en los datos de la actividad de producción de carbón procedentes de la minería carbonífera subterránea y de las emisiones posteriores a la extracción está dada por la Ecuación 4.1.1 que se presenta a continuación. Los métodos para estimar las emisiones de las minas subterráneas abandonadas, incluidos por primera vez en las directrices, se describen en detalle en la Sección 4.1.5.

La Ecuación 4.1.1 representa las emisiones antes del ajuste, para cualquier utilización o quema en antorcha del gas recuperado:

ECUACIÓN 4.1.1 ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LAS MINAS DE CARBÓN SUBTERRÁNEAS PARA NIVEL 1 Y 2, SIN AJUSTE PARA UTILIZACIÓN O QUEMA EN ANTORCHA DEL METANO <i>Emisiones de gas de efecto invernadero = producción de carbón no lavado • Factor de emisión • Factor de conversión de unidades</i>
--

La definición del *Factor de emisión* usada en esta ecuación depende de los datos de la actividad empleados. Para los Niveles 1 y 2, el *Factor de emisión* para las emisiones subterráneas, terrestres y posteriores a la extracción tiene

unidades de $\text{m}^3\text{tonelada}^{-1}$, las mismas unidades que el contenido del gas *in situ*. Ello se debe a que se utilizan estos *Factores de emisión* con los datos de la actividad sobre la producción de carbón no lavado que tiene unidades de masa (es decir, toneladas). Sin embargo, el *Factor de emisión* y el contenido de gas *in situ* no son iguales y no debe confundírselos. El *Factor de emisión* siempre es mayor que el contenido de gas *in situ*, porque el gas liberado durante la extracción proviene de un volumen mayor de carbón y estratos adyacentes que contienen gas que simplemente el volumen de carbón producido. Para las *minas subterráneas abandonadas*, el *Factor de emisión* tiene diferentes unidades, debido a las diferentes metodologías empleadas; véase la sección 4.1.5 para conocer más detalles.

La ecuación 4.1.2 es la que debe usarse junto con la 4.1.1 para realizar el ajuste para la utilización y quema en antorcha del metano para los métodos de Nivel 1 y 2.

ECUACIÓN 4.1.2

ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LAS MINAS DE CARBÓN SUBTERRÁNEAS PARA NIVEL 1 Y 2, CON AJUSTE PARA UTILIZACIÓN O QUEMA EN ANTORCHA DEL METANO

Emisiones de CH_4 procedentes de las actividades de extracción subterránea = Emisiones de la extracción subterránea de CH_4 + emisiones posteriores a la extracción de CH_4 – CH_4 recuperado y utilizado para producción de energía o quema en antorcha

Las emisiones procedentes de las minas subterráneas de las ecuaciones 4.1.1 y 4.1.2 incluyen las minas abandonadas (véase la sección 4.1.5) y ambas integran el total del rubro 1.B. 1.a.i (minas subterráneas).

Se utiliza la Ecuación 4.1.2 para los Niveles 1 y 2 porque emplean los *Factores de emisión* para justificar las emisiones procedentes de las minas de carbón en el nivel nacional o basado en la cuenca de carbón. Los factores de emisión ya incluyen todo el metano proclive a liberarse de las actividades de minería. De esta forma, toda recuperación y utilización de metano debe justificarse en forma explícita mediante el término de la sustracción de la Ecuación 4.1.2. Los métodos de Nivel 3 incluyen cálculos específicos de las minas, que tienen en cuenta el metano drenado y recuperado de las minas individuales y no de los factores de emisión, por lo que la Ecuación 4.1.2 no es adecuada para los métodos de Nivel 3.

4.1.3.1 ELECCIÓN DEL MÉTODO

EXTRACCIÓN SUBTERRÁNEA

La Figura 4.1.1 muestra el árbol de decisión correspondiente a las actividades de minería carbonífera subterránea. En el caso de los países que se dedican a la minería subterránea y si están disponibles los datos de medición específicos de la mina, es una *buena práctica* utilizar un método de Nivel 3. Los datos específicos de la mina, basados en las mediciones del aire de ventilación y en las mediciones del sistema de desgasificación reflejan las emisiones reales sobre una base mina por mina y, por lo tanto, producen una estimación más exacta que si se utilizan los *Factores de emisión*.

Los métodos híbridos de Nivel 3 – Nivel 2 son adecuados en aquellas situaciones en las que los datos de medición específicos de la mina están disponibles únicamente para un subconjunto de minas subterráneas. Por ejemplo, si solamente las minas que se consideran gaseosas declaran datos, pueden calcularse las emisiones procedentes de las minas restantes con los factores de emisión de Nivel 2. Cada país define qué constituye una mina gaseosa. Por ejemplo, en los Estados Unidos, las minas gaseosas hacen referencia a las minas de carbón con emisiones de ventilación anual promedio que superan la escala de 2 800 a 14 000 metros cúbicos por día. Los factores de emisión pueden basarse en índices de emisión específicos derivados de los datos de Nivel 3 si las minas funcionan dentro de la misma cuenca que las minas del Nivel 3, o sobre la base de las propiedades específicas de la mina, como la profundidad promedio de las minas de carbón.

Si no hay disponibles datos mina por mina, sino datos específicos del país o de la cuenca, es una *buena práctica* emplear el método de Nivel 2.

Si no hay datos (o hay datos muy limitados), es una *buena práctica* usar un método de Nivel 1, siempre que la extracción de carbón subterránea no sea una categoría de subfuente principal. Si lo es, constituye una *buena práctica* obtener datos de las emisiones para aumentar la exactitud de estas estimaciones (véase la Figura 4.1.1).

POS EXTRACCIÓN

La medición directa (Nivel 3) de todas las emisiones posteriores a la extracción no es viable, por lo que debe utilizarse un método de factor de emisión. Los métodos de Nivel 2 y 1 descritos a continuación representan una *buena práctica* para esta fuente, dada la dificultad de obtener datos mejores.

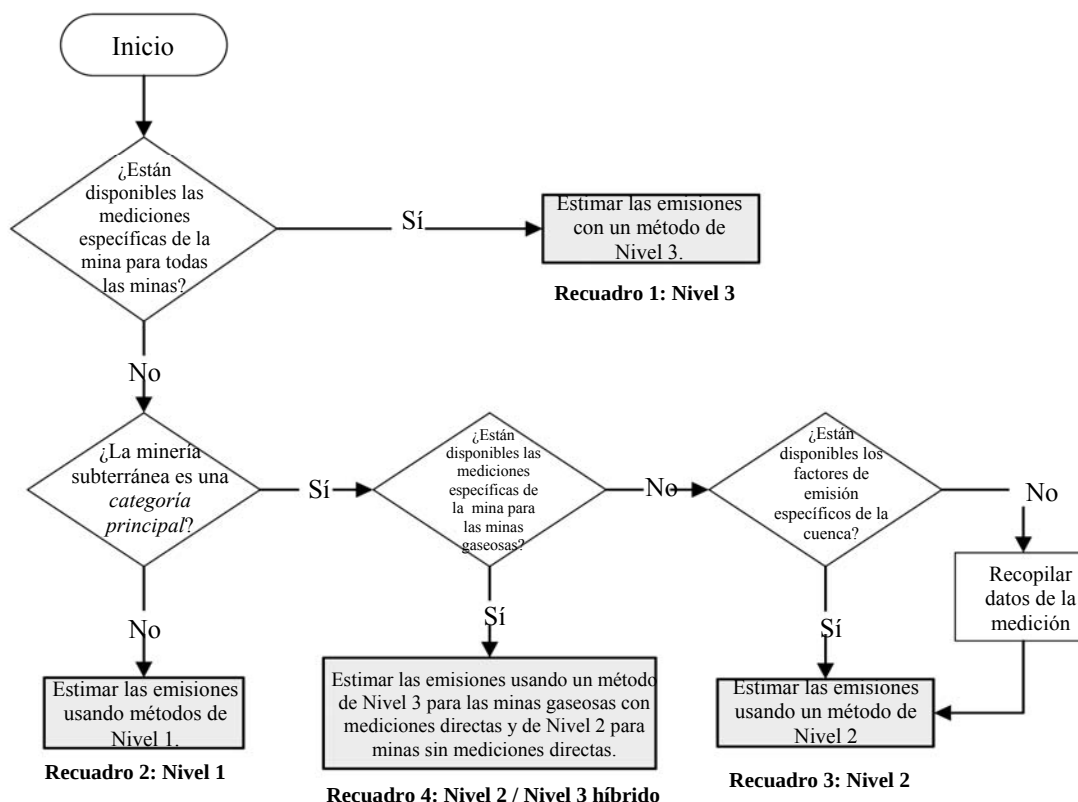
OXIDACIÓN A BAJA TEMPERATURA

La oxidación del carbón cuando se lo expone a la atmósfera por extracción de carbón libera CO_2 . Esta fuente suele ser insignificante si se la compara con el total de emisiones de las minas de carbón subterráneas gaseosas. En consecuencia, no se incluyen métodos para estimarlas. Si hay emisiones significativas de CO_2 además del metano en el gas por grietas, se las debe declarar sobre una base específica de la mina.

MINAS SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS

Deben declararse las emisiones fugitivas de metano procedentes de las minas subterráneas abandonadas en la Categoría 1.B.1.a.i.3 del IPCC, Minas subterráneas, con la metodología presentada en la Sección 4.1.5.

Figura 4.1.1 **Árbol de decisión para las minas de carbón subterráneas**



Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (en particular la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

4.1.3.2 ELECCIÓN DE LOS FACTORES DE EMISIÓN PARA LAS MINAS SUBTERRÁNEAS

MINERÍA

A continuación se muestran los Factores de emisión de Nivel 1 para la extracción subterránea. Los factores de emisión son idénticos a los descritos en las *Directrices del IPCC, versión revisada en 1996, para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero* (BCTSRE, 1992; Bibler et al, 1991; Lama, 1992; Pilcher et al, 1991; USEPA, 1993a,b and Zimmermeyer, 1989).

ECUACIÓN 4.1.3 NIVEL 1: MÉTODO DE PROMEDIO GLOBAL – EXTRACCIÓN SUBTERRÁNEA – ANTES DE REALIZAR AJUSTES PARA UTILIZACIÓN DE METANO O QUEMA EN ANTORCHA <i>Emisiones de CH_4 = Factor de emisión de CH_4 • Producción de carbón subterráneo • Factor de conversión</i>

Donde las unidades son:

Emisiones de metano ($Gg\ a\tilde{no}^{-1}$)

Factor de emisión de CH_4 ($m^3\ tonelada^{-1}$)

Producción de carbón subterráneo (tonelada año⁻¹)

Factor de emisión:

Factor de emisión de CH₄ bajo = 10 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ promedio = 18 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ alto = 25 m³ tonelada⁻¹

Factor de conversión:

Es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera y tiene un valor de $0,67 \bullet 10^{-6}$ Gg m⁻³.

Los países que utilizan el método de Nivel 1 deben considerar las variables específicas del país, como ser la profundidad de las principales capas de carbón, para determinar el factor de emisión que debe utilizarse. Puesto que el contenido de gas del carbón suele aumentar con la profundidad, debe escogerse el extremo inferior de la escala para profundidades de extracción promedio de <200 m, y para profundidades de > 400 m el valor alto resulta adecuado. Para profundidades intermedias, pueden usarse los valores promedio.

En el caso de los países que utilizan un método de Nivel 2, pueden obtenerse factores de emisión específicos de la cuenca a partir de los datos del aire de ventilación de muestra o de una relación cuantitativa que dé cuenta del contenido de gas de la capa de carbón y los estratos circundantes afectados por el proceso de extracción, junto con la producción de carbón no lavado. Para una operación típica de tajo largo, la cantidad de gas liberado proviene del carbón que se extrae y de cualquier otro estrato que contenga gas ubicado dentro de los 150 m por encima y 50 m por debajo de la capa minada (*Good Practice Guidance*, 2000).

EMISIONES POS-EXTRACCIÓN

Para un método de Nivel 1, se muestran a continuación los factores de emisión pos-extracción, junto con el método de estimación:

ECUACIÓN 4.1.4 NIVEL 1: MÉTODO DE PROMEDIO GLOBAL – EMISIONES POS-EXTRACCIÓN – MINAS SUBTERRÁNEAS <i>Emisiones de metano = Factor de emisión de CH₄ • Producción de carbón subterráneo • Factor de conversión</i>

Donde las unidades son:

Emisiones de metano (Gg año⁻¹)

Factor de emisión de CH₄ (m³ tonelada⁻¹)

Producción de carbón subterráneo (tonelada año⁻¹)

Factor de emisión:

Factor de emisión de CH₄ bajo = 0,9 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ promedio = 2,5 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ alto = 4,0 m³ tonelada⁻¹

Factor de conversión:

Es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera y tiene un valor de $0,67 \bullet 10^{-6}$ Gg m⁻³.

Los métodos de Nivel 2 para estimar las emisiones pos-extracción toman en cuenta el contenido de gas *in situ* del carbón. Las mediciones efectuadas sobre el carbón cuando emerge en una cinta transportadora desde la mina subterránea sin desgasificación, antes de la extracción indican que de 25 a 40 por ciento del gas *in situ* permanece en el carbón (Williams and Saghafi, 1993). En el caso de las minas que practican el drenaje previo, la cantidad de gas del carbón es menor que el valor *in situ* en una cantidad desconocida. En el caso de las minas sin drenaje previo, pero con conocimiento del contenido de gas *in situ*, el factor de emisión posterior a la extracción puede fijarse al 30 por ciento del contenido del gas *in situ*. En el caso de las minas con drenaje previo, se sugiere un factor de emisión de 10 por ciento del contenido de gas *in situ*.

No se consideran viables los métodos de Nivel 3 para las operaciones pos-extracción.

EMISIONES PROCEDENTES DEL METANO DRENADO

El metano drenado de las minas de carbón en funcionamiento (o abandonadas) subterráneas (o terrestres) puede ventearse directamente a la atmósfera, recuperarse y utilizarse, o convertirse en CO₂ mediante la combustión (quema en antorcha u oxidación catalítica) sin utilización alguna. La forma de justificar el metano drenado varía, según la utilización final del metano.

En general:

- El Nivel 1 representa una estimación de emisiones agregadas mediante el uso de factores de emisión. En general, no se espera que las emisiones asociadas con el metano drenado sean aplicables para el Nivel 1. Supuestamente, si estuviera drenándose el metano, habría datos mejores para posibilitar el uso de los métodos de Nivel 2 o incluso 3 para efectuar las estimaciones de las emisiones. Sin embargo, se incluyó el Nivel 1 en el debate siguiente, en caso de que se utilicen los métodos de Nivel 1 para estimar las emisiones nacionales en los casos en los que hay operaciones de drenaje de metano.
- En los casos en los que se drena el metano de las capas de carbón como parte de la extracción, y posteriormente se lo quema en antorcha o utiliza como combustible, es una *buena práctica* restar esta cantidad de la estimación total de emisiones de metano para los Niveles 1 y 2 (Ecuación 4.1.2). Los datos relativos a la cantidad de metano quemada en antorcha o utilizada de otro modo deben procurarse a través de los operadores de la mina con la misma frecuencia de medición que corresponde a las emisiones de minas subterráneas en general.
- Para los Niveles 1 y 2, si se drena y ventea el metano a la atmósfera en vez de utilizarlo, no se lo debe volver a contabilizar puesto que ya forma parte de las estimaciones de emisiones para estos métodos.
- Para el Nivel 3, debe sumarse el metano recuperado de los sistemas de desgasificación y venteado a la atmósfera antes de la extracción a la cantidad de metano liberado a través de los sistemas de ventilación, para que la estimación total esté completa. En algunos casos, puesto que se considera que los datos del sistema de desgasificación son confidenciales, puede ser necesario estimar la eficacia de recopilación de dicho sistema y luego restar las reducciones conocidas, para llegar a las emisiones netas del sistema de desgasificación.
- Todas las emisiones asociadas con la desgasificación de la capa de carbón relativa a las actividades de extracción de carbón deben justificarse en el año del inventario en el que se producen las emisiones y las operaciones de recuperación. De esta forma, el total de emisiones procedentes de todos los ejes de ventilación y de todas las operaciones de desgasificación que emiten metano a la atmósfera se declaran para cada año, independientemente de que se extraiga la capa de carbón, siempre que las emisiones estén asociadas con las actividades de extracción. Esto representa un alejamiento de las directrices anteriores, en las que se justificaba el metano drenado en el año en el que se extraía la capa de carbón.

Cuando se utiliza el metano recuperado como fuente de energía:

- Toda emisión resultante del uso del metano recuperado de la mina de carbón como fuente de energía debe justificarse sobre la base de su uso final, por ejemplo en el Volumen Energía, Capítulo 2, «Combustión estacionaria» cuando se utiliza para la producción de energía estacionaria.
- Cuando el metano recuperado de las capas de carbón se alimenta a un sistema de distribución del gas y se utiliza como gas natural, se abordan las emisiones *fugitivas* en la categoría de fuente de petróleo y gas natural (Sección 4.2).

Cuando se quema en antorcha el metano recuperado:

- Cuando simplemente se quema el metano sin energía útil, como la quema en antorcha o la oxidación catalítica en CO₂, debe añadirse la correspondiente producción de CO₂ al total de emisiones de gases de efecto invernadero (expresadas como equivalentes de CO₂) procedentes de las actividades de extracción del carbón. Deben justificarse esas emisiones como muestra la Ecuación 4.1.5, siguiente. Las cantidades de óxido nitroso y compuestos orgánicos volátiles diferentes del metano emitidas durante la quema en antorcha son pequeñas respecto de las emisiones fugitivas totales, y no es necesario estimarlas.

ECUACIÓN 4.1.5**EMISIONES DE CO₂ Y CH₄ DEL METANO DRENADO QUEMADO EN ANTORCHA U OXIDADO CATALÍTICAMENTE**

(a) Emisiones de CO₂ procedentes de la quema de CH₄ = 0,98 • Volumen de metano quemado en antorcha • Factor de conversión • Factor de masa estequiométrica

(a) Emisiones de metano sin quemar = 0,02 • Volumen de metano quemado en antorcha • Factor de conversión

Donde las unidades son:

Emisiones de CO₂ procedente de la combustión de metano (Gg año⁻¹)

Volumen de metano oxidado (m³ año⁻¹)

El Factor de masa estequiométrica es la relación de masa de CO₂ producida a partir de la combustión total de masa unitaria de metano y es igual a 2,75

Nota: 0,98 representa la eficacia de combustión del gas natural que se quema en antorcha (Compendium of Greenhouse gas Emission Methodologies for the Oil and Gas Industry, American Petroleum Institute, 2004)

Factor de conversión:

Es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera, y tiene un valor de 0,67 • 10⁻⁶ Gg m⁻³.

4.1.3.3 ELECCIÓN DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Los datos de la actividad necesarios para los Niveles 1 y 2 son la producción del carbón no lavado. Si los datos acerca de la producción del carbón no lavado están disponibles, se los debe usar directamente. Si no se envía el carbón a una planta de preparación o lavadero para enriquecimiento por extracción de parte de la materia mineral, la producción de carbón no lavado es igual a la cantidad de carbón que puede comercializarse. Cuando se enriquece el carbón, parte de éste se rechaza en forma de desechos primarios que contienen una elevada materia mineral y también en forma de finos no recuperables. La cantidad de desechos típicamente es del 20 por ciento del peso del caudal de carbón no lavado, pero puede variar considerablemente por país. En los casos en los que los datos de la actividad se encuentren en forma de carbón comercializable, debe hacerse una estimación de la cantidad de producción lavada. Entonces se estima la producción de carbón no lavado aumentando la cantidad de «carbón comercializable» en la fracción que se pierde con el lavado.

Un método alternativo que puede ser más adecuado para las minas cuya producción de carbón no lavado contiene rocas del techo o del suelo como parte intencional del proceso de extracción consiste en usar los datos del carbón comercializable junto con los factores de emisión referidos a la fracción limpia del carbón y no al carbón lavado. Debe señalarse esta circunstancia en el inventario.

Para los métodos de Nivel 3, los datos relativos a la producción de carbón resultan innecesarios porque están disponibles las mediciones de las emisiones reales. Sin embargo, es una *buena práctica* recopilar y declarar estos datos para ilustrar la relación que existe –de haberla– entre la producción de carbón subterráneo y las emisiones reales sobre una base anual.

Las mediciones de alta calidad del metano drenado por los sistemas de desgasificación también deben estar disponibles a través de los operadores de las minas en las que se practica el drenaje. Ante la falta de datos detallados sobre los índices de drenaje, es una *buena práctica* obtener datos sobre la eficacia de los sistemas (es decir, la fracción de gas drenado) o hacer una estimación usando un rango (p. ej., 30-50 por ciento, típico de muchos sistemas de desgasificación). Si las minas asociadas tienen datos disponibles, también se los puede utilizar para proporcionar una orientación. Deben conservarse los registros de la producción de gas total anual de los años anteriores; estos registros pueden estar disponibles a través de los organismos correspondientes o de las minas individuales.

Si los datos acerca de la recuperación de metano de las minas de carbón y de la utilización no están disponibles directamente a través de los operadores de las minas, pueden usarse las ventas de gas como representación. Si no están disponibles las ventas de gas, la alternativa es estimar la cantidad de metano utilizado, a partir de las especificaciones de eficacia conocidas del sistema de drenaje. Solamente el metano que se habría emitido de las actividades de extracción de carbón debe considerarse recuperado y utilizado. Deben justificarse estas emisiones en el Volumen 2, Capítulo 4, Sección 4.2, «Emisiones fugitivas procedentes del petróleo y del gas natural», o si se queman las emisiones para obtener energía, en el Volumen 2, Capítulo 2, «Combustión estacionaria».

4.1.3.4 EXHAUSTIVIDAD PARA LAS MINAS DE CARBÓN SUBTERRÁNEAS

La estimación de las emisiones procedentes de la extracción subterránea debe incluir:

- El gas drenado producido por los sistemas de desgasificación
- Las emisiones procedentes de la ventilación
- Las emisiones posteriores a la extracción
- Las estimaciones del volumen de metano recuperado y utilizado o quemado en antorcha
- Las minas de carbón subterráneas abandonadas (véase la Sección 4.1.5 para obtener orientación metodológica)

Se incluyen estas subcategorías en las Directrices actuales.

4.1.3.5 DESARROLLO DE UNA SERIE TEMPORAL COHERENTE

Los datos exhaustivos mina por mina (es decir, Nivel 3) pueden estar disponibles para algunos años, pero no para todos. Si no hubo cambios sustanciales en la cantidad de minas activas, es posible escalar las emisiones a la producción correspondiente a los años faltantes, si hubiere. Si hubo cambios en la cantidad de minas, pueden eliminarse las minas en cuestión de la extrapolación de escalada y manejarlas por separado. No obstante, se debe

tener cuidado en la escala porque la mina que se está extrayendo, el carbón virgen expuesto y la zona de excavación afectada poseen diferentes índices de emisión. Además, las minas pueden tener un alto nivel de emisión de fondo, independiente de la producción.

Las directrices del inventario recomiendan que las emisiones de metano asociadas con la desgasificación de la capa de carbón relativa a las actividades de extracción deben justificarse en el año del inventario en el que se producen las emisiones y las operaciones de recuperación. Es una divergencia respecto de las directrices anteriores, que sugerían que las emisiones o reducciones de metano solamente se justificaran durante el año en el que se produjo el carbón (p. ej., los pozos de desgasificación eran «extraídos».) De esta forma, si es viable, se recomienda repetir el cálculo de los años anteriores del inventario, para realizar una serie temporal coherente.

Si el compilador del inventario pasa de un método de Nivel 1 o 2 a uno de Nivel 3, puede ser necesario calcular los factores de emisiones implícitos para los años con datos de medición y aplicar estos factores de emisión a la producción de carbón para los años en los que no existen estos datos. Es importante considerar si la composición de la población de la mina se modificó drásticamente durante el período provisional, porque puede introducir incertidumbre. Para el caso de las minas abandonadas desde 1990, los datos pueden no estar archivados si desaparece la compañía. Deben tratarse estas minas por separado al ajustar la serie temporal para lograr coherencia.

En el caso de las situaciones en las que las emisiones de los gases de efecto invernadero procedentes de las minas subterráneas activas están bien caracterizadas y las minas pasaron de ser consideradas «activas» a «abandonadas», se debe tener cuidado de no introducir discontinuidades considerables en el registro de emisiones totales de la minería carbonífera.

4.1.3.6 EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRE

INCERTIDUMBRES DEL FACTOR DE EMISIÓN

Factores de emisión para los Niveles 1 y 2

Las fuentes principales de incertidumbre para un método de Nivel 1 tienen dos orígenes. A saber:

- La aplicabilidad de los factores de emisión globales a los países individuales
- Las incertidumbres inherentes a los factores de emisión en sí

La incertidumbre debida al primero de los puntos es difícil de cuantificar, pero puede ser significativa. La inherente al factor de emisión también es difícil de cuantificar porque se sabe que se produce la variabilidad natural dentro de la misma región de carbón.

Para un método de Nivel 2, se aplican los mismos comentarios amplios, aunque los datos específicos de la cuenca reducen la incertidumbre inherente al Factor de emisión, en comparación con un método de Nivel 1. Respecto de la variabilidad inherente al Factor de emisión, el «Dictamen de expertos» de la *Orientación sobre las buenas prácticas (2000)* sugirió que tendía a ser de al menos ± 50 por ciento.

El Cuadro 4.1.2 muestra las incertidumbres de Nivel 1 y 2 asociadas con las emisiones procedentes de la minería carbonífera subterránea. Las incertidumbres correspondientes a estos niveles se basan en el dictamen de expertos.

CUADRO 4.1.2 ESTIMACIONES DE INCERTIDUMBRE PARA LA EXTRACCIÓN SUBTERRÁNEA PARA LOS MÉTODOS DE NIVEL 1 Y 2		
Incertidumbres potenciales de los factores de emisión de metano de la mina de carbón (Dictamen de expertos – GPG, 2000*)		
Método	Extracción	Pos-extracción
Nivel 2	± 50 -75%	± 50 %
Nivel 1	Factor de 2 mayor o menor	Factor de 3 mayor o menor
*GPG, 2000 <i>Orientación del IPCC para las buenas prácticas</i> y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (2000)		

Nivel 3

Las emisiones de metano procedentes de las minas subterráneas tienen una variabilidad natural significativa debido a las variaciones en el ritmo de extracción y drenaje del gas. Por ejemplo, el gas que se libera por medio de extracción por tajos largos puede variar en un factor de hasta dos durante la vida de un panel de tajos largos. Las mediciones

frecuentes de las emisiones de las minas subterráneas pueden dar cuenta de dicha variabilidad y también reducir los errores intrínsecos de las técnicas de medición. Puesto que las emisiones varían durante el transcurso de un año por fluctuaciones en el ritmo de producción del carbón y el drenaje asociado, una *buena práctica* es recopilar los datos de la medición con la frecuencia que resulte posible, preferiblemente en forma quincenal o mensual, para suavizar las variaciones. Las mediciones diarias garantizarían una estimación de mayor calidad. El monitoreo continuo de las emisiones representa la etapa máxima de monitoreo, y está instrumentada en algunas minas modernas de tajo largo.

Las mediciones localizadas de la concentración del metano en el aire de ventilación probablemente tengan una exactitud de ± 20 por ciento, según el equipo utilizado. Los datos de la serie temporal o las mediciones reiteradas reducen significativamente la incertidumbre de las emisiones anuales a ± 5 por ciento para el monitoreo continuo, y 10-15 por ciento para el monitoreo efectuado cada dos semanas. Se conoce con bastante exactitud la circulación del aire de ventilación (± 2 por ciento). Al combinar las inexactitudes de las mediciones de la concentración de las emisiones con la imprecisión causada por la medición y el cálculo de las mediciones instantáneas, las emisiones totales correspondientes a una mina individual pueden estar representadas por debajo de su valor real hasta en un 10 por ciento o representadas por encima de éste hasta el 30 por ciento (Mutmanský and Wang, 2000).

La medición localizada de la concentración de metano en el gas drenado (de los sistemas de desgasificación) tiende a ser exacta en ± 2 por ciento por su concentración mayor. Deben hacerse las mediciones con una frecuencia comparable con las del aire de ventilación, para obtener un muestreo representativo. Probablemente se sepa que la medida del caudal de desgasificación medida sea ± 5 por ciento. Las medidas de los caudales de desgasificación estimadas sobre la base de las ventas de gas también tienden a presentar una incertidumbre mínima de ± 5 por ciento debido a las tolerancias de la calidad del gas del gasoducto.

Para una sola operación de tajo largo, con mediciones de emisión continuas o diarias, la exactitud de los datos de emisiones promedio mensuales o anuales quizá sea de ± 5 por ciento. La exactitud de las mediciones localizadas efectuadas cada dos semanas es de ± 10 por ciento, a intervalos de 3 meses: ± 30 por ciento. Si se suman las emisiones procedentes de las minas basadas en el tipo de procedimientos de medición menos frecuente, se reduce la incertidumbre ocasionada por las fluctuaciones de la producción del gas. Sin embargo, puesto que las emisiones fugitivas muchas veces están dominadas por los aportes de únicamente una pequeña cantidad de minas, es difícil estimar el alcance de esta mejora.

En el Cuadro 4.1.3 se muestran las estimaciones de incertidumbre para las minas subterráneas.

CUADRO 4.1.3			
ESTIMACIONES DE INCERTIDUMBRE PARA LA EXTRACCIÓN CARBONÍFERA SUBTERRÁNEA PARA UN MÉTODO DE NIVEL 3			
Fuente	Detalles	Incetidum bre	Referencia
Gas de drenaje	Mediciones localizadas de CH ₄ para el gas de drenaje	$\pm 2\%$	Dictamen de expertos (GPG, 2000*)
	Caudales de desgasificación	$\pm 5\%$	Dictamen de expertos (GPG, 2000)
Gas de ventilación	Mediciones continuas o diarias	$\pm 5\%$	Dictamen de expertos (GPG, 2000)
	Mediciones localizadas cada 2 semanas	$\pm 10\%$	Mutmanský and Wang, 2000
	Mediciones localizadas cada 3 meses	$\pm 30\%$	Mutmanský and Wang, 2000
*GPG, 2000 Orientación del IPCC para las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (2000)			

INCERTIDUMBRES EN LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Producción de carbón: los tonelajes específicos del país tienden a ser conocidos en 1 a 2 por ciento, pero si no hay disponibles datos sobre el carbón no lavado, la incertidumbre aumenta a ± 5 por ciento, al convertirse partiendo de los datos de producción del carbón comercializable. También influye sobre los datos el contenido de humedad, que suele estar presente en niveles comprendidos entre el 5 y el 10 por ciento, y pueden no determinarse con gran exactitud.

Aparte de la incertidumbre de la medición, puede haber otras incertidumbres que introduce la naturaleza de las bases de datos estadísticas, que no se toman en cuenta en la presente. En países en los que se combinan las minas reguladas con las no reguladas, los datos de la actividad pueden tener una incertidumbre de ± 10 por ciento.

4.1.4 Extracción de carbón terrestre

La ecuación fundamental que debe usarse para estimar las emisiones procedentes de la extracción terrestre es la Ecuación 4.1.6.

ECUACIÓN 4.1.6

ECUACIÓN GENERAL PARA ESTIMAR LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LA EXTRACCIÓN CARBONÍFERA TERRESTRE

$$\text{Emisiones de } CH_4 = \text{Emisiones de la extracción terrestre de } CH_4 + \text{Emisiones de pos-extracción de } CH_4$$

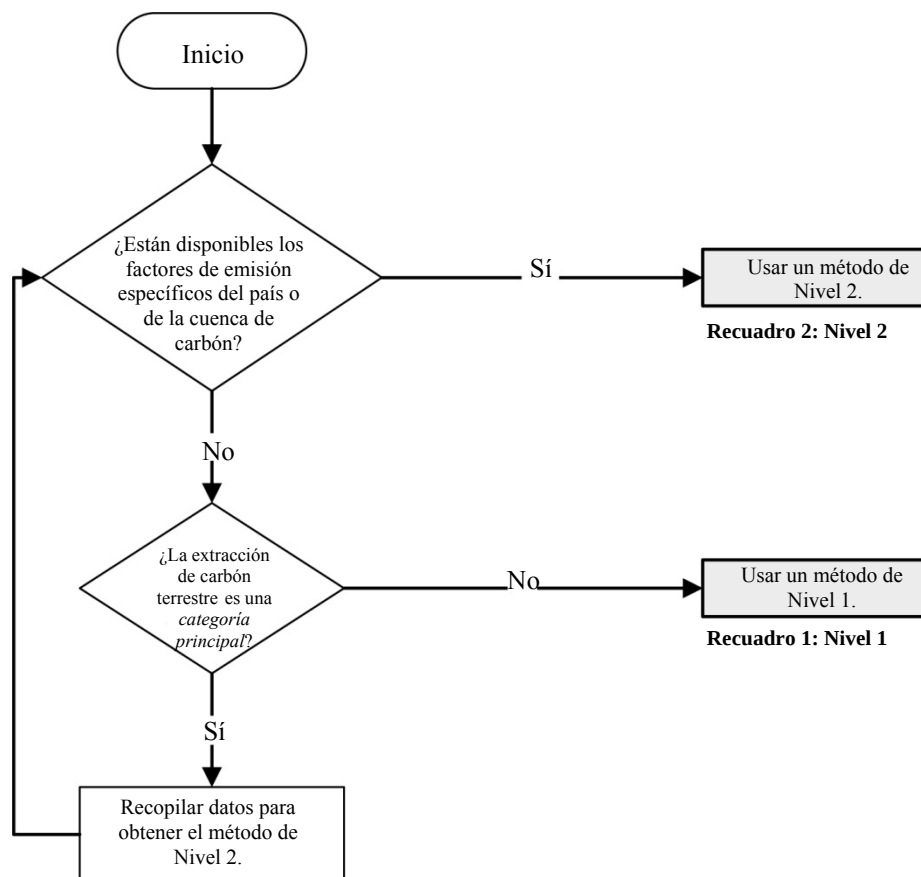
4.1.4.1 ELECCIÓN DEL MÉTODO

Aún no es viable recopilar los datos de medición de Nivel 3 específicos de la mina para las minas terrestres. La alternativa es recopilar datos sobre la producción de carbón de la mina terrestre y usar los factores de emisión. Para el caso de los países con producción de carbón significativa y múltiples cuencas de carbón, la desagregación de los datos y los factores de emisión para el nivel de la cuenca de carbón mejora la exactitud. Dada la incertidumbre de los factores de emisión basados en la producción, elegir factores de emisión del rango especificado en estas directrices puede ofrecer estimaciones razonables para un método de Nivel 1.

Como en el caso de la extracción subterránea, la medición directa de las emisiones pos-extracción es inviable, por lo que se recomienda un método de factor de emisión. Los métodos de Nivel 2 y 1 deben ser razonables para esta fuente, dada la dificultad de obtener datos mejores.

Se sabe que la oxidación del carbón en la atmósfera para producir CO_2 se da en las minas terrestres, pero no se espera que las emisiones procedentes de allí sean significativas, en especial tomando en cuenta los efectos de la rehabilitación de los vertederos. Las prácticas de rehabilitación, que incluyen cubrir los vertederos con tierra vegetal y re-vegetación, actúan para reducir los flujos de oxígeno hacia el vertedero y, por lo tanto, reducen la velocidad de producción de CO_2 .

La combustión no controlada en las pilas de desechos es una característica de algunas minas terrestres. Sin embargo, estas emisiones, cuando se producen, son muy difíciles de cuantificar y es inviable incluir una metodología.

Figura 4.1.2 **Árbol de decisión para la extracción carbonífera terrestre**

Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (en particular la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

4.1.4.2 FACTORES DE EMISIÓN PARA LA EXTRACCIÓN TERRESTRE

Aunque las mediciones de las emisiones de metano procedentes de la extracción terrestre cada vez están más disponibles, resultan difíciles de efectuar y en la actualidad no existen métodos rutinarios de aplicación amplia. Los datos acerca del contenido del gas *in situ* antes de la extracción de sobrecarga también escasean para muchas operaciones de extracción terrestre.

Se muestran los factores de emisión de Nivel 1 junto con el método de estimación en la Ecuación 4.1.7.

ECUACIÓN 4.1.7 NIVEL 1: MÉTODO DE PROMEDIO GLOBAL – MINAS TERRESTRES <i>Emisiones de metano = Factor de emisión de CH₄ • Producción de carbón terrestre • Factor de conversión</i>
--

Donde las unidades son:

Emisiones de metano (Gg año⁻¹)

Factor de emisión de CH₄ (m³ tonelada⁻¹)

Producción de carbón terrestre (tonelada año⁻¹)

Factor de emisiones:

Factor de emisión de CH₄ bajo = 0,3 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ promedio = 1,2 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ alto = 2,0 m³ tonelada⁻¹

Factor de conversión:

es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera y tiene un valor de $0,67 \bullet 10^{-6} \text{ Gg m}^{-3}$.

Para el método de Nivel 1, es una *buena práctica* usar el extremo bajo del rango de emisión específico para las minas con profundidades de sobrecarga promedio de menos de 25 metros y el extremo alto para profundidades de sobrecarga de más de 50 metros. Para las profundidades intermedias, es posible usar valores promedio para los factores de emisión. Ante la falta de datos sobre el espesor de sobrecarga, es una *buena práctica* usar el factor de emisión promedio, es decir 1,2 m³/tonelada.

El método de Nivel 2 utiliza la misma ecuación que para el Nivel 1, pero con datos desagregados al nivel de la cuenca de carbón.

EMISIONES POS-EXTRACCIÓN – EXTRACCIÓN TERRESTRE

Para un método de Nivel 1, pueden estimarse las emisiones pos-extracción con los factores de emisión que muestra la Ecuación 4.1.8.

ECUACIÓN 4.1.8
NIVEL 1: MÉTODO DE PROMEDIO GLOBAL – EMISIONES POS-EXTRACCIÓN – MINAS TERRESTRES
Emisiones de metano = Factor de emisión de CH₄ • Producción de carbón terrestre • Factor de conversión

Donde las unidades son:

Emisiones de metano (Gg año⁻¹)

Factor de emisión de CH₄ (m³ tonelada⁻¹)

Producción de carbón terrestre (tonelada año⁻¹)

Factor de emisión:

Factor de emisión de CH₄ bajo = 0 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ promedio = 0,1 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ alto = 0,2 m³ tonelada⁻¹

Factor de conversión:

es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera y tiene un valor de $0,67 \bullet 10^{-6} \text{ Gg m}^{-3}$.

Se debe utilizar el factor de emisión promedio, a menos que existan pruebas específicas del país que respalden el uso del factor de emisión alto o bajo.

4.1.4.3 DATOS DE LA ACTIVIDAD

Al igual que en el caso de las minas de carbón subterráneas, los datos de la actividad necesarios para los Niveles 1 y 2 son la producción del carbón no lavado. Los comentarios relativos a los datos de producción del carbón, hechos para el Nivel 1 y 2 para la extracción subterránea en la Sección 4.1.3.3 se aplican también a la extracción terrestre.

4.1.4.4 EXHAUSTIVIDAD PARA LA EXTRACCIÓN TERRESTRE

La estimación de las emisiones procedentes de la extracción terrestre debe incluir:

- Las emisiones ocurridas durante la extracción por arranque de carbón y de los estratos circundantes.
- Las emisiones posteriores a la extracción
- Los incendios en la pila de desechos / vertedero de sobrecarga

En la actualidad, solamente se toman en cuenta las primeras dos fuentes. Si bien habrá emisiones producto de la oxidación a baja temperatura, se espera que sean insignificantes para esta fuente.

4.1.4.5 DESARROLLO DE UNA SERIE TEMPORAL COHERENTE

Puede haber datos del inventario faltantes para las minas terrestres, para determinados años del inventario. Si no hubo cambios sustanciales en la cantidad de minas terrestres activas, es posible escalar las emisiones a la producción correspondiente a los años faltantes. Si hubo cambios en la cantidad de minas, pueden eliminarse las minas en cuestión de la extrapolación de escalada y manejarlas por separado. Si comenzaron la producción minas nuevas en cuencas carboníferas nuevas, es importante evaluar las emisiones aplicables a estas minas, porque cada cuenca de carbón tiene características diferentes en cuanto a contenido de gas in situ y a los índices de emisión.

Si se practica la desgasificación de la capa de carbón en las minas terrestres, debe estimarse y declararse el metano en el año del inventario en el cual se producen las emisiones y las operaciones de recuperación.

4.1.4.6 EVALUACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE DE LAS EMISIONES

INCERTIDUMBRE DEL FACTOR DE EMISIÓN

Las incertidumbres en las emisiones procedentes de las minas terrestres no están tan bien cuantificadas como las correspondientes a la extracción subterránea. Sucintamente, las fuentes de la incertidumbre son las mismas que las descritas en la Sección 4.1.3.6 para las minas de carbón subterráneas. Sin embargo, cabe esperar que la variabilidad de los factores de emisión para las minas terrestres grandes sea mayor que para las minas de carbón subterráneas, porque las terrestres pueden mostrar una variabilidad significativa en toda la extensión de la mina, como consecuencia de las características geológicas locales.

El Cuadro 4.1.4 muestra las incertidumbres de Nivel 1 y 2 asociadas con las emisiones procedentes de la extracción terrestre.

CUADRO 4.1.4 ESTIMACIONES DE INCERTIDUMBRE PARA LA EXTRACCIÓN TERRESTRE PARA LOS MÉTODOS DE NIVEL 1 Y 2		
Incertidumbres probables de los factores de emisión de metano de la mina de carbón para la extracción terrestre (Dictamen de expertos*)		
Método	Superficie	Pos-extracción
Nivel 2	Factor de 2 mayor o menor	± 50%
Nivel 1	Factor de 3 mayor o menor	Factor de 3 mayor o menor
GPG, 2000 <i>Orientación del IPCC para las buenas prácticas</i> y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (2000)		

INCERTIDUMBRE DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Los comentarios efectuados para la extracción subterránea en la Sección 4.1.3.6 también se aplican a la extracción terrestre.

4.1.5 Minas de carbón subterráneas abandonadas

Las minas de carbón subterráneas cerradas o abandonadas pueden seguir siendo una fuente de emisiones de gases de efecto invernadero por un tiempo después de haber sido cerradas o desmanteladas. A los fines del inventario de emisiones, es fundamental que se clasifique cada mina en una y solo una base de datos del inventario (p. ej., activa o abandonada).

Puesto que las minas abandonadas aparecen en las presentes directrices por primera vez, se describen con cierto nivel de detalle los métodos de Nivel 1 y 2. Los métodos de Nivel 1 y 2 presentados a continuación se basan principalmente en un método creado originalmente por la USEPA (Franklin et al, 2004) y se los adaptó para permitir una aplicación más general. Se anticipa que, si existen datos específicos del país para las minas abandonadas, se los utilizará.

El método de Nivel 3 aporta flexibilidad para el uso de los datos específicos de la mina. La metodología de Nivel 3 planteada a continuación fue adaptada a partir de la metodología estadounidense (Franklin et al 2004; US EPA 2004). El Reino Unido ha patrocinado otros trabajos pertinentes (Kershaw, 2005), que aportan otro ejemplo de método de Nivel 3.

4.1.5.1 ELECCIÓN DEL MÉTODO

La ecuación fundamental para estimar las emisiones procedentes de las minas de carbón subterráneas abandonadas se muestra en la Ecuación 4.1.9.

ECUACIÓN 4.1.9 ECUACIÓN GENERAL PARA ESTIMAR LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LAS MINAS DE CARBÓN SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS <i>Emisiones de CH₄ = Emisiones procedentes de minas abandonadas – Emisiones de CH₄ recuperado</i>
--

Para desarrollar las estimaciones de emisiones de las minas de carbón subterráneas abandonadas se requieren los registros históricos. La Figura 4.1.3 es un árbol de decisión que muestra cómo determinar qué Nivel debe usarse.

Nivel 1 y 2

Los dos parámetros principales usados para estimar las emisiones de minas abandonadas para cada mina (o grupo de minas) son el tiempo (en años) transcurrido desde que se abandonó la mina, respecto del año del inventario de emisiones, y los factores de emisión que toman en cuenta el estado gaseoso de la mina. Si es aplicable y adecuado, puede incluirse la recuperación de metano en minas específicas para determinadas minas en un método híbrido de Nivel 2 -3 (véase a continuación).

- El Nivel 2 incluye información específica del tipo de carbón e intervalos de tiempo más estrechos para el abandono de las minas de carbón.
- El Nivel 1 incluye los valores por defecto e intervalos de tiempo más amplios.

Para un método de Nivel 1, las emisiones para un año dado del inventario pueden calcularse a partir de la Ecuación 4.1.10.

ECUACIÓN 4.1.10 MÉTODO DE NIVEL 1 PARA LAS MINAS SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS <i>Emisiones de metano = Cantidad de minas de carbón abandonadas que permanecen no inundadas</i> • <i>Fracción de minas de carbón gaseosas</i> • <i>Factor de emisión</i> • <i>Factor de conversión</i>

Donde las unidades son:

Emisiones de metano (Gg año⁻¹)

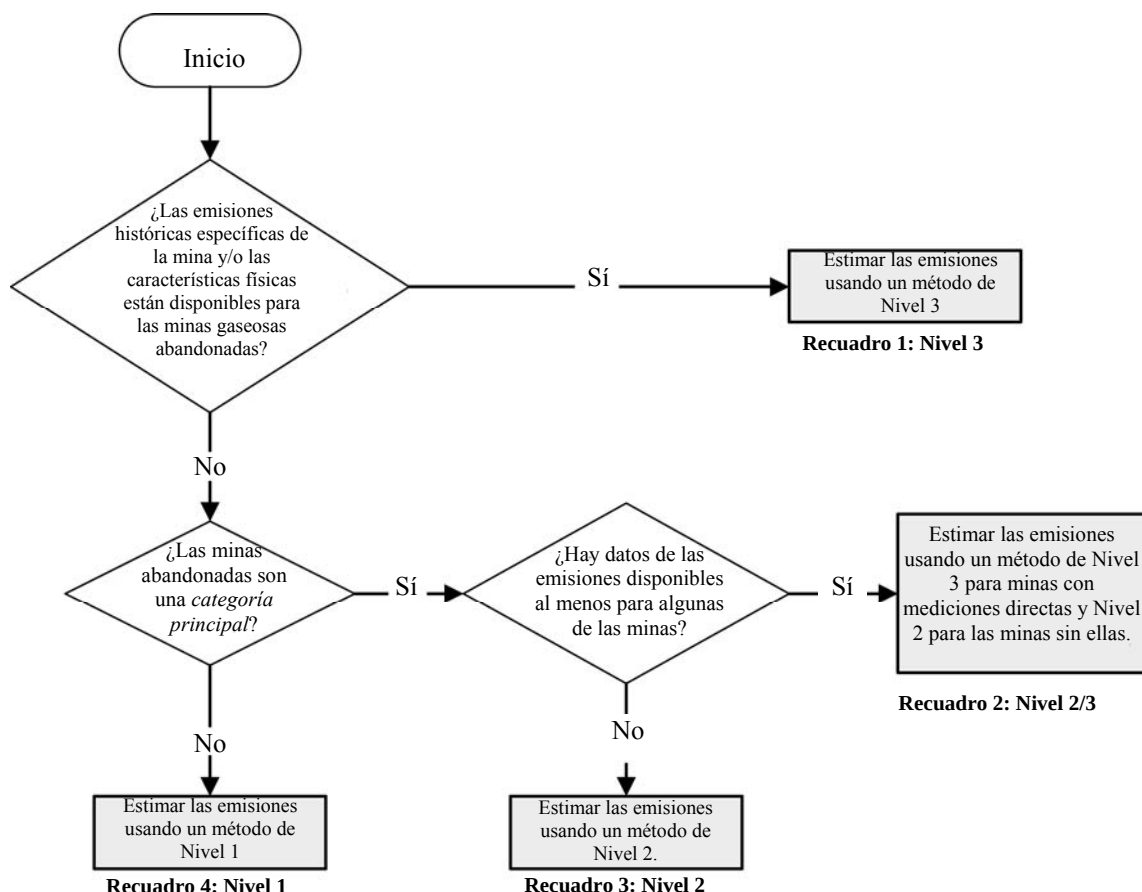
Factor de emisión (m³ año⁻¹)

Nota: el Factor de emisión tiene diferentes unidades aquí comparadas con las definiciones correspondientes a las emisiones pos-extracción, subterráneas y terrestres. Ello se debe a los diferentes métodos para estimar las emisiones procedentes de minas abandonadas, en comparación con la extracción subterránea o terrestre.

Se aplica esta ecuación para cada intervalo de tiempo, y se añaden las emisiones de cada uno para calcular el total de emisiones.

Factor de conversión:

Es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera y tiene un valor de 0,67 • 10⁻⁶ Gg m⁻³.

Figura 4.1.3 Árbol de decisión para minas de carbón subterráneas abandonadas

Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (en particular la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

Nivel 3

Los métodos de Nivel 3 (Franklin et al, 2004 y Kershaw, 2005) exigen información específica de la mina como las emisiones por ventilación procedentes de la mina cuando ésta se encuentra activa, las características de la capa de carbón minada, el tamaño y la profundidad de la mina, y el estado de la mina abandonada (p. ej., el estado hidrológico, si está inundándose o inundada, y si está sellada o venteada). Cada país puede generar sus propios perfiles de emisiones de minas abandonadas como función del tiempo (también conocido como curvas de disminución de las emisiones) sobre la base de las propiedades conocidas del carbón nacionales o específicas de la cuenca, o puede usar curvas más genéricas basadas en el rango del carbón o las mediciones, quizá en combinación con métodos de modelización matemática. Si tienen lugar proyectos de recuperación de metano en las minas abandonadas, se espera que los datos relativos a ellos estén disponibles. Una metodología de Nivel 3 específica de la mina resultaría adecuada para calcular las emisiones procedentes de una mina que tiene asociados proyectos de recuperación de metano y puede incluirse como parte de un método híbrido con un inventario de emisiones de Nivel 2 de alcance nacional.

En general, el proceso de Nivel 3 para desarrollar un inventario nacional de emisiones de metano de minas abandonadas (MMA) consta de los siguientes pasos:

1. Creación de una base de datos de minas de carbón gaseosas abandonadas.
2. Identificación de los factores principales que afectan las emisiones de metano: estado hidrológico (inundación), condición de permeabilidad de la mina (si está sellada o venteada) y tiempo transcurrido desde el abandono.
3. Elaboración de curvas de disminución del índice de emisiones específico de la cuenca de carbón o de la mina, o modelos equivalentes.
4. Validación de los modelos matemáticos mediante un programa de medición de campo.
5. Cálculo de un inventario de emisiones nacionales para cada año.
6. Ajuste de las reducciones de emisiones debidas a la recuperación y utilización de metano.
7. Determinación del total de emisiones netas.

Métodos híbridos

Puede usarse una combinación de metodologías de diferentes Niveles para reflejar la mejor disponibilidad de datos para los diversos períodos históricos. Por ejemplo, para un país dado, quizá deban determinarse las emisiones procedentes de minas abandonadas en el pasado lejano usando un método de Nivel 1. Para ese mismo país, quizá se pueda determinar las emisiones procedentes de minas abandonadas en forma más reciente usando un método de Nivel 2 o 3, si hay disponibles datos más exactos.

Minas totalmente inundadas

Es una *buena práctica* incluir en las bases de datos y en otros registros usados para el desarrollo del inventario las minas que se sabe están totalmente inundadas, pero se les debe asignar una emisión de cero, puesto que las emisiones procedentes de esas minas son insignificantes.

Reducciones de las emisiones mediante la recuperación y utilización

En algunos casos, se puede recuperar y utilizar o quemar en antorcha el metano procedente de las minas cerradas o abandonadas. La recuperación de metano de las minas abandonadas suele implicar el bombeo, lo cual aumenta o «acelera» la cantidad de metano recuperado por encima de la cantidad que se habría emitido de no haberse producido el bombeo.

Según un método específico de la mina (Nivel 3) en el cual se utilizan las curvas o los modelos de reducción de emisiones para estimar las emisiones, si las reducciones son menores que las emisiones proyectadas que se habrían producido en la mina de no haber tenido lugar la recuperación para un año dado, las reducciones de emisiones procedentes de la recuperación y utilización deben restarse de las emisiones proyectadas, para obtener las emisiones netas. Si el metano recuperado y utilizado en un año dado excede la emisión que se habría producido de no haber tenido lugar la recuperación, se considera que las emisiones netas de esa mina para ese año son de cero.

Si no se utiliza un método de Nivel 3 (simplemente o combinado con el Nivel 2), la cantidad total de metano recuperado y utilizado procedente de las minas abandonadas debe restarse del inventario total de emisiones para las minas abandonadas, según la Ecuación 4.1.9, sujeto a que las emisiones declaradas no sean inferiores a cero. Debe utilizarse el método de Nivel 3 en los casos en los que estén disponibles los datos adecuados.

4.1.5.2 ELECCIÓN DE LOS FACTORES DE EMISIÓN**Nivel 1: Método de promedio global – minas subterráneas abandonadas**

A continuación, se describe un método de Nivel 1 para determinar las emisiones procedentes de las minas subterráneas abandonadas, que se basa principalmente en los métodos desarrollados por la USEPA (Franklin et al, 2004). Incluye un factor para dar cuenta de la fracción de esas minas que, cuando producían carbón activamente, eran consideradas gaseosas. Así, esta metodología se basa en la cantidad total de minas de carbón abandonadas, ajustada para la fracción considerada gaseosa, como se describe a continuación. Se presupone que las minas abandonadas que se consideraban no gaseosas cuando estaban minadas activamente poseen emisiones insignificantes. En la metodología estadounidense, el término gaseoso se refiere a las minas de carbón que, cuando estaban activas, tenían emisiones de la ventilación anuales promedio que superaban la escala de 2 800 a 14 000 metros cúbicos por día (m^3/d), o de 0,7 a 3,4 Gg por año.

El método de Nivel 1 para las minas de carbón subterráneas abandonadas es el siguiente:

1. Determinar el tiempo aproximado (intervalo de años) a partir de los siguientes intervalos de tiempo en los que las minas de carbón gaseosas fueron abandonadas.
 - a. 1901 – 1925
 - b. 1926 – 1950
 - c. 1951 – 1975
 - d. 1976 – 2000
 - e. 2001 al presente
2. Pueden utilizarse intervalos múltiples si corresponde. Se recomienda estimar la cantidad de minas de carbón gaseosas abandonadas durante cada intervalo de tiempo usando los intervalos más pequeños posibles sobre la base de los datos disponibles. Teóricamente, para los períodos más recientes, los intervalos de tiempo se reducen (p. ej., intervalos de diez años anteriores a 1990; intervalos anuales desde 1990). Debe tenerse en cuenta la información correspondiente a diferentes baterías de minas de carbón abandonadas durante diferentes períodos de tiempo, puesto que muchos períodos pueden combinarse en el método de Nivel 1.

3. Estimar la cantidad total de minas abandonadas en cada franja temporal desde 1901 que permanecen no inundadas. Si se desconoce el alcance de la inundación, es una *buen práctica* presuponer que el ciento por ciento de las minas permanecen no inundadas. A los fines de estimar la cantidad de minas abandonadas, deben descartarse los proyectos de excavaciones y las minas para carretilla de pocos acres de tamaño.
4. Determinar el porcentaje de minas de carbón que se consideraría gaseosa en el momento del cierre de la mina. Sobre la base de los intervalos de tiempo arriba seleccionados, elegir un porcentaje estimado de minas de carbón gaseosas entre los valores por defecto altos y bajos del Cuadro 4.1.5. Las estimaciones reales pueden variar de 0 a 100 por ciento. Al seleccionar de entre los valores por defecto altos y bajos del Cuadro 4.1.5, el país debe tomar en cuenta toda la información histórica disponibles, que puede contribuir al porcentaje de minas gaseosas, como el rango de carbón, el contenido de gas y la profundidad de la extracción. Los países que presentan casos registrados de minas gaseosas (p. ej., explosiones o estallidos de metano) deben seleccionar los valores por defecto altos a comienzos de siglo. De 1926 a 1975, los países en los que las minas eran relativamente profundas y se utilizaban equipos hidráulicos deben seleccionar el valor por defecto alto. Los países que poseen minas profundas de tajo largo o pruebas del estado gaseoso deben seleccionar los valores altos para los períodos posteriores a 1975. El rango bajo de los valores por defecto puede ser adecuado para un intervalo de tiempo dado para determinadas regiones, cuencas de carbón o naciones, sobre la base de las condiciones geológicas o las prácticas de extracción conocidas.
5. Para el año del inventario de interés (entre 1990 y el presente), seleccione el factor de emisiones correcto del Cuadro 4.1.6. Por ejemplo, para las minas abandonadas en el intervalo de 1901 a 1925 y para el año de declaración de inventario 2005, el Factor de emisión de estas minas tiene un valor de 0,256 millones de m³ de metano por mina.
6. Calcular para cada franja temporal el total de emisiones de metano a partir de la Ecuación 4.1.10 hasta el año del inventario de interés.
7. Sumar las emisiones para cada intervalo temporal, para obtener el total de emisiones de la mina abandonada para cada año del inventario.

CUADRO 4.1.5 NIVEL 1 – MINAS SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS VALORES POR DEFECTO – PORCENTAJE DE MINAS DE CARBÓN GASEOSAS		
Intervalo temporal	Bajo	Alto
1900-1925	0%	10%
1926-1950	3%	50%
1950-1976	5%	75%
1976-2000	8%	100%
2001 al presente	9%	100%

CUADRO 4.1.6 NIVEL 1 – MINAS SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS FACTOR DE EMISIÓN, MILLONES DE M³ DE METANO/ MINA					
	Intervalo de cierre de la mina				
Año del inventario	1901 – 1925	1926 – 1950	1951 - 1975	1976 – 2000	2001 al presente
1990	0,281	0,343	0,478	1,561	ND
1991	0,279	0,340	0,469	1,334	ND
1992	0,277	0,336	0,461	1,183	ND
1993	0,275	0,333	0,453	1,072	ND
1994	0,273	0,330	0,446	0,988	ND
1995	0,272	0,327	0,439	0,921	ND
1996	0,270	0,324	0,432	0,865	ND
1997	0,268	0,322	0,425	0,818	ND
1998	0,267	0,319	0,419	0,778	ND
1999	0,265	0,316	0,413	0,743	ND
2000	0,264	0,314	0,408	0,713	ND
2001	0,262	0,311	0,402	0,686	5,735
2002	0,261	0,308	0,397	0,661	2,397
2003	0,259	0,306	0,392	0,639	1,762
2004	0,258	0,304	0,387	0,620	1,454
2005	0,256	0,301	0,382	0,601	1,265
2006	0,255	0,299	0,378	0,585	1,133
2007	0,253	0,297	0,373	0,569	1,035
2008	0,252	0,295	0,369	0,555	0,959
2009	0,251	0,293	0,365	0,542	0,896
2010	0,249	0,290	0,361	0,529	0,845
2011	0,248	0,288	0,357	0,518	0,801
2012	0,247	0,286	0,353	0,507	0,763
2013	0,246	0,284	0,350	0,496	0,730
2014	0,244	0,283	0,346	0,487	0,701
2015	0,243	0,281	0,343	0,478	0,675
2016	0,242	0,279	0,340	0,469	0,652

Dado que se incluyen por primera vez las minas subterráneas abandonadas, se presenta en el Cuadro 4.1.7 un ejemplo de cálculo.

CUADRO 4.1.7 NIVEL 1 – MINAS SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS Cálculo ejemplo						
	Intervalo de cierre de la mina					
	1901 – 1925	1926 – 1950	1951 - 1975	1976 – 2000	2001 al presente	Total para el año de inventario 2005
Cantidad de minas cerradas por franja temporal	20	15	10	5	1	
Fracción de minas gaseosas	0,1	0,5	0,75	1,0	1,0	
Factor de emisión para el año de inventario 2005 (del Cuadro 4.1.6)	0,256	0,301	0,382	0,601	1,265	
Total de emisiones (Gg CH ₄ por año de la Ecuación 4.1.10)	0,34	1,51	1,92	2,07	0,85	6,64

Nivel 2 – Método específico del país o de la cuenca

El método de Nivel 2 para crear un inventario de emisiones de metano de las minas abandonadas adopta un abordaje similar al del Nivel 1, pero incluye los datos específicos del país o de la cuenca. La metodología presentada a continuación tiene por objeto utilizar datos específicos del país o de la cuenca de carbón siempre que sea posible (por ejemplo, para las emisiones de las minas activas antes del abandono, para los parámetros específicos de la cuenca para los factores de emisión, etc.).

En algunos casos, se han incluido parámetros por defecto para estos valores, pero se los debe usar únicamente si no están disponibles los datos específicos del país o de la cuenca.

Calcular las emisiones para un año del inventario dado mediante la Ecuación 4.1.11:

ECUACIÓN 4.1.11 MÉTODO DE NIVEL 2 PARA MINAS SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS SIN RECUPERACIÓN DE METANO NI UTILIZACIÓN <i>Emisiones de metano = Cantidad de minas de carbón abandonadas que permanecen no inundadas</i> <i>• Fracción de minas gaseosas • Índice de emisiones promedio • Factor de emisión • Factor de conversión</i>
--

Donde las unidades son:

Emisiones de metano (Gg año^{-1})

Índice de emisión ($\text{m}^3 \text{año}^{-1}$)

Factor de emisión (sin dimensiones, véase la Ecuación 4.1.11)

Factor de conversión:

es la densidad del CH_4 y convierte el volumen de CH_4 en la masa de CH_4 . Se toma la densidad a 20°C y una presión de 1 atmósfera y tiene un valor de $0,67 \bullet 10^{-6} \text{ Gg m}^{-3}$

Si se sabe que hay minas individuales totalmente inundadas, puede asignárseles un valor de emisiones de cero. Las reducciones de las emisiones de metano debidas a los proyectos de recuperación que utilizan o queman el metano en antorcha en las minas abandonadas deben restarse de la estimación de emisiones. Para cualquiera de estos casos, se recomienda utilizar un método híbrido de Nivel 2 – Nivel 3, para incorporar esa información específica de la mina (véase el análisis de los proyectos de recuperación y utilización del metano de las minas abandonadas, Secciones 4.1.5.1 y 4.1.5.3).

Los pasos básicos del método de Nivel 2 para las minas de carbón subterráneas abandonadas son los siguientes:

- Determinar los intervalos de tiempo aproximados en los que se cerró una cantidad significativa de minas de carbón gaseosas. Pueden utilizarse intervalos múltiples si corresponde. Se recomienda estimar la cantidad de minas de carbón gaseosas abandonadas durante cada intervalo de tiempo usando los intervalos más pequeños posibles sobre la base de los datos disponibles. Teóricamente, para los períodos más recientes, los intervalos de tiempo se reducen (p. ej., intervalos de diez años anteriores a 1990; intervalos anuales desde 1990).
- Estimar la cantidad total de minas abandonadas en cada intervalo temporal seleccionado que permanecen no inundadas. Si no hay información disponible sobre el estado de inundación de las minas abandonadas, suponer que el 100 por ciento permanece no inundado.
- Determinar la cantidad (o el porcentaje) de minas de carbón que se consideraría gaseosa en el momento del cierre de la mina.
- Para cada intervalo temporal, determinar el índice de emisiones promedio. Si no existen datos específicos del país o de la cuenca, es posible seleccionar del Cuadro 4.1.8 estimaciones bajas y altas para las emisiones de la mina activa antes del abandono.
- Para cada intervalo temporal, calcular un factor de emisiones adecuado mediante la Ecuación 4.1.12, sobre la base de la diferencia en años entre los datos estimados del abandono y el año del inventario de emisiones. Obsérvese que los valores por defecto para esta ecuación de factor de emisiones se presentan en el Cuadro 4.1.9, pero se los debe utilizar únicamente cuando la información específica del país o de la cuenca no está disponible.
- Calcular las emisiones para cada intervalo temporal mediante la Ecuación 4.1.11.
- Sumar las emisiones para cada intervalo temporal, para obtener el total de emisiones de la mina abandonada para cada año del inventario.

CUADRO 4.1.8 NIVEL 2 – MINAS DE CARBÓN SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS VALORES POR DEFECTO PARA LAS EMISIONES PROCEDENTES DE MINAS ACTIVAS, ANTES DEL ABANDONO	
Parámetro	Emisiones, millón m³/año
Bajo	1,3
Alto	38,8

ECUACIÓN 4.1.12
NIVEL 2 – FACTOR DE EMISIÓN DE LAS MINAS DE CARBÓN SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS
Factor de emisión = $(1 + aT)^b$

Donde:

a y b son constantes que determinan la curva de reducción. En la medida de lo posible, deben utilizarse valores específicos del país o de la cuenca. En el Cuadro 4.1.9, que se presenta a continuación, se incluyen los valores por defecto.

T = años transcurridos desde el abandono (diferencia en el punto medio del intervalo temporal seleccionado y el año del inventario) y el año del inventario.

Se debe calcular un factor de emisiones aparte para cada intervalo temporal seleccionado. El factor de emisión no tiene dimensiones.

CUADRO 4.1.9 COEFICIENTES PARA EL NIVEL 2 – MINAS DE CARBÓN SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS		
Rango de carbón	A	b
Antracita	1,72	-0,58
Bituminoso	3,72	-0,42
Sub-bituminoso	0,27	-1,00

Método específico de la mina de Nivel 3

El Nivel 3 ofrece mucha flexibilidad. Es posible usar las emisiones medidas directamente, si están disponibles, en lugar de las estimaciones y los cálculos. Pueden usarse los modelos junto con los datos medidos, para estimar las emisiones de la serie temporal. Cada país puede generar sus propias curvas de reducción u otras caracterizaciones, sobre la base de las mediciones, las propiedades del carbón conocidas y específicas de la cuenca y/o los modelos hidrológicos. La Ecuación 4.1.13 describe un método posible.

ECUACIÓN 4.1.13
EJEMPLO DE CÁLCULO DE EMISIONES DE NIVEL 3 – MINAS SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS
Emisiones de metano = (índice de emisiones en el cierre • Factor de emisión • Factor de conversión) – Reducciones de las emisiones de metano procedentes de la recuperación y utilización

Donde las unidades son:

Emisiones de metano (Gg año⁻¹)

Índice de emisión al cierre (m³ año⁻¹)

Factor de emisión (sin dimensiones, véase Franklin *et al.*, 2004)

Factor de conversión:

Es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera y tiene un valor de 0,67 • 10⁻⁶ Gg m⁻³.

Los pasos básicos de la metodología de Nivel 3 incluyen los siguientes:

- Determinar una base de datos de cierres de minas con la información geológica e hidrológica pertinente y las fechas de abandono aproximadas (cuando cesó toda la ventilación de la mina activa) en forma coherente para todas las minas del inventario del país.
- Estimar las emisiones sobre la base de las emisiones medidas y/o un modelo de emisiones. Puede basarse en el índice de emisiones promedio al momento del cierre de la mina, determinado por el último índice de emisión medido (o preferiblemente un promedio de diversas mediciones tomadas el año anterior al abandono), o las reservas de metano estimadas, susceptibles de liberación.
- Si no se han tomado mediciones reales en una mina dada, es posible calcular las emisiones por medio de una curva de reducción adecuada o un método de modelización para las minas venteadas abiertamente, las minas selladas o las minas inundadas. Utilizar la ecuación de reducción o el método de modelización seleccionados para la mina y la cantidad de años comprendida entre el abandono y el año del inventario, para calcular las emisiones o un factor de emisión adecuado para cada mina.
- Sumar las emisiones de la mina abandonada para crear un inventario anual.

4.1.5.3 ELECCIÓN DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Para estimar las emisiones procedentes de las minas abandonadas se requieren los datos históricos y no los datos actuales de la actividad. Para el Nivel 1, los expertos del país deben estimar la cantidad de minas abandonadas por intervalo temporal del Cuadro 4.1.5, sobre la base de los datos históricos disponibles a través de los organismos nacionales o internacionales correspondientes, o de los expertos regionales.

Para el Nivel 2, se requiere la cantidad total de minas abandonadas y el período de abandono. Pueden obtenerse estos datos a través de los organismos correspondientes nacionales, estatales o provinciales, o de las compañías dedicadas a la industria del carbón. Si un país cuenta con más de una región o cuenca de carbón, los datos relativos a la producción y las emisiones pueden estar desagregados por región. Se puede usar el dictamen de expertos y el análisis estadísticos para estimar las emisiones por ventilación o las emisiones específicas, sobre la base de mediciones tomadas de una cantidad limitada de minas (véase Franklin et al (2004)).

Para el Nivel 3, las estimaciones de las emisiones procedentes de la mina de carbón abandonada deben basarse en los datos detallados de las características, los datos relativos al abandono y la ubicación geográfica de cada mina. Ante la falta de mediciones directas de la mina abandonada, los factores de emisión de Nivel 3 pueden basarse en los datos de emisiones específicos de la mina, incluidos los datos de emisiones históricos procedentes de los sistemas de desgasificación y ventilación cuando la(s) mina(s) se encontraba(n) activa(s) (véase Franklin et al, 2004).

REDUCCIONES DE LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LA RECUPERACIÓN DE METANO EN LAS MINAS ABANDONADAS

Las minas abandonadas en las que tiene lugar la recuperación y utilización o la quema en antorcha del metano de la mina abandonada deben justificarse comparando la cantidad de metano recuperado y utilizado con la cantidad que se espera se haya emitido en forma natural. El método de justificación del metano recuperado de las minas de carbón abandonadas se describe en la Sección 4.1.5.1.

Las emisiones de CO₂ producidas a partir de la combustión de metano de los proyectos de recuperación y utilización de minas abandonadas deben incluirse en las estimaciones del sector energético en los casos en los que hay utilización, o en las emisiones fugitivas de minas abandonadas en los casos en los que hay quema en antorcha. Para realizar esta estimación, los datos de los proyectos de recuperación o producción de metano de las minas abandonadas pueden estar disponibles públicamente a través de los organismos gubernamentales adecuados, según el uso final. Esta información puede estar en forma de ventas del gas dosificado y suele estar disponible públicamente en las bases de datos gubernamentales o del sector del gas y del petróleo. Se recupera un 3 a 8 por ciento adicional del metano de las minas abandonadas sin documentar, que se utiliza como combustible para la compresión del gas. El porcentaje real de metano utilizado depende de la eficacia del equipo de compresión. Deben declararse las emisiones procedentes de este uso de la energía según el Volumen 2, Capítulo 2 «Combustión estacionaria». Para el caso de los proyectos que utilizan el metano recuperado de las minas abandonadas para la generación de electricidad, se pueden usar los índices del flujo medido y los factores de compresión, si están disponibles. Si los datos públicos reflejan con exactitud la electricidad producida, el rendimiento térmico o la eficacia del generador de electricidad pueden usarse para determinar el consumo de combustible.

4.1.5.4 EXHAUSTIVIDAD

Las estimaciones de las emisiones procedentes de las minas subterráneas abandonadas deben incluir todas las emisiones que se fugan de las minas abandonadas. Hasta hace poco, no existían métodos que permitieran estimar estas emisiones. Es una *buena práctica* registrar la fecha de cierre de la mina, así como el método de sellado. Los datos relativos al tamaño y a la profundidad de esas minas pueden ser útiles para cualquier estimación posterior.

4.1.5.5 DESARROLLO DE UNA SERIE TEMPORAL COHERENTE

Es poco probable que haya datos exhaustivos mina por mina (Nivel 3) para todos los años. Por lo tanto, para elaborar inventarios híbridos Nivel 2- Nivel 3, así como inventarios de Nivel 1 o Nivel 2, quizá deba estimarse la cantidad de minas abandonadas para los años para los cuales hay datos escasos.

Las presentes directrices del inventario recomiendan que las emisiones de metano asociadas con las minas abandonadas deben justificarse en el año del inventario en el que se producen las emisiones y las operaciones de recuperación.

En el caso de las situaciones en las que las emisiones de los gases de efecto invernadero procedentes de las minas subterráneas activas están bien caracterizadas y las minas pasaron de ser consideradas «activas» a «abandonadas», se deben recopilar los datos de las emisiones de las minas activas (durante el año en el cual se cerró la mina). Se debe tener cuidado al transferir las minas del inventario activo al abandonado, para no caer en el cómputo doble ni en las omisiones.

4.1.5.6 EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRE

NIVEL 1

Entre las causas primarias de la incertidumbre relativas a la metodología de Nivel 1 se incluyen las siguientes:

- *La naturaleza general de los factores de emisión.* El rango de incertidumbre de estos factores de emisión es intencionalmente grande, para justificar la incertidumbre en los parámetros determinantes como ser tamaño y profundidad de la mina, y rango del carbón.
- *Tiempo del abandono.* Puesto que las emisiones procedentes de las minas abandonadas dependen mucho del tiempo, seleccionar un solo intervalo que represente mejor las fechas de cierre de todas las minas es clave para establecer un índice de emisiones.
- *Los datos de la actividad.* Tanto la cantidad de minas gaseosas abandonadas como la de carbón producido a través de las minas gaseosas dependen mucho del país. Se define la incertidumbre por la disponibilidad de registros históricos de extracción y producción.

El rango total estimado de incertidumbre asociada con las estimaciones de Nivel 1 depende de cada uno de los factores antes analizados. Las emisiones reales tienden a ubicarse en el rango de un tercio a tres veces el valor de emisiones estimado.

NIVEL 2

Entre las causas primarias de la incertidumbre relativa a los métodos de Nivel 2 se incluyen las siguientes:

- *Los factores de emisión específicos del país o de la cuenca.* La incertidumbre está asociada con las ecuaciones de disminución del factor de emisión para cada rango de carbón. Esta incertidumbre es función de la variabilidad inherente del contenido de gas, las características de adsorción y la permeabilidad dentro de un rango de carbón dado.
- La cantidad de minas que producen un rango de carbón dado.
- La cantidad de minas abandonadas a través del tiempo.
- El porcentaje de minas gaseosas como función del tiempo.

El total de incertidumbre estimada asociado con las estimaciones de Nivel 2 depende del rango de incertidumbre asociado con cada uno de estos factores. Deben definirse estos parámetros de forma más estrecha que para el caso del Nivel 1. Así, el total de emisiones reales es más proclive a encontrarse en el rango de la mitad al doble del valor estimado.

NIVEL 3

Las incertidumbres primarias asociadas con los inventarios de emisiones generados con la metodología de Nivel 3 incluyen las siguientes:

- El índice de emisión de minas activas
- La ecuación de curva de reducción o el método de modelización que describe la función relativa a las características de adsorción y al contenido de gas del carbón, el tamaño de la mina y la permeabilidad del carbón.
- El estado hidrológico de la mina abandonada (inundada o inundándose) y la condición (sellada o venteada).

La metodología de Nivel 3 tiene una incertidumbre asociada inferior a la de los Niveles 1 y 2 porque el inventario de emisiones se basa en las mediciones directas o en la información específica de la mina, incluidos los índices de emisiones activas y las fechas de cierre de las minas. Si bien el rango de incertidumbre asociada con las emisiones estimadas de una mina individual puede ser grande (en la escala de ± 50 por ciento) si se suma el rango de incertidumbre de una cantidad suficiente de emisiones de minas individuales, se reduce el rango de incertidumbre del inventario final, según el teorema de los límites centrales (Murtha, 2002), siempre que las incertidumbres sean independientes. Dado el rango esperado de la cantidad de minas de carbón abandonadas en los diferentes países, la incertidumbre general asociada con la metodología de Nivel 3 para las minas abandonadas puede variar ± 20 por ciento en el caso de los países con gran cantidad de minas abandonadas, hasta ± 30 por ciento para el caso de un país con menos cantidad de minas abandonadas, cuyas emisiones se incluyen en el inventario.

Es posible utilizar los diferentes niveles combinados. Por ejemplo, las emisiones de las minas abandonadas durante la primera mitad del siglo veinte pueden determinarse con un método de Nivel 1, mientras que las emisiones procedentes de las minas abandonadas después de 1950 pueden determinarse con un método de Nivel 2. Los métodos de Nivel 1 y 2 tienen su propia distribución de la incertidumbre. Es importante sumar correctamente estas distribuciones, para llegar al rango adecuado de incertidumbre para el inventario final de emisiones.

4.1.6 Exhaustividad para la extracción de carbón

Quedan tres vacíos para el desarrollo de un inventario exhaustivo de emisiones fugitivas procedentes de la extracción de carbón. Son las minas terrestres abandonadas, la combustión no controlada y el CO₂ del gas por grietas de carbón.

MINAS TERRESTRES ABANDONADAS

Tras el cierre, las emisiones procedentes de las minas terrestres abandonadas pueden incluir lo siguiente:

- El muro fijo
- Las fugas desde el pozo
- La oxidación a baja temperatura
- La combustión no controlada

En la actualidad, no se han desarrollado métodos exhaustivos para cuantificar estas emisiones y, por lo tanto, no se los incluye en las presentes directrices. Constituyen materia para una mayor investigación.

EMISIONES PROCEDENTES DE LA COMBUSTIÓN NO CONTROLADA Y DE LA QUEMA DE LOS DEPÓSITOS DE CARBÓN

Mientras que las emisiones procedentes de esta fuente pueden ser significativas para una mina de carbón individual, no queda claro qué tan significativas pueden ser para un país en particular. En algunos países en que tales incendios son moneda corriente, las emisiones pueden ser muy significativas. No existen métodos claros disponibles actualmente para medir sistemáticamente o estimar de forma precisa los datos de la actividad, aunque en los casos de países con datos sobre las cantidades de carbón quemado, debe estimarse el CO₂ sobre la base del contenido de carbono del carbón y debe declararse en la subcategoría pertinente de 1.B.1.b. Cabe señalar que aquí se aborda la combustión no controlada debida únicamente a las actividades de exploración del carbón. Se debe cuidar de evitar el cómputo doble con las emisiones fugitivas de CH₄ y CO₂ de baja oxidación.

CO₂ EN EL GAS DE MINA DE CARBÓN

Los países que cuentan con datos sobre el CO₂ del gas de las minas de carbón deben incluirlos en la subcategoría usada para las emisiones de metano correspondientes.

4.1.7 Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario

4.1.7.1 CONTROL DE CALIDAD Y DOCUMENTACIÓN

FACTORES DE EMISIÓN

- **Control de calidad**
 - a) Nivel 1: revisión de las circunstancias nacionales y documentación de la justificación lógica para la selección de los valores específicos.

- b) Nivel 2: verificación de las ecuaciones y los cálculos usados para determinar el factor de emisión y garantía de que el muestreo respeta protocolos coherentes, de modo que las condiciones sean representativas y uniformes.
- c) Nivel 3: trabajo con operadores de la mina para garantizar la calidad de los datos obtenidos con los sistemas de desgasificación. Las minas que funcionan en forma individual deben tener instrumentados procedimientos de GC/CC para monitorear las emisiones procedentes de la ventilación.

- **Documentación**

Proporcionar información transparente sobre los pasos necesarios para calcular los factores de emisión o medir las emisiones, incluidos los números y las fuentes de los datos recopilados.

DATOS DE LA ACTIVIDAD

- **Control de calidad**

Describir los métodos de recopilación de los datos de la actividad, incluida una evaluación de las áreas que deben ser mejoradas.

- **Documentación**

- a) Descripción exhaustiva de los métodos usados para recopilar los datos de la actividad
- b) Análisis de las áreas potenciales de sesgo en los datos, incluido un análisis de si las características son representativas del país

REVISIÓN DEL COMPILADOR DEL INVENTARIO (GC)

El compilador del inventario debe garantizar que se utilicen las metodologías adecuadas para calcular las emisiones procedentes de la extracción de carbón, incluido el uso del máximo Nivel aplicable para un país dado, tomando en cuenta las que se consideran *categorías principales* para ese país, así como la disponibilidad de los datos. Debe garantizar que se utilicen los factores de emisión adecuados. Para el caso de las minas activas subterráneas y terrestres, deben usarse los mejores datos de la actividad disponibles, según los Niveles adecuados, especialmente y, en la medida de lo posible, la cantidad de metano recuperado y utilizado. Para las minas abandonadas, el compilador debe garantizar que se utilice la información histórica más exacta disponible.

CC DEL COMPILADOR DEL INVENTARIO AL COMPILAR EMISIONES NACIONALES

Entre los métodos que el compilador del inventario puede emplear para proporcionar control de calidad para el inventario nacional pueden incluirse, por ejemplo:

- El cálculo inverso de los factores de emisión nacionales y regionales a partir de los datos de medición de Nivel 3, donde corresponda.
- Garantizar que los factores de emisión sean representativos del país (para los Niveles 1 y 2)
- Garantizar que se incluyan todas las minas
- Comparar con las tendencias nacionales para detectar anomalías

SISTEMAS EXTERNOS DE GARANTÍA DE CALIDAD DEL INVENTARIO (GC/CC)

El compilador del inventario debe disponer la realización de una revisión independiente y objetiva de los cálculos, las hipótesis y/o la documentación del inventario de emisiones, para evaluar la eficacia del programa de CC. Deben realizar la revisión de pares los experto(s) que estén familiarizados con la categoría de fuente y que entiendan los requisitos del inventario.

4.1.7.2 GENERACIÓN DE INFORMES Y DOCUMENTACIÓN

Es una *buena práctica* documentar y archivar toda la información requerida para producir las estimaciones del inventario de emisiones nacionales, como se plantea en el Capítulo 8 del Volumen 1 de las *Directrices del IPCC de 2006*.

El informe del inventario nacional debe incluir resúmenes de los métodos utilizados y referencias a los datos de fuentes, de modo que las estimaciones de las emisiones declaradas resulten transparentes y puedan ser reproducidas las etapas para calcularlas. Sin embargo, para garantizar la transparencia, debe suministrarse la siguiente información:

- Emisiones por componente subterráneo, terrestre y pos-extracción de CH₄ y CO₂ (donde corresponda), el método usado para cada una de las categorías de subfuente, la cantidad de minas activas de cada categoría de subfuente y los motivos que justifican los factores de emisión elegidos (p. ej., profundidad de la extracción, datos sobre el contenido del gas *in situ*, etc.). Debe presentarse la cantidad de gas drenado y el grado de mitigación o utilización con una descripción de la tecnología usada, si corresponde.
- Datos de la actividad: especificar la cantidad y el tipo de producción, el carbón subterráneo y terrestre, y enumerar las cantidades no lavadas y comercializables, donde estén disponibles.
- Si surgen inconvenientes relativos a la confidencialidad, no es necesario divulgar el nombre de la mina. La mayoría de los países tiene más de tres minas, por lo que no se puede retrocalcular la producción específica de la mina a partir de las estimaciones de emisión.

Es importante garantizar que en la transición de las minas del estado «activo» a «abandonado» se incluya cada mina una sola vez en el inventario nacional.

4.2 EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LOS SISTEMAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

Se da cuenta de las emisiones procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural en la subcategoría 1.B.2 del sector energía del IPCC. A los fines de la declaración, esta subcategoría se subdivide como muestra el Cuadro 4.2.1. Se establece la distinción principal entre los sistemas de petróleo y gas natural, cada uno subdividido según el tipo principal de fuente de emisiones, es decir: venteo, quema en antorcha y todos los demás tipos de emisiones fugitivas. La última categoría se subdivide en las diferentes partes (o segmentos) del sistema de petróleo o gas, según el tipo de actividad.

Aquí se aplica en forma amplia el término emisiones fugitivas en referencia a todas las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los sistemas de petróleo y gas, con excepción de los aportes de la quema de combustible. Los sistemas de petróleo y gas natural comprenden toda la infraestructura necesaria para producir, recopilar, procesar o refinar y llevar al mercado el gas natural y los productos del petróleo. El sistema comienza en la cabeza de pozo, o en la fuente de petróleo y gas, y termina en el punto de venta final al consumidor. Las emisiones excluidas de esta categoría son las siguientes:

- La quema de combustible para la producción de calor útil o energía por parte de fuentes estacionarias o móviles (véanse los Capítulos 2 y 3 del Volumen Energía).
- Las emisiones fugitivas consecuencia de los proyectos de captura y almacenamiento de carbono, el transporte y desecho del gas ácido de las plantas de petróleo y gas por inyección en formaciones subterráneas seguras, o el transporte, la inyección y el secuestro de CO₂ como parte de los proyectos de recuperación mejorada de petróleo (RMP), recuperación mejorada de gas (RMG) o metano de los yacimientos de carbón (MYC) (véase en el Capítulo 5 del Volumen Energía los sistemas de captura y almacenamiento de dióxido de carbono).
- Las emisiones fugitivas que se producen en las instalaciones industriales que no son de petróleo ni de gas, o que están asociadas al uso final de los productos de petróleo y gas en cualquier otra instalación que no sea de petróleo ni de gas (véase el Volumen Proceso industriales y uso de productos).
- Las emisiones fugitivas procedentes de las actividades de eliminación de desechos que se producen fuera del sector de petróleo y gas (véase el Volumen Desechos).

Las emisiones fugitivas procedentes de las porciones de producción de petróleo y gas de los proyectos de RMP, RMG y MYC son parte de la Categoría 1.B.2.

Al determinar las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural quizá sea necesario, principalmente en las áreas de producción y procesamiento, aplicar una mayor desagregación que la indicada en el Cuadro 4.2.1 para dar cuenta mejor de los factores locales que afectan la cantidad de emisiones (es decir, condiciones del reservorio, requisitos de procesamiento/tratamiento, prácticas de diseño y funcionamiento, antigüedad de la industria, acceso al mercado, requisitos regulatorios y nivel de cumplimiento regulatorio), y justificar los cambios en los niveles de actividad al avanzar por las diversas partes del sistema. El porcentaje de aporte de cada categoría del Cuadro 4.2.1 al total de emisiones fugitivas por parte del sector del petróleo y el gas varía según las circunstancias del país y la cantidad de petróleo y gas importada y exportada. Típicamente, las actividades de producción y procesamiento tienden a presentar cantidades mayores de emisiones fugitivas como porcentaje de rendimiento total que las actividades *downstream*. Se presentan algunos ejemplos de la distribución potencial de emisiones fugitivas por subcategoría en el Compendio de API (2004).

4.2.1 Generalidades y descripción de las fuentes

Entre las fuentes de emisiones fugitivas relativas a los sistemas de petróleo y gas se incluyen, sin carácter taxativo, las fugas de los equipos, la evaporación y las pérdidas por descarga, el venteo, la quema en antorcha, la incineración y las liberaciones accidentales (p. ej., excavaciones en los ductos, fugas de pozo y derrames). Mientras que algunas de estas fuentes de emisiones son tecnológicas o intencionales (p. ej., venteo de tanque, sello y proceso y sistemas de quema en antorcha) y, por lo tanto, están caracterizadas relativamente bien, la cantidad y composición de las emisiones suelen estar sujetas a una incertidumbre significativa. Ello se debe, en parte, al uso limitado de los sistemas de medición en estos casos, y en los que sí se utilizan los sistemas de medición, su incapacidad típica de cubrir la amplia gama de flujos y variaciones en la composición que pueden darse. Incluso si se hace un seguimiento de algunas de estas pérdidas o flujos como parte de los procedimientos rutinarios de contabilización de la producción, suele haber incoherencias en las actividades que se justifican y si las cantidades se basan en las estimaciones o mediciones tecnológicas. A lo largo de este capítulo, se hace el esfuerzo de enunciar el tipo preciso de fuente de emisión fugitiva que se analiza, y de usar únicamente el término emisiones fugitivas o fuentes de emisiones fugitivas al examinar estas emisiones o fuentes a un nivel más alto y más agregado.

Las corrientes que contienen concentraciones puras o altas de CO₂ pueden darse en las instalaciones de producción de petróleo en las que se inyecta el CO₂ en un reservorio de petróleo para RMP, RMG o MYC. También pueden darse en las plantas de procesamiento del gas, refinación del petróleo y concentración del petróleo pesado como subproducto del tratamiento del gas, para cumplir las especificaciones de ventas o del gas combustible, y en las refinerías y concentradores de petróleo pesado como subproducto de la producción de hidrógeno. Cuando se da el CO₂ como subproducto del proceso, suele ventearse a la atmósfera, inyectarse en una formación subterránea adecuada para desecho o suministrarse para usar en los proyectos de RMP. Las emisiones fugitivas de CO₂ procedentes de estas corrientes deben justificarse en las subcategorías correspondientes de 1.B.2. Las emisiones fugitivas de CO₂ procedentes de la captura de CO₂ deben justificarse en la industria en la que se produce la captura, mientras que las emisiones fugitivas de CO₂ procedentes de las actividades de transporte, inyección y almacenamiento deben justificarse aparte en la categoría 1.C (véase el Capítulo 5).

RMP es la recuperación de petróleo de un reservorio por medios diferentes del uso de la presión natural de éste. Puede comenzar después de un proceso secundario de recuperación o en cualquier momento durante la vida productiva del reservorio de petróleo. La RMP suele provocar un incremento de la cantidad de petróleo que se elimina del reservorio en comparación con los métodos que utilizan la presión natural o el bombeo solos. Los tres tipos principales de operaciones de recuperación mejorada de petróleo son la inundación química (inundación alcalina o micelar-polímero), el desplazamiento miscible (inyección de CO₂ o de hidrocarburos), y la recuperación termal (inundación por vapor o combustión *in-situ*).

CUADRO 4.2.1 DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR PARA LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LA PRODUCCIÓN Y DEL TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL		
Código del IPCC	Nombre del sector	Explicación
1 B 2	<i>Petróleo y gas natural</i>	Comprende las emisiones fugitivas provenientes de todas las actividades de petróleo y gas natural. Las fuentes primarias de estas emisiones pueden incluir las fugas de equipos, pérdidas por evaporación, el venteo, la quema y las emisiones accidentales.
1 B 2 a	Petróleo	Abarca todas las emisiones por venteo, quema en antorcha y toda otra fuente fugitiva vinculada a la exploración, producción, transmisión, concentración y refinación de petróleo crudo y la distribución de productos de petróleo crudo.
1 B 2 a i	Venteo	Emisiones producidas por el venteo de corrientes de gas y desecho de gas / vapor vinculadas en instalaciones petroleras.
1 B 2 a ii	Quema en antorcha	Emisiones producidas por la quema en antorcha de gas natural y corrientes de desecho de gas / vapor en instalaciones petroleras.
1 B 2 a iii	Todos los demás	Emisiones fugitivas en instalaciones petroleras de fugas de equipos, pérdidas en almacenamiento, roturas de oleoductos, explosiones de pozos, granjas, migración de gases a la superficie alrededor de la parte externa del cabezal de pozo, arcos de ventilación en superficies, formación de gases biogénicos en estanques colectores y todas las demás emisiones de vapores o gases no justificados específicamente como el venteo o la quema en antorcha.
1 B 2 a iii 1	<i>Exploración</i>	Emisiones fugitivas (excluido el venteo y la quema en antorcha) de la perforación de pozos de petróleo, las pruebas de producción con tubería de perforación y los agotamientos de pozos.

CUADRO 4.2.1(CONTINUACIÓN) DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR PARA LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LA PRODUCCIÓN Y DEL TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL		
Código del IPCC	Nombre del sector	Explicación
1 B 2 a iii 2	<i>Producción y refinación</i>	Emisiones fugitivas de la producción de petróleo (excluidas la ventilación y la quema en antorcha) que tiene lugar en el cabezal del pozo en las arenas petrolíferas o en minas de esquistos hasta el inicio del sistema de transmisión del petróleo. Incluye las emisiones fugitivas vinculadas a los servicios prestados a pozos, arenas petrolíferas o extracción de petróleo en minas de esquisto, transporte de producción no tratada (es decir: efluentes del pozo, emulsión, esquistos bituminosos y arenas petrolíferas) hacia instalaciones de tratamiento o de extracción, actividades en instalaciones de extracción y de refinación, sistemas de reinyección de gases asociados y sistemas de desecho de aguas servidas. Las emisiones fugitivas procedentes de los refinadores se agrupan junto a las de producción y no junto a las de refinación, pues los refinadores se integran con frecuencia en las instalaciones de extracción y sus aportes relativos a la emisión son difíciles de establecer. No obstante, los refinadores también pueden integrarse a refinerías, plantas cogeneradoras u otras instalaciones industriales y, en estos casos, puede ser difícil establecer sus aportes relativos a la emisión.
1 B 2 a iii 3	<i>Transporte</i>	Emisiones fugitivas (excluidas las de venteo y quema en antorcha) vinculadas al transporte de crudo para su comercialización (incluidos el petróleo crudo convencional, pesado y sintético y alquitrán) para refinadores y refinerías. Los sistemas de transporte pueden abarcar oleoductos, buques petroleros, camiones cisterna y vagones cisterna. Las pérdidas por evaporación en las actividades de almacenamiento, llenado y descarga y los escapes fugitivos de los equipos son las fuentes primarias de estas emisiones.
1 B 2 a.iii 4	<i>Refinación</i>	Emisiones fugitivas (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) en refinerías de petróleo. Las refinerías procesan petróleo crudo, gases naturales líquidos y petróleo crudo sintético, para producir productos finales refinados (p. ej. y sobre todo, combustibles y lubricantes). Donde las refinerías se integran a otras instalaciones (p. ej., plantas refinadoras o de cogeneración), puede ser difícil establecer sus aportes relativos a la emisión.
1 B 2 a iii 5	<i>Distribución de productos petrolíferos</i>	Abarca las emisiones fugitivas (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) del transporte y la distribución de productos refinados, incluso los de terminales a granel e instalaciones minoristas. Las pérdidas por evaporación en las actividades de almacenamiento, llenado y descarga y los escapes fugitivos de los equipos son las fuentes primarias de estas emisiones.
1 B 2 a iii 6	<i>Otros</i>	Emisiones fugitivas de sistemas de petróleo (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) que no fueron contabilizadas en las categorías anteriores. Incluye las emisiones fugitivas provocadas por derrames y otras liberaciones accidentales, instalaciones para el tratamiento de desechos petrolíferos e instalaciones para el desecho de campos petrolíferos.
1 B 2 b	Gas natural	Abarca las emisiones por venteo, quema en antorcha y toda otra fuente fugitiva vinculada a la exploración, producción, al procesamiento, a la transmisión, al almacenamiento y a la distribución de gas natural (incluso tanto los gases asociados como los no asociados).
1 B 2 b i	Venteo	Emisiones por el venteo de gas natural y corrientes de desecho de gas / vapor en instalaciones de gas.

CUADRO 4.2.1(CONTINUACIÓN) DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR PARA LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LA PRODUCCIÓN Y DEL TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL		
Código del IPCC	Nombre del sector	Explicación
1 B 2 b ii	Quema en antorcha	Emisiones por la quema en antorcha de gas natural y corrientes de desecho de gas / vapor en instalaciones de gas.
1 B 2 b iii	Todos los demás	Emisiones fugitivas en instalaciones de gas natural producto de fugas de equipos, pérdidas en almacenamiento, roturas de gasoductos, explosiones de pozos, migración de gases a la superficie que rodea la parte externa del cabezal de pozo, arcos de ventilación en superficies o emisiones de vapores no contabilizados específicamente como venteo o quema en antorcha.
1B 2 b iii 1	Exploración	Emisiones fugitivas (excluidos el venteo y la quema en antorcha) de perforación de pozos de gas, pruebas de producción con tubería de perforación y los agotamientos de pozos.
1B 2 b iii 2	Producción	Emisiones fugitivas (excluidas las de venteo y quema en antorcha) desde el cabezal del pozo de gas hasta la entrada a las plantas procesadoras de gas o, cuando no se requiere procesamiento, a los puntos de conexión de los sistemas de transmisión de gas. Incluye las emisiones fugitivas vinculadas a los servicios a los pozos, recolección de gas, procesamiento y agua de desechos asociada, y actividades de eliminación de gases ácidos.
1 B 2 b iii 3	Procesamiento	Emisiones fugitivas (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) de instalaciones de procesamiento de gas.
1 B 2 b iii 4	Transmisión y almacenamiento	Emisiones fugitivas de sistemas usados para transportar gas natural procesado a los mercados (o sea, a los consumidores industriales y a los sistemas de distribución de gas natural). En esta categoría deben incluirse también las emisiones fugitivas de los sistemas de almacenamiento de gas natural. Las emisiones de plantas de extracción de gases naturales líquidos en los sistemas de transmisión deben declararse como parte del procesamiento de gas natural (Sector 1 B 2 b iii 3). Las emisiones fugitivas vinculadas a la transmisión de gases naturales líquidos deben declararse en la categoría 1 B 2 a iii 3.
1 B 2 b iii 5	Distribución	Emisiones fugitivas (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) de la distribución de gas natural a los usuarios finales.
1 B 2 b iii 6	Otros	Emisiones fugitivas de sistemas de gas natural (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) no contabilizadas en las categorías anteriores. Puede incluir las emisiones de explosiones de pozos y de rupturas o poceos de gasoductos.
1 B 3	<i>Otras emisiones de producción de energía</i>	Emisiones procedentes de la producción de energía geotérmica y de otra producción de energía no incluidas en 1.B.1 ni en 1.B.2

4.2.2 Cuestiones metodológicas

Las emisiones fugitivas son una fuente directa de gases de efecto invernadero, debido a la liberación de metano (CH₄) y a la formación de dióxido de carbono (CO₂) (es decir, el CO₂ presente en el petróleo y gas producidos cuando abandona el reservorio), más CO₂ y óxido nitroso (N₂O) procedentes de las actividades de combustión no productiva (principalmente la quema en antorcha del desecho de gas). Al igual que sucede con la quema de combustible (véase el Capítulo 1 de este Volumen), se calculan las emisiones de CO₂ en el Nivel 1 suponiendo

que todos los hidrocarburos están totalmente oxidados. Si hay información disponible sobre la oxidación parcial, se la puede tomar en cuenta en los Niveles superiores.

El venteo comprende todas las descargas tecnológicas o intencionales de las corrientes del gas de desecho y los productos derivados del proceso a la atmósfera, incluidas las descargas de emergencia. Estas liberaciones pueden producirse en forma continua o intermitente, y pueden incluir lo siguiente:

- El uso de gas natural presurizado en vez de aire comprimido como suministro para los dispositivos neumáticos (p. ej., bombas de inyección química, motores de arranque en los motores del compresor y bucles de control de instrumentos).
- Alivio de la presión y descarte de los productos fuera de especificaciones durante los trastornos del proceso.
- Eventos de depuración y purga relativos a las actividades de mantenimiento y conexión.
- Descarte de las corrientes de descargas gaseosas procedentes de las unidades de tratamiento del petróleo y del gas (p. ej., descarga gaseosa de la columna de alambique de los deshidratadores de glicol, sobrecargas del tratamiento de emulsión y sobrecargas del estabilizador).
- Escapes de gas de las actividades de perforación, prueba del pozo y raspado de tuberías.
- Eliminación de los desechos asociados al gas en las instalaciones de producción de petróleo y al gas del cabezal del revestimiento en los pozos de petróleo pesado en los que no hay conservación ni reinyección del gas.
- Emisiones de gas en solución procedentes de los tanques de almacenamiento, pérdidas por evaporación de las cloacas de elaboración, separadores API, unidades de flotación del aire disuelto, estanques colectores y tanques de almacenamiento, y formación de gas biogénico a partir de los estanques colectores.
- Descarga del CO₂ extraído del gas natural producido o elaborado como subproducto del proceso.

Parte o la totalidad del gas venteado puede capturarse para almacenamiento o utilización. En esta instancia, el inventario de emisiones venteadas debe incluir solamente las emisiones netas a la atmósfera.

La quema en antorcha significa, en sentido amplio, toda la quema del gas natural de desecho y de los líquidos de hidrocarburos por parte de antorchas o incineradores, como opción de desecho y no para la producción de calor útil o energía. La decisión de ventear o quemar en antorcha depende principalmente de la cantidad de gas que debe desecharse y de las circunstancias específicas (p. ej., las cuestiones públicas, ambientales y de seguridad, así como los requisitos regulatorios locales). Normalmente, el gas residual se ventea únicamente si es inodoro y no tóxico, e incluso en estos casos muchas veces se lo quema en antorcha. La quema en antorcha es más común en las instalaciones de producción, procesamiento, concentración y refinación. Suelen ventearse los volúmenes de gas residual en los sistemas de transmisión del gas, y se los puede ventear o quemar en antorcha en los sistemas de distribución del gas, según las circunstancias y las políticas de la empresa. A veces, puede usarse el gas combustible para enriquecer una corriente de gas residual, de modo que admita la combustión estable durante la quema en antorcha. Otra posibilidad es usar el gas combustible para otros fines en los que, en última instancia, puede ventearse o quemarse en antorcha, como el gas de purga o el gas protector y el gas de suministro para los dispositivos a gas (p. ej., los controladores de instrumentos). Las emisiones procedentes de estos tipos de usos del combustible deben declararse en las subcategorías adecuadas de venteo y quema en antorcha, en vez de en la Categoría 1.A (Actividades de quema de combustible).

La formación del CO₂ eliminado del gas natural por las unidades de endulzamiento en las plantas de procesamiento del gas y liberado a la atmósfera constituye una emisión fugitiva y debe declararse en la subcategoría 1.B.2.b.i. El CO₂ resultante de la producción de hidrógeno en las refinerías y concentradores de petróleo pesado/alquitrán debe declararse en la subcategoría 1.B.2.a.i. Se debe cuidar de garantizar que la alimentación a procesos para la planta de hidrógeno no se declare también como combustible en estos casos.

Las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural suelen ser difíciles de cuantificar con exactitud. Ello se debe principalmente a la diversidad del sector, a la gran cantidad y variedad de fuentes de emisiones potenciales, a las amplias variaciones en los niveles de control de las emisiones, y a la disponibilidad limitada de datos acerca de las fuentes de emisión. Las principales cuestiones relativas a la evaluación de las emisiones son:

- el uso de factores de emisión simples basados en la producción introduce una gran incertidumbre;
- la aplicación de métodos rigurosos de abajo hacia arriba exige el dictamen de expertos y los datos detallados que pueden resultar difíciles y costosos de obtener;
- los programas de medición demandan mucho tiempo y son costosos.

Si se selecciona un método riguroso de abajo hacia arriba, es una *buena práctica* incluir a los representantes técnicos del sector en el desarrollo del inventario.

4.2.2.1 ELECCIÓN DEL MÉTODO, ÁRBOLES DE DECISIÓN, NIVELES

Hay tres niveles metodológicos para determinar las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural, como se establece en la Sección 4.2.2.2. Una *buena práctica* es desagregar las actividades en Categorías principales y Subcategorías del sector del petróleo y gas (véase el Cuadro 4.2.2 de la Sección 4.2.2.2), y luego evaluar las emisiones por separado para cada una. El nivel metodológico aplicado a cada segmento debe ser proporcional a la cantidad de emisiones y a los recursos disponibles. En consecuencia, quizá sea adecuado aplicar diferentes niveles metodológicos a las diferentes categorías y subcategorías, y hasta llegar a incluir los resultados reales de la medición o del monitoreo de las emisiones para algunas fuentes más grandes. El método general, a través del tiempo, debe ser uno de refinación progresiva, para abordar las zonas de mayor incertidumbre y consecuencia, y para capturar la repercusión de las medidas de control.

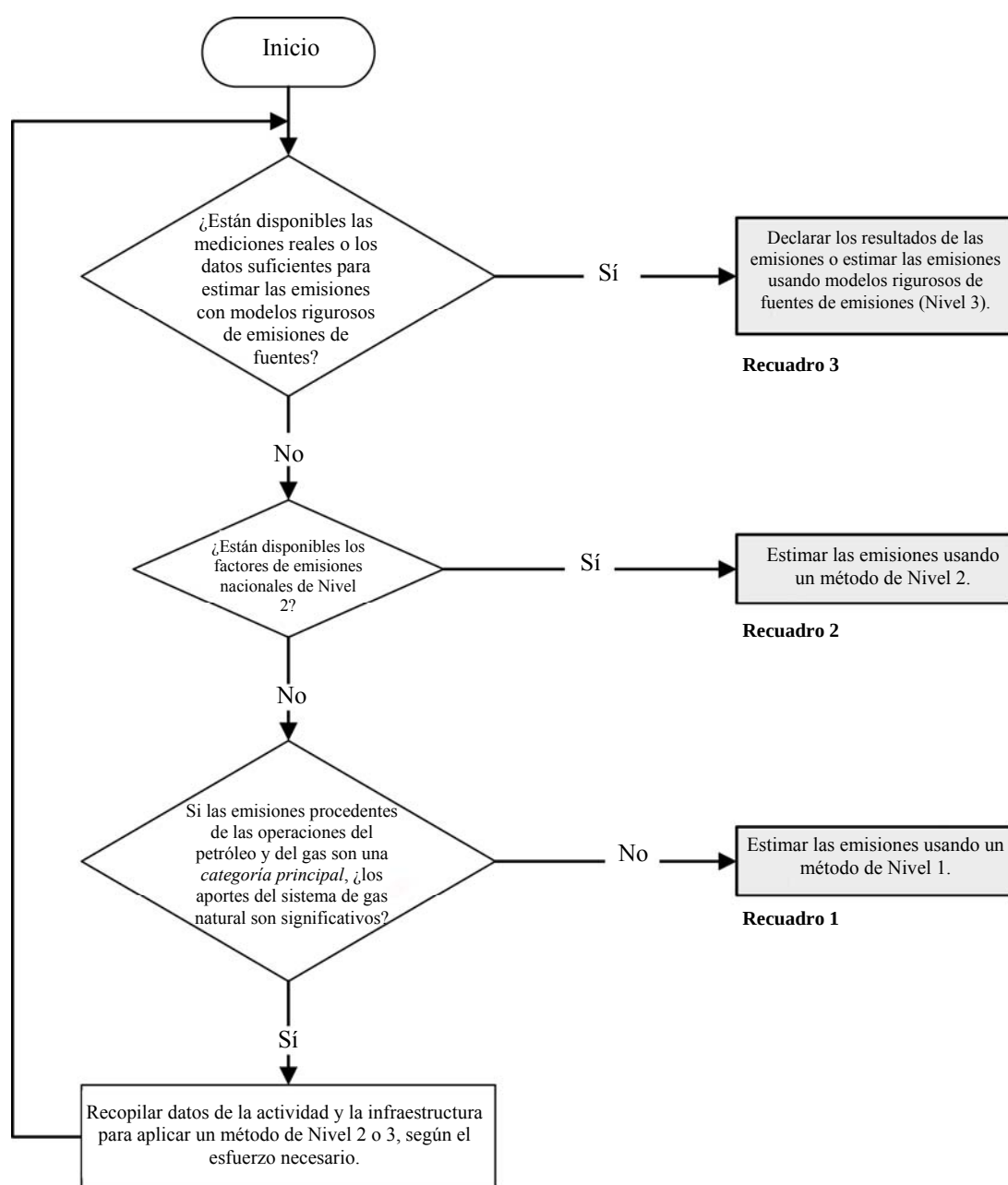
La Figura 4.2.1 presenta un árbol de decisión general para seleccionar un método apropiado para un segmento dado del sector del gas natural. La idea es aplicar el árbol de decisión en forma sucesiva a cada subcategoría del sistema de gas natural (p. ej., a la producción del gas, luego al procesamiento, a la transmisión, a la distribución). El proceso básico de decisión es el siguiente:

- verificar si están disponibles fácilmente los datos detallados necesarios para aplicar un método de Nivel 3 y, si es así, aplicarlo (es decir, independientemente de si la categoría es principal y la subcategoría es significativa); de lo contrario, si estos datos no están disponibles:
- verificar si están disponibles fácilmente los datos detallados necesarios para aplicar un método de Nivel 2 y, si es así, aplicarlo; de lo contrario, si estos datos no están disponibles:
- controlar si la categoría es principal y si la subcategoría específica que está analizándose es significativa, sobre la base de las definiciones del IPCC de principal y significativa y, de ser así, retroceder y recopilar los datos necesarios para aplicar un método de Nivel 3 o 2; de lo contrario, si la subcategoría no es significativa:
- aplicar un método de Nivel 1.

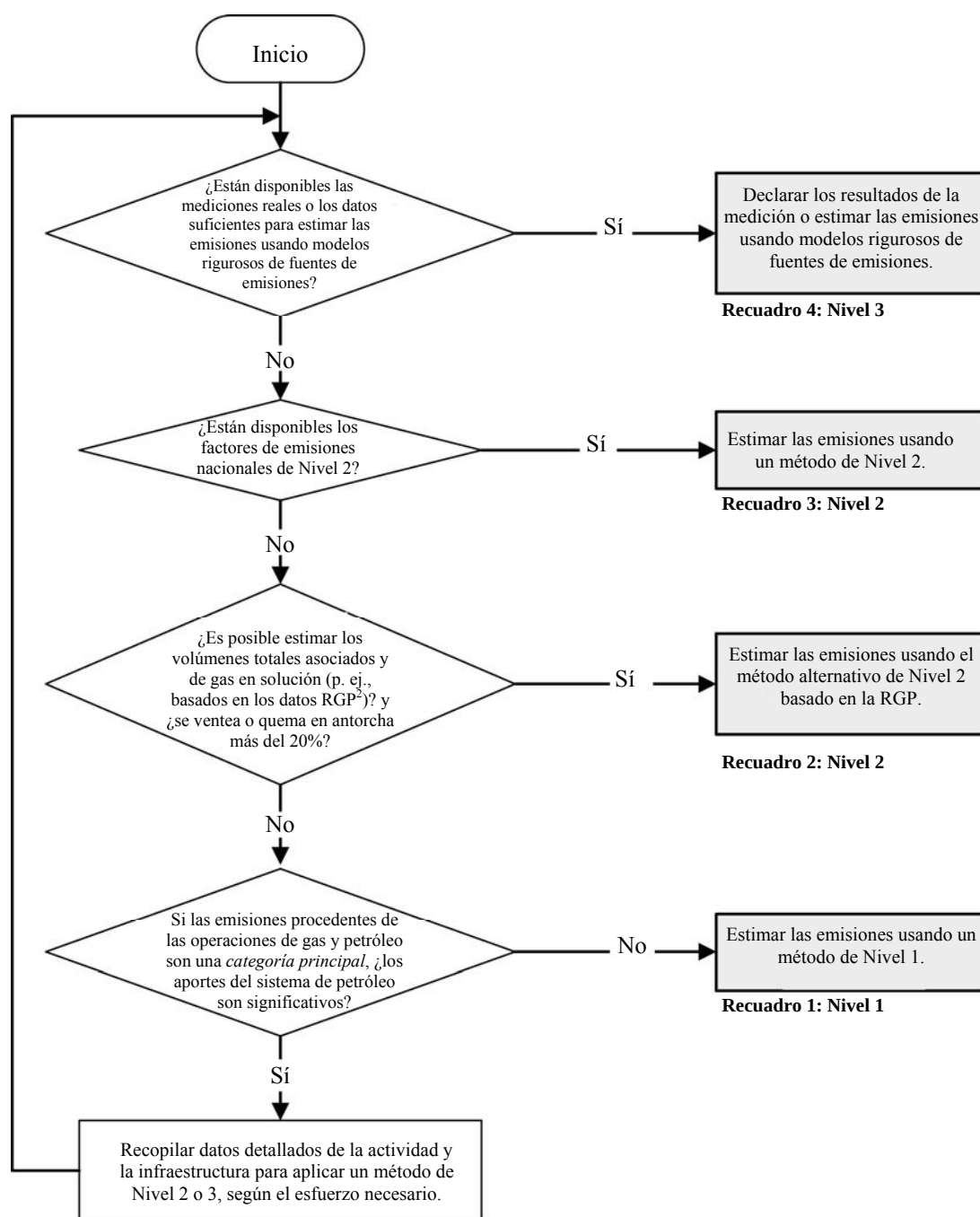
La posibilidad de usar un método de Nivel 3 depende de la disponibilidad de las estadísticas detalladas de producción y de los datos de la infraestructura (p. ej., información relativa a la cantidad, a los tipos de instalaciones, y a la cantidad y al tipo de equipos usados en cada planta) y quizá no sea posible aplicarlo en todas las circunstancias. El método de Nivel 1 es el más sencillo de aplicar, pero es susceptible de incertidumbres sustanciales y fácilmente puede estar en error por un orden de magnitud o más. Por este motivo, se lo debe usar únicamente como último recurso. Si se utiliza un método de Nivel 3 en un año y se usan los resultados para desarrollar factores de emisión de Nivel 2 para usar otros años, la metodología aplicada debe declararse como Nivel 2 para esos otros años.

Del mismo modo, se aplican las Figuras 4.2.2 y 4.2.3 a los sistemas de producción y transporte del petróleo crudo, y a los concentradores y las refinerías de petróleo, respectivamente.

Si un país estimó las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas sobre la base de una compilación de las estimaciones declaradas por las empresas de petróleo y gas, puede tratarse de un método de Nivel 2 o 3, según los abordajes reales aplicados por cada una de las empresas y plantas. En ambos casos, se debe garantizar que no se omitan ni contabilicen dos veces las emisiones.

Figura 4.2.1 **Árbol de decisión para los sistemas de gas natural**

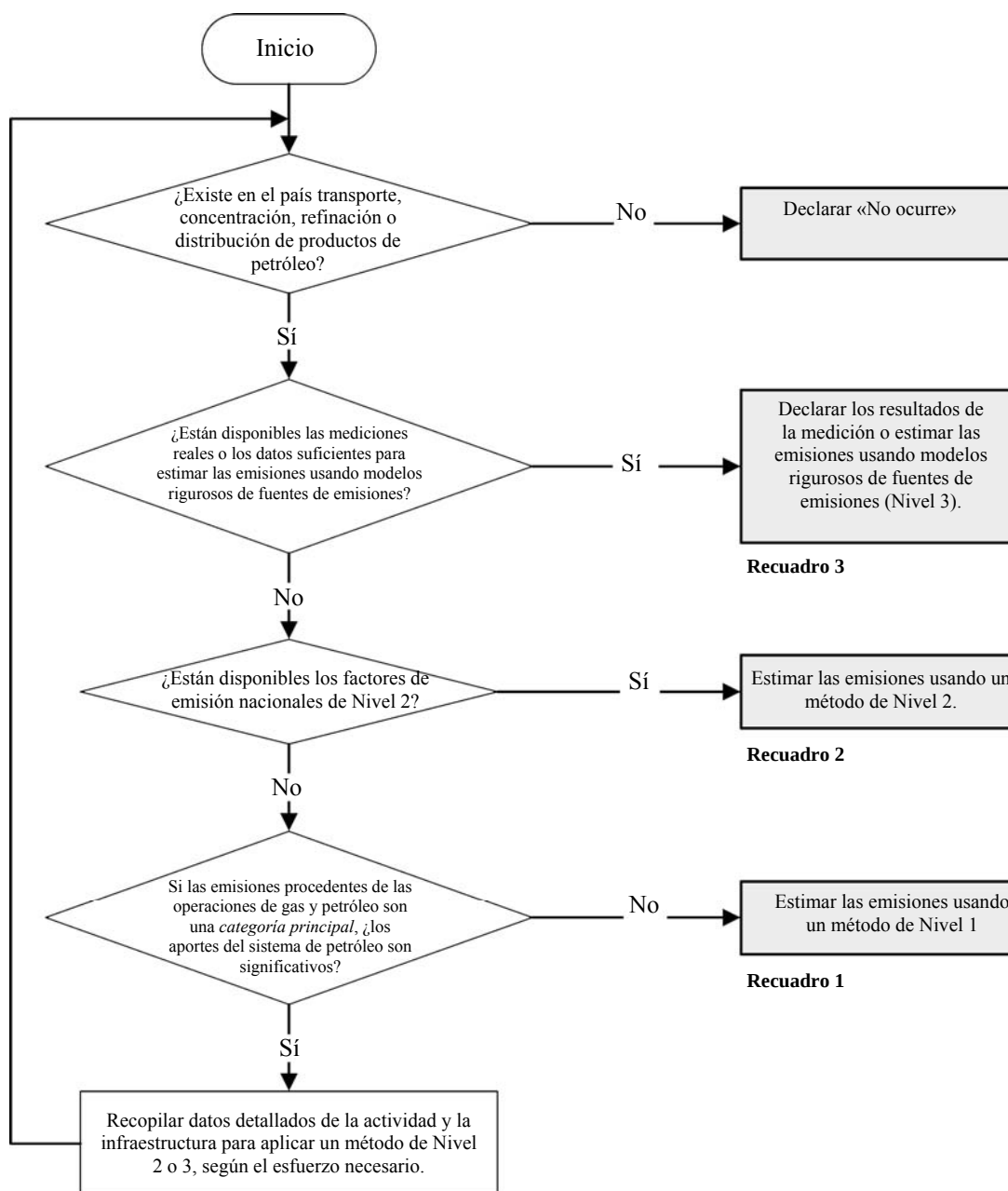
Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (en particular la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

Figura 4.2.2 **Árbol de decisión para la producción de petróleo crudo**

Nota 1: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (en particular la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

Nota 2: RGP significa Relación gas/petróleo (véase la Sección 4.2.2.2).

Figura 4.2.3 **Árbol de decisión para el transporte, la refinación y la concentración del petróleo crudo**



Nota 1: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (en particular la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

4.2.2.2 ELECCIÓN DEL MÉTODO

A continuación se describen los tres niveles metodológicos para estimar las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural.

NIVEL 1

El Nivel 1 comprende la aplicación de los factores de emisión por defecto correspondientes a un parámetro de la actividad representativo (normalmente la producción) para cada segmento o subcategoría aplicable de la industria del petróleo y gas natural del país, y se lo debe usar únicamente para las fuentes no principales. Se aplica un método de Nivel 1 con las Ecuaciones 4.2.1 y 4.2.2 que se presentan a continuación.

ECUACIÓN 4.2.1

NIVEL 1: ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE UN SEGMENTO DE LA INDUSTRIA

$$E_{\text{gas, segmento de la industria}} = A_{\text{segmento de la industria}} \cdot EF_{\text{gas, segmento de la industria}}$$

ECUACIÓN 4.2.2

NIVEL 1: TOTAL DE EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LOS SEGMENTOS DE LA INDUSTRIA

$$E_{\text{gas}} = \sum_{\text{segmento de la industria}} E_{\text{gas, segmento de la industria}}$$

Donde:

$E_{\text{gas, segmento de la industria}}$	= Emisiones anuales (Gg)
$EF_{\text{gas, segmento de la industria}}$	= factor de emisión (Gg/unidad de actividad),
$A_{\text{segmento de la industria}}$	= valor de la actividad (unidades de actividad),

Los segmentos de la industria que deben considerarse aparecen enumerados en el Cuadro 4.2.2. No todos los segmentos se aplican necesariamente a todos los países. Por ejemplo, un país que solamente importa gas natural pero no lo produce, probablemente tenga solamente la transmisión y distribución del gas. En los Cuadros 4.2.4 y 4.2.5 de la Sección 4.2.2.3 se presentan los factores de emisión por defecto disponibles de Nivel 1. Estos factores se relacionan con la producción, porque ésta, las importaciones y las exportaciones son las únicas estadísticas nacionales sobre gas y petróleo que están disponibles en forma coherente. A pequeña escala, las emisiones fugitivas son totalmente independientes de la producción. La mejor relación para estimar las emisiones procedentes de los escapes fugitivos del equipo se basa en la cantidad y el tipo de componentes del equipo y el tipo de servicio, que es un método de Nivel 3. A una escala mayor, existe una relación razonable entre la cantidad de producción y la cantidad de infraestructura existente. En consecuencia, la fiabilidad de los factores de Nivel 1 presentados para los sistemas de petróleo y gas depende del tamaño de la industria del petróleo y del gas de un país. A mayor la industria, más importante el aporte de sus emisiones fugitivas y más fiables los factores de emisión de Nivel 1 presentados.

Además de tener un alto grado de incertidumbre, el método de Nivel 1 para los sistemas de petróleo y gas natural no permite que los países muestren cambios reales en las intensidades de las emisiones a través del tiempo (p. ej., debido a la instrumentación de medidas de control o a las características cambiantes de las fuentes). Las emisiones se toman fijas en proporción a los niveles de actividad, y los cambios producidos en las emisiones declaradas a través del tiempo simplemente reflejan los cambios en los niveles de actividad. Se necesitan los métodos de Nivel 2 y 3 para capturar los cambios reales en las intensidades de las emisiones. Sin embargo, pasar a estos métodos de nivel superior exige considerablemente más esfuerzo y, para los métodos de Nivel 3, más datos de la actividad detallados. La exhaustividad y la exactitud de la información de entrada usada para los métodos de nivel superior debe ser equiparable con los valores de la información de entrada usada para los niveles metodológicos inferiores, o mejor que ellos, para lograr resultados más exactos.

Las emisiones fugitivas de los gases de efecto invernadero procedentes de las actividades de captura e inyección de CO₂ relacionada con el petróleo y el gas (p. ej., inyección de gas ácido y proyectos de RMP que incluyen la inundación de CO₂) normalmente son pequeñas en comparación con la cantidad de CO₂ que se inyecta (p. ej., menos de un uno por ciento de los volúmenes de inyección). En los niveles metodológicos de Nivel 1 o 2 no se las diferencia de las emisiones fugitivas de los gases de efecto invernadero por las actividades asociadas de petróleo y gas. Los aportes de las emisiones procedentes de la captura e inyección de CO₂ se incluyeron en los datos originales sobre los cuales se desarrollaron los factores de Nivel 1 presentados (es decir, mediante la inclusión de la inyección de gas ácido y las actividades de RMP, junto con las actividades convencionales de petróleo y gas, considerando las concentraciones de CO₂ en los gases naturales, vapores y gases ácidos fugados, venteados y quemados en antorcha). Las pérdidas derivadas de la captura de CO₂ deben justificarse en la industria en la que se produce la captura, mientras que las pérdidas derivadas de las actividades de transporte, inyección y almacenamiento se evalúan por separado en el Capítulo 5.

CUADRO 4.2.2 PRINCIPALES CATEGORÍAS Y SUBCATEGORÍAS DEL SECTOR DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL	
Segmento de la industria	Subcategorías
Perforación de pozos	Todas
Prueba de pozos	Todas
Servicios a los pozos	Todas
Producción de gas	Gas seco ^a
	Metano de los yacimientos de carbón (producción primaria y mejorada)
	Otra recuperación mejorada de gas
	Gas dulce ^b
	Gas ácido ^c
Procesamiento del gas	Plantas de gas dulce
	Plantas de gas ácido
	Plantas de extracción de corte profundo ^d
Transmisión y almacenamiento del gas	Sistemas de tuberías
	Instalaciones de almacenamiento
Distribución del gas	Distribución rural
	Distribución urbana
Transporte de gases licuados	Condensado
	Gas licuado de petróleo (GPL)
	Gas natural licuado (GNL) (incluidas las instalaciones de licuefacción y gasificación asociadas)
Producción de petróleo	Petróleo crudo de densidad liviana y mediana (producción primaria, secundaria y terciaria)
	Petróleo pesado (producción primaria y mejorada)
	Alquitrán crudo (producción primaria y mejorada)
	Petróleo crudo sintético (de las arenas petrolíferas)
	Petróleo crudo sintético (del esquisto bituminoso)
Concentración del petróleo	Alquitrán crudo
	Petróleo pesado
Regeneración del óleo de desecho	Todas
Transporte de petróleo	Marina
	Tuberías
	Camiones cisterna y vagones cisterna
Refinación del petróleo	Petróleo pesado
	Petróleo crudo convencional y sintético
Distribución de productos refinados	Gasolina
	Diesel
	Combustible para la aviación
	Queroseno para motor a reacción
	Gas Oil (productos refinados intermedios)

- ^a El gas seco es un gas natural que no requiere control del punto de condensación del hidrocarburo para respetar las especificaciones del gas para la venta. No obstante, puede requerir tratamiento para cumplir las especificaciones de venta del contenido de agua y de gas ácido (es decir, H₂S y CO₂). El gas seco suele producirse a través de los pozos de gas huecos (menos de 1000 m de profundidad).
- ^b El gas dulce es gas natural que no contiene ninguna cantidad apreciable de H₂S (es decir, no requiere tratamiento para satisfacer los requisitos del gas para la venta de H₂S).
- ^c El gas ácido es un gas natural que debe ser tratado para satisfacer las restricciones del gas de venta respecto del contenido de H₂S.
- ^d Las plantas de extracción de corte profundo son plantas de procesamiento ubicadas en los sistemas de transmisión de gas que se utilizan para recuperar el etano residual y los hidrocarburos más pesados presentes en el gas natural.

NIVEL 2

El Nivel 2 consiste en utilizar las Ecuaciones de Nivel 1 (4.2.1 y 4.2.2) con factores de emisión específicos del país en vez de factores por defecto. Se debe aplicar a las categorías principales en las que no es practicable el uso de un método de Nivel 3. Es posible desarrollar los valores específicos del país a partir de estudios y programas de medición, o derivarlos aplicando inicialmente un método de Nivel 3 y luego retrocalculando los factores de emisión de Nivel 2 mediante las Ecuaciones 4.2.1 y 4.2.2. Por ejemplo, algunos países han estado aplicando los métodos de Nivel 3 para determinados años y han usado estos resultados para desarrollar los factores de Nivel 2 para usar en los años posteriores, hasta que se efectúe la siguiente evaluación de Nivel 3. En general, todos los factores de emisión (incluidos los valores de Nivel 1 y 2) deben ser reafirmados o actualizados periódicamente. La frecuencia con la cual se realizan tales actualizaciones debe ser acorde a los índices a los cuales las nuevas tecnologías, prácticas, normas y otros factores pertinentes (p. ej., los cambios en los tipos de actividades de petróleo y gas, el envejecimiento de los yacimientos y las instalaciones, etc.) penetran en el sector. Puesto que los nuevos factores de emisión desarrollados así dan cuenta de los cambios reales que se produjeron en el sector, no se los debe aplicar hacia atrás en la serie temporal.

Un método alternativo de Nivel 2 que se puede aplicar para estimar la cantidad de emisiones por venteo y quema en antorcha procedentes del segmento de producción de los sistemas de petróleo consiste en realizar un equilibrio de masa utilizando los volúmenes de producción específicos del país, las relaciones de gas al petróleo (RGP), las composiciones del gas y la información relativa al nivel de conservación del gas. Es posible aplicar este método usando las ecuaciones 4.2.3 a 4.2.8 que se presentan a continuación, y resulta apropiado en los casos en los que no hay disponibles valores fiables de venteo y quema en antorcha, pero se pueden obtener datos de RGP representativos y se espera que las emisiones producto del venteo y la quema en antorcha sean las fuentes dominantes de las emisiones fugitivas (es decir, la mayoría de la producción del gas asociado no se captura/conserva ni utiliza). En estas circunstancias, también puede usarse el método alternativo de Nivel 2 para estimar las emisiones fugitivas de gases de efecto invernadero resultado de las actividades de RMP, siempre que estén disponibles los análisis representativos del gas y vapor asociados, y que los aportes debidos a las emisiones fugitivas de los sistemas de transporte e inyección de CO₂ sean pequeños en comparación (como cabría esperar). Si se aplica el método alternativo de Nivel 2, tampoco deben justificarse los datos declarados de venteo o quema en antorcha que puedan estar disponibles para las fuentes meta, porque produciría un cómputo doble. Sin embargo, es una *buena práctica* comparar los volúmenes estimados de gas venteado y quemado en antorcha usando los datos RGP para los datos declarados disponibles venteados y quemados en antorcha, con el fin de identificar y resolver cualquier posible anomalía (es decir, los volúmenes calculados deben ser equiparables con los datos declarados disponibles o mayores si se cree que estos últimos están incompletos).

El Cuadro 4.2.3 muestra ejemplos de los valores de RGP típicos para los pozos petroleros de las ubicaciones seleccionadas. Los valores RGP reales pueden variar entre 0 y valores muy altos, según la geología local, el estado del reservorio productor y el índice de producción. Con independencia de lo antedicho, los valores RGP promedio para grandes cantidades de pozos petroleros tienden a ser más predecibles. Una revisión de los datos limitados para una cantidad de países y regiones indica que los valores RGP promedio para la producción convencional de petróleo debería estar comprendida en la escala de 100 a 350 m³/m³, según la ubicación.

CUADRO 4.2.3 ESCALAS TÍPICAS DE LAS RELACIONES GAS-PETRÓLEO PARA DIFERENTES TIPOS DE PRODUCCIÓN			
Tipo de producción de petróleo crudo	Ubicación	Valores RGP típicos (m ³ /m ³)	
		Escala ⁶	Promedio
Petróleo convencional	Alaska (Prudhoe Bay)	142 a 6234 ^{2,3}	ND
	Canadá	0 a 2.000+ ^{1,2}	No disponible (ND)
	Qatar (costera, 1 yacimiento petrolífero)	167 a 184 ⁴	173
	Qatar (en alta mar, 3 yacimientos petrolíferos)	316 a 386 ⁴	333
Petróleo pesado primario	Canadá	0 a 325+ ^{1,5}	ND
Petróleo pesado termal	Canadá	0 a 90 ¹	ND
Alquitrán crudo	Canadá	0 a 20 ¹	ND
¹ Fuente: basado en datos sin publicar para una selección de pozos de Canadá. ² Pueden darse valores de RGP notablemente mayores, pero estos pozos suelen estar clasificados como pozos de gas o existe una capa gasífera significativa y el gas normalmente se reinyecta hasta que se haya producido todo el petróleo recuperable. ³ Fuente: Mohaghegh, S.D., L.A. Hutchins and C.D. Sisk. 2002. Prudhoe Bay Oil Production Optimization: Using Virtual intelligence Techniques, Stage One: Neural Model Building. Presentado en la Conferencia técnica anual y exposición de SPE realizada en San Antonio, Texas, del 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002. ⁴ Fuente: Corporate HSE, Qatar Petroleum, Qatar-Doha 2004. ⁵ Se han observado valores altos de 7 160 m ³ /m ³ para algunos pozos en los que existe una capa gasífera significativa presente. No se realiza la reinyección de gas en estas aplicaciones. Se lo conserva, ventea o quema en antorcha. ⁶ Referencia en condiciones estándar de 15 °C y 101,325 kPa.			

Para aplicar la metodología de equilibrio de masa en el método alternativo de Nivel 2, es necesario considerar la suerte de todo el gas y vapor producidos. Se realiza, en parte, mediante la aplicación de un factor de eficacia de conservación (EC) que expresa la cantidad de gas y vapor producidos, que se captura y utiliza para combustible, se produce en los sistemas de recolección de gas o se reinyecta. Un valor de EC de 1,0 significa que todo el gas se conserva, utiliza o reinyecta y un valor de 0 significa que todo el gas se ventea o quema en antorcha. Puede esperarse que los valores varíen de 0,1 a 0,95. El límite inferior se aplica en los casos en los que se extrae solamente el combustible del gas producido y el resto se ventea o quema en antorcha. Un valor de 0,95 refleja las circunstancias en las que hay, generalmente, buen acceso a los sistemas de recolección del gas y las disposiciones locales hacen hincapié en la reducción del gas venteado y quemado en antorcha.

ECUACIÓN 4.2.3
MÉTODO ALTERNATIVO DE NIVEL 2 (EMISIONES PRODUCTO DEL VENDEO)

$$E_{\text{gas, prod petróleo, venteo}} = RGP \cdot Q_{\text{PETRÓLEO}} \cdot (1 - EC) \cdot (1 - X_{\text{Quemado en antorcha}}) \cdot M_{\text{gas}} \cdot y_{\text{gas}} \cdot 42,3 \times 10^{-6}$$

ECUACIÓN 4.2.4
MÉTODO ALTERNATIVO DE NIVEL 2 (EMISIONES DE CH₄ DEBIDAS A LA QUEMA EN ANTORCHA)

$$E_{\text{CH}_4, \text{ prod petróleo, quema en antorcha}} = RGP \cdot Q_{\text{PETRÓLEO}} \cdot (1 - EC) \cdot X_{\text{Quemado en antorcha}} \cdot (1 - FE) \cdot M_{\text{CH}_4} \cdot y_{\text{CH}_4} \cdot 42,3 \times 10^{-6}$$

ECUACIÓN 4.2.5**MÉTODO ALTERNATIVO DE NIVEL 2 (EMISIONES DE CO₂ DEBIDAS A LA QUEMA EN ANTORCHA)**

$$E_{CO_2, \text{ prod petróleo, quemado en antorcha}} = RGP \cdot Q_{PETRÓLEO} \cdot (1 - EC) \cdot X_{\text{Quemado en antorcha}} \cdot M_{CO_2} \cdot [y_{CO_2} + (N_{CCH_4} \cdot y_{CH_4} + N_{COVDM} \cdot y_{COVDM})(1 - X_{\text{Holl n}})] \cdot 4,23 \times 10^{-6}$$

ECUACIÓN 4.2.6**EMISIONES DE CH₄ PROCEDENTES DE LA QUEMA EN ANTORCHA Y EL VENTEO**

$$E_{CH_4, \text{ prod petróleo}} = E_{CH_4, \text{ prod petróleo}} + E_{CH_4, \text{ prod petróleo, quemado en antorcha}}$$

ECUACIÓN 4.2.7**EMISIONES DE CO₂ PROCEDENTES DEL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA**

$$E_{CO_2, \text{ prod petróleo}} = E_{CO_2, \text{ prod petróleo, venteo}} + E_{CO_2, \text{ prod petróleo, quemado en antorcha}}$$

ECUACIÓN 4.2.8**EMISIONES DE N₂O PROCEDENTES DE LA QUEMA EN ANTORCHA**

$$E_{N_2O, \text{ prod petróleo, quema en antorcha}} = RGP \cdot Q_{PETRÓLEO} (1 - EC) X_{\text{quema en antorcha}} EF_{N_2O}$$

Donde:

$E_{i, \text{ prod petróleo, venteo}}$ = cantidad directa (Gg/y) de gas de efecto invernadero i emitido por el venteo en las instalaciones de producción de petróleo.

$E_{i, \text{ prod petróleo, quema en antorcha}}$ = cantidad directa (Gg/y) de gas de efecto invernadero i emitido por la quema en antorcha en las instalaciones de producción de petróleo.

RGP = relación promedio gas-petróleo (m³/m³) referida a 15  C y 101,325 kPa.

$Q_{PETRÓLEO}$ = Producción total anual de petróleo (10³ m³/y).

M_{gas} = peso molecular del gas de interés (p. ej., 16,043 para el CH₄ y 44,011 para el CO₂).

$N_{C,i}$ = cantidad de moles de carbono por mol de compuesto i (es decir, 1 para el CH₄, 2 para C₂H₆, 3 para C₃H₈, 1 para el CO₂, 2,1 a 2,7 para la fracción de COVDM del gas natural y 4,6 para la fracción de COVDM de los vapores de petróleo crudo).

y_i = mol o fracción de volumen del gas asociado compuesto de la sustancia i (es decir, CH₄, CO₂ o COVDM).

EC = factor de eficacia de conservación del gas.

$X_{\text{Quemado en antorcha}}$ = fracción del gas de desecho que se quema en antorcha en lugar de ventearse. Con la excepción de los pozos de petróleo pesado primario, la mayor parte del gas de desecho se quema en antorcha.

FE = eficacia de destrucción de la quema en antorcha (es decir, la fracción del gas que deja la antorcha parcial o totalmente quemada). Típicamente, se supone un valor de 0,995 para las antorchas de refin r as y de 0,98 para las utilizadas en las instalaciones de producción y procesamiento.

$X_{\text{hollín}}$ = fracción del carbono no CO₂ de la corriente del gas de desecho de entrada que se convierte en hollín o en materia particulada durante la quema en antorcha. Ante la falta de datos aplicables, puede suponerse que este valor es 0 como aproximación conservadora.

EF_{N_2O} = factor de emisión para el N₂O procedente de la quema en antorcha (Gg/10³ m³ del gas asociado quemado en antorcha). Véase la base de datos de factor de emisión del IPCC (EFDB), los datos del fabricante u otras fuentes adecuadas para conocer el valor de este factor.

$42,3 \times 10^{-6}$ = es la cantidad de kmol por m^3 de gas referido en 101,325 kPa y 15 °C (es decir, $42,3 \times 10^{-3}$ kmol/ m^3) por un factor de conversión de unidades de 10^{-3} Gg/Mg que lleva los resultados de cada ecuación aplicable a unidades de Gg/y.

Los valores de $E_{CH_4, prod\text{ petróleo, venteo}}$ y $E_{CO_2, prod\text{ petróleo, venteo}}$ de las Ecuaciones 4.2.6 y 4.2.7 se estiman usando la Ecuación 4.2.3.

Se debe recordar que la Ecuación 4.2.5 da cuenta de las emisiones de CO_2 a través de un método similar al usado para la quema de combustible en la Sección 1.3 del capítulo Introducción del Volumen Energía. El término yCO_2 de esta ecuación justifica con eficacia la cantidad de gas no lavado (o CO_2 de formación) presente en el gas de desecho que se quema en antorcha. Los términos $NcCH_4 \bullet yCH_4$ y $NcCO_2DM \bullet yCO_2DM$ de la Ecuación 4.2.5 dan cuenta de la cantidad de CO_2 producida por unidad de CH_4 y CO_2DM oxidado.

NIVEL 3

El Nivel 3 comprende la aplicación de una evaluación rigurosa de abajo hacia arriba por tipo primario de fuente (p. ej., venteo, quema en antorcha, escapes fugitivos del equipo, pérdidas por evaporación y liberaciones accidentales) en el nivel de cada planta, con la justificación adecuada de los aportes procedentes de las instalaciones temporarias y menores de yacimientos o sitios de pozos. Se debe utilizar para las *categorías principales* en los casos en los que los datos necesarios de la actividad y la infraestructura están disponibles o es razonable obtenerlos. También debe usarse el Nivel 3 para estimar las emisiones procedentes de las instalaciones de superficie en las que se usan las prácticas de RMP, RMG y MYC junto con CCS. Se considera que los métodos que estiman las emisiones a un nivel menos desagregado que éste (p. ej., que relacionan las emisiones con la cantidad de instalaciones o de producción) son equivalentes a un método de Nivel 1 si se toman los factores aplicados de la bibliografía general, o a un método de Nivel 2 si se trata de valores específicos del país.

Entre los tipos principales de datos que se utilizarían en una evaluación de Nivel 3 se incluirían los siguientes:

- Inventario de las instalaciones, incluida una evaluación del tipo y la cantidad de equipos o unidades de proceso de cada planta, y los principales controles de emisión (p. ej., recuperación de vapor, incineración del gas de desecho, etc.).
- Inventario de pozos e instalaciones menores de los yacimientos (p. ej., deshidratadores del yacimiento, calefactores de línea, dosificación del sitio del pozo, etc.).
- Análisis específicos del país del gas de proceso, quemado en antorcha y venteo para cada subcategoría.
- Producción de gas ácido en el nivel de la planta, análisis y datos de disposición.
- Liberaciones atmosféricas declaradas debidas a fugas de pozo y rupturas de gasoducto.
- Factores de emisión específicos del país para escapes fugitivos del equipo, venteo y quema en antorcha sin justificar/declarar, pérdidas por descarga en las instalaciones de producción, pérdidas por evaporación, etc.
- La cantidad y la composición del gas ácido que se inyecta en las formaciones subterráneas seguras, para desecho.

Los proyectos de petróleo y gas que incluyen la inyección de CO_2 como forma de mejorar la producción (p. ej., los proyectos de RMP, RMG y MYC) o como opción de desecho (p. ej., inyección de gas ácido en las plantas de procesamiento del gas ácido) deben marcar la diferencia entre la parte de captura, transporte, inyección y secuestro de CO_2 del proyecto, y su porción de producción de petróleo y gas. La cantidad neta de CO_2 secuestrado y las emisiones fugitivas de los sistemas de CO_2 deben determinarse sobre la base de los criterios especificados en el Capítulo 5 para la captura y el almacenamiento de CO_2 . Se debe evaluar toda emisión fugitiva procedente de los sistemas de petróleo y gas de estos proyectos sobre la base de la orientación provista en este Capítulo 4, que presentará concentraciones de CO_2 cada vez mayores a través del tiempo, en los vapores de hidrocarburos y gas natural emitidos. Por consiguiente, es probable que los factores de emisión aplicados deban ser actualizados en forma periódica para dar cuenta de este hecho. Asimismo, se debe cuidar de garantizar que se produzca la contabilización total correcta de todo el CO_2 entre las dos porciones del proyecto.

4.2.2.3 ELECCIÓN DEL FACTOR DE EMISIÓN

NIVEL 1

En los Cuadros 4.2.4 y 4.2.5 se presentan los factores de emisión por defecto disponibles de Nivel 1. Todos los factores de emisión presentados están expresados en unidades de emisiones de masa por unidad de volumen de producción de petróleo o de gas. Mientras que algunos tipos de emisiones fugitivas se correlacionan de forma deficiente con la producción de una base de fuente individual o no guardan relación con ésta (p. ej., los escapes fugitivos del equipo), las correlaciones con la producción se vuelven más razonables cuando se toman en cuenta

grandes poblaciones de fuentes. Asimismo, las estadísticas de producción son los datos de la actividad que se encuentran disponibles de forma más coherente para usar en los cálculos de Nivel 1.

Solamente debe aplicarse el Cuadro 4.2.4 a los sistemas diseñados, operados y mantenidos según las normas norteamericanas y de Europa occidental. El Cuadro 4.2.5 suele aplicarse a los sistemas de los países en desarrollo y de los países que poseen economías en transición, en los que hay cantidades mucho mayores de emisiones fugitivas por unidad de actividad (muchas veces por un orden de magnitud o más). Entre los motivos de la existencia de emisiones mayores en estos casos pueden incluirse las normas de diseño menos exigentes, el uso de componentes de calidad inferior, el acceso restringido a los mercados del gas natural y, en algunos casos, la fijación de precios energéticos artificialmente bajos, lo que se traduce en una reducción de la conservación de la energía. También debe hacerse referencia a la base de datos de factor de emisión del IPCC (EFDB), puesto que puede contener los valores correspondientes a los factores de emisión de nivel superior.

CUADRO 4.2.4
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS^{a,b}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ¹		CO ₂ DM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Perforación de pozos	Todas	Quema en antorcha y venteo	1.B.2.a.ii o 1.B.2.b.ii	3.3E-05	±100%	1.0E-04	±50%	8.7E-07	±100%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
Prueba de pozos	Todas	Quema en antorcha y venteo	1.B.2.a.ii o 1.B.2.b.ii	5.1E-05	±50%	9.0E-03	±50%	1.2E-05	±50%	6.8E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
Servicios a los pozos	Todas	Quema en antorcha y venteo	1.B.2.a.ii o 1.B.2.b.ii	1.1E-04	±50%	1.9E-06	±50%	1.7E-05	±50%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
Producción de gas	Todas	Fugitivas ^d	1.B.2.b.iii.2	3.8E-04 a 2.3E-03	±100%	1.4E-05 a 8.2E-05	±100%	9.1E-05 a 5.5E-04	±100%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
		Quema en antorcha ^e	1.B.2.b.ii	7.6E-07	±25%	1.2E-03	±25%	6.2E-07	±25%	2.1E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
Procesamiento del gas	Plantas de gas dulce	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	4.8E-04 a 10.3E-04	±100%	1.5E-04 a 3.2E-04	±100%	2.2E-04 a 4.7E-04	±100%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	1.2E-06	±25%	1.8E-03	±25%	9.6E-07	±25%	2.5E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
	Plantas de gas ácido	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	9.7E-05	±100%	7.9E-06	±100%	6.8E-05	±100%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	2.4E-06	±25%	3.6E-03	±25%	1.9E-06	±25%	5.4E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
		Venteo de CO ₂ crudo	1.B.2.b.i	NA	NA	6.3E-02	-10 a +1000%	NA	NA	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo

CUADRO 4.2.4 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
	Plantas de extracción de corte profundo (plantas de fresado)	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	1.1E-05	±100%	1.6E-06	±100%	2.7E-05	±100%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	7.2E-08	±25%	1.1E-04	±50%	5.9E-08	±25%	1.2E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
	Total ponderado por defecto	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	1.5E-04 a 10.3E-04	±100%	1.2E-05 a 3.2E-04	±100%	1.4E-04 a 4.7E-04	±100%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	2.0E-06	±25%	3.0E-03	±50%	1.6E-06	±25%	3.3E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
		Venteo de CO ₂ crudo	1.B.2.b.i	NA	N/A	4.0E-02	-10 a +1000%	NA	N/A	NA	N/A	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
Transmisión y almacenamiento del gas	Transmisión	Fugitivas ^{fk}	1.B.2.b.iii.4	6.6E-05 a 4.8E-04	±100%	8.8E-07	±100%	7.0E-06	±100%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
		Venteo ^{ek}	1.B.2.b.i	4.4E-05 a 3.2E-04	±75%	3.1E-06	±75%	4.6E-06	±75%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
	Almacenamiento	Todas ^k	1.B.2.b.iii.4	2.5E-05	-20 a +500%	1.1E-07	-20 a +500%	3.6E-07	-20 a +500%	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable

CUADRO 4.2.4 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ¹		CO ₂ DM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Distribución del gas	Todas	Todas ^k	1.B.2.b.iii.5	1.1E-03	-20 a +500%	5.1E-05	-20 a +500%	1.6E-05	-20 a +500%	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de ventas de servicios
Transporte de gas natural licuado	Condensado	Todas ^k	1.B.2.a.iii.3	1.1E-04	±100%	7.2E-06	±100%	1.1E-03	±100%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de condensado y pentanos más
	Gas licuado de petróleo	Todas	1.B.2.a.iii.3	NA	NA	4.3E-04	±50%	ND	ND	2.2E-09	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de GLP
	Gas natural licuado	Todas	1.B.2.a.iii.3	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
Producción de petróleo	Petróleo convencional	Fugitivas (costeras)	1.B.2.a.iii.2	1.5E-06 a 3.6E-03	±100%	1.1E-07 a 2.6E-04	±100%	1.8E-06 a 4.5E-03	±100%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional
		Fugitivas (alta mar)	1.B.2.a.iii.2	5.9E-07	±100%	4.3E-08	±100%	7.4E-07	±100%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional
		Venteo	1.B.2.a.i	7.2E-04	±50%	9.5E-05	±50%	4.3E-04	±50%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	2.5E-05	±50%	4.1E-02	±50%	2.1E-05	±50%	6.4E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional

CUADRO 4.2.4 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ¹		CO ₂ DM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
	Petróleo pesado /alquitrán frío	Fugitivas	1.B.2.a.iii.2	7.9E-03	±100%	5.4E-04	±100%	2.9E-03	±100%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo pesado
		Venteo	1.B.2.a.i	1.7E-02	±75%	5.3E-03	±75%	2.7E-03	±75%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo pesado
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	1.4E-04	±75%	2.2E-02	±75%	1.1E-05	±75	4.6E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo pesado
	Producción de petróleo termal	Fugitivas	1.B.2.a.iii.2	1.8E-04	±100%	2.9E-05	±100%	2.3E-04	±100%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de alquitrán termal
		Venteo	1.B.2.a.i	3.5E-03	±50%	2.2E-04	±50%	8.7E-04	±50%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de alquitrán termal
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	1.6E-05	±75%	2.7E-02	±75%	1.3E-05	±75%	2.4E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de producción de alquitrán termal
	Crudo sintético (de las arenas petrolíferas)	Todas	1.B.2.a.iii.2	2.3E-03	±75%	ND	ND	9.0E-04	±75%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de la producción de crudo sintético de las arenas petrolíferas

CUADRO 4.2.4 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
	Crudo sintético (del esquisto bituminoso)	Todas	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de producción de crudo sintético del esquisto bituminoso
	Total ponderado por defecto	Fugitivas	1.B.2.a.iii.2	2.2E-03	±100%	2.8E-04	±100%	3.1E-03	±100%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
		Venteo	1.B.2.a.i	8.7E-03	±75%	1.8E-03	±75%	1.6E-03	±75%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	2.1E-05	±75%	3.4E-02	±75%	1.7E-05	±75	5.4E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
Concentración del petróleo	Todas	Todas	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo concentrado
Transporte de petróleo	Tuberías	Todas ^k	1.B.2.a.iii.3	5.4E-06	±100%	4.9E-07	±100%	5.4E-05	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo transportado por tubería

CUADRO 4.2.4 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
	Camiones cisterna y vagones cisterna	Ventoeo ^k	1.B.2.a.i	2.5E-05	±50%	2.3E-06	±50%	2.5E-04	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo transportado por camión cisterna
	Carga de la producción en alta mar en los buques cisterna	Ventoeo ^k	1.B.2.a.i	ND ^h	ND	ND ^h	ND	ND ^h	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo transportado por buques cisterna
Refinación del petróleo	Todas	Todas	1.B.2.a.iii.4	2,6x10 ⁻⁶ a 41,0x10 ⁻⁶	±100%	ND	ND	0,0013 ⁱ	±100%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo refinado.
Distribución de productos refinados	Gasolina	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	0,0022 ^j	±100%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto distribuido.
	Diesel	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto transportado.
	Combustible para la aviación	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto transportado.
	Queroseno para motor a reacción	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto transportado.

CUADRO 4.2.4 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS^{A,B}

NA – No aplicable ND – No determinado

^a Si bien los factores de emisión presentados pueden variar de forma considerable de un país a otro, se espera que se produzcan las mayores diferencias respecto del venteo y la quema en antorcha, en particular para la producción de petróleo, debido al potencial de existir diferencias significativas en la cantidad de conservación y utilización de gas practicadas.

^b El rango de los valores correspondientes a las emisiones fugitivas se atribuye principalmente a las diferencias existentes en la cantidad de infraestructura del proceso (p. ej., cantidad y tamaño promedio de las instalaciones) por unidad de producción de gas.

^c «Todas» denota todas las emisiones fugitivas, así como las emisiones por venteo y quema en antorcha.

^d «Fugitivas» denota todas las emisiones fugitivas, incluidas las procedentes de escapes fugitivos del equipo, pérdidas por almacenamiento, el uso del gas natural como medio de provisión para los dispositivos a gas (p. ej., bucles de control de instrumentos, bombas de inyección química, arrancadores de compresor, etc.) y venteo de las descargas gaseosas de columna fija procedentes de los deshidratadores de glicol. La escala de valores presentada refleja la diferencia que existe entre las emisiones fugitivas en las emisiones extraterritoriales (el valor menor) y costeras (el valor mayor).

^e «Quema en antorcha» denota las emisiones procedentes de todos los sistemas de antorcha continua y de emergencia. Los índices específicos de quema en antorcha pueden variar significativamente de un país a otro. Si se conocen los volúmenes reales quemados en antorcha, se los debe utilizar para determinar las emisiones por quema en vez de aplicar los factores de emisión presentados a los índices de producción. Los factores de emisión para la estimación directa de las emisiones de CH₄, CO₂ y N₂O procedentes de los volúmenes quemados en antorcha declarados son 0,012, 2,0 y 0,000023 Gg, respectivamente, por 10⁶ m³ de gas quemado en antorcha, sobre la base de una eficacia de quema del 98% y un análisis típico de gas en la planta de procesamiento del gas (es decir, 91,9% CH₄, 0,58% CO₂, 0,68% N₂ y 6,84% hidrocarburos no metano por volumen).

^f El factor mayor refleja el uso de compresores alternativos en el sistema, mientras que el factor menor refleja principalmente los compresores centrífugos.

^g «Venteo» denota el venteo declarado de desechos asociados y del gas en solución en las instalaciones de producción de petróleo y los volúmenes de gas de desecho procedentes de la depuración, purga y alivio de emergencia en las instalaciones de gas. Si se conocen los volúmenes reales venteados, se los debe utilizar para determinar las emisiones por venteo en vez de aplicar los factores de emisión presentados a los índices de producción. Los factores de emisión para la estimación directa de las emisiones de CH₄ y CO₂ procedentes de los volúmenes venteados declarados son de 0,66 y 0,0049 Gg, respectivamente, por 10⁶ m³ de gas venteado, sobre la base de un análisis de gas típico para los sistemas de transmisión y distribución del gas (es decir, 97,3% CH₄, 0,26% CO₂, 1,7% N₂ y 0,74% de hidrocarburos no metano por volumen).

^h Si bien no hay factores disponibles para la carga marítima de la producción extraterritorial para Norteamérica, los datos noruegos indican un factor de emisión de CH₄ de 1,0 a 3,6 Gg/10³ m³ de petróleo transferido (derivado de los datos provistos por la autoridad noruega de control de contaminación, 2000).

ⁱ Se estima sobre la base de factores de emisión agregados para los escapes fugitivos del equipo, la escisión catalítica de los fluidos y el almacenamiento y manejo de 0,53 kg/m³ (CPPI and Environment Canada, 1991), 0,6 kg/m³ (US EPA, 1995) y 0,2 g/kg (suponiendo que la mayoría de los productos volátiles se guarda en tanques con techo flotante con sellos secundarios) (EMEP/CORINAIR, 1996).

^j Estimado sobre la base de las pérdidas por evaporación promedio supuestas de 0,15 por ciento de la producción en la terminal de distribución y pérdidas adicionales de 0,15 por ciento de la producción en el punto de venta minorista. Estos valores son mucho menores en los casos en los que se produce la recuperación de vapor de la Etapa 1 y 2, y puede ser mucho mayor en climas cálidos.

^k Los valores de los COVDM se derivan de los valores de metano basados en la relación de las fracciones de masa de los COVDM al CH₄. Se utilizan valores de 0,0144 kg/kg para la transmisión y distribución del gas, 9,951 kg/kg para el transporte de petróleo y condensado y 0,3911 kg/kg para la producción de petróleo crudo sintético.

^l Los factores de emisión de CO₂ presentados únicamente dan cuenta de las emisiones directas de CO₂, con excepción de la quema en antorcha, en cuyo caso los valores presentados dan cuenta de la suma de emisiones directas de CO₂ y aportes indirectos debidos a la oxidación atmosférica de las emisiones de carbono no CO₂ gaseoso.

Fuentes: Canadian Association of Petroleum Producers (1999, 2004); API (2004); GRI/US EPA (1996); US EPA (1999).

CUADRO 4.2.5
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Perforación de pozos	Todas	Quema en antorcha y venteo	1.B.2.a.ii o 1.B.2.b.ii	3.3E-05 a 5.6E-04	-12,5 a +800%	1.0E-04 a 1.7E-03	-12,5 a +800%	8.7E-07 a 1.5E-05	-12,5 a +800%	ND	ND	Gg por pozo perforado
Prueba de pozos	Todas	Quema en antorcha y venteo	1.B.2.a.ii o 1.B.2.b.ii	5.1E-05 a 8.5E-04	-12,5 a +800%	9.0E-03 a 1,5E-01	-12,5 a +800%	1.2E-05 a 2.0E-04	-12,5 a +800%	6.8E-08 a 1.1E-06	-10 a +1000%	Gg por pozo perforado.
Servicios a los pozos	Todas	Quema en antorcha y venteo	1.B.2.a.ii o 1.B.2.b.ii	1.1E-04 a 1.8E-03	-12,5 a +800%	1.9E-06 a 3.2E-05	-12,5 a +800%	1.7E-05 a 2.8E-04	-12,5 a +800%	ND	ND	Gg/año por pozo en producción o capaz
Producción de gas	Todas	Fugitivas ^d	1.B.2.b.iii.2	3.8E-04 a 2.4E-02	-40 a +250%	1.4E-05 a 1.8E-04	-40 a +250%	9.1E-05 a 1.2E-03	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
		Quema en antorcha ^e	1.B.2.b.ii	7.6E-07 a 1,0E-06	±75%	1.2E-03 a 1.6E-03	±75%	6.2E-07 a 8.5E-07	±75%	2.1E-08 a 2.9E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
Procesamiento del gas	Plantas de gas dulce	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	4.8E-04 a 1.1E-03	-40 a +250%	1.5E-04 a 3.5E-04	-40 a +250%	2.2E-04 a 5.1E-04	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	1.2E-06 a 1.6E-06	±75%	1.8E-03 a 2.5E-03	±75%	9.6E-07 a 1.3E-06	±75%	2.5E-08 a 3.4E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
	Plantas de gas ácido	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	9.7E-05 a 2.2E-04	-40 a +250%	7.9E-06 a 1.8E-05	-40 a +250%	6.8E-05 a 1.6E-04	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	2.4E-06 a 3.3E-06	±75%	3.6E-03 a 4.9E-03	±75%	1.9E-06 a 2.6E-06	±75%	5.4E-08 a 7.4E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
		Ventoeo de CO ₂ crudo	1.B.2.b.i	NA	NA	6.3E-02 a 1.5E-01	-10 a +1000%	NA	NA	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
	Plantas de extracción de corte profundo (plantas de fresado)	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	1.1E-05 a 2.5E-05	-40 a +250%	1.6E-06 a 3.7E-06	-40 a +250%	2.7E-05 a 6.2E-05	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	7.2E-08 a 9.9E-08	±75%	1.1E-04 a 1.5E-04	±75%	5.9E-08 a 8.1E-08	±75%	1.2E-08 a 8.1E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
	Total ponderado por defecto	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	1.5E-04 a 3.5E-04	-40 a +250%	1.2E-05 a 2.8E-05	-40 a +250%	1.4E-04 a 3.2E-04	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	2.0E-06 a 2.8E-06	±75%	3.0E-03 a 4.1E-03	±75%	1.6E-06 a 2.2E-06	±75%	3.3E-08 a 4.5E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
		Ventoeo de CO ₂ crudo	1.B.2.b.i	NA	N/A	4.0E-02 a 9.5E-02	-10 a +1000%	NA	N/A	NA	N/A	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Transmisión y almacenamiento del gas	Transmisión	Fugitivas ^f	1.B.2.b.iii.4	16.6E-05 a 1.1E-03	-40 a +250%	8.8E-07 a 2.0E-06	-40 a +250%	7.0E-06 a 1.6E-05	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
		Ventoe ^g	1.B.2.b.i	4.4E-05 a 7.4E-04	-40 a +250%	3.1E-06 a 7.3E-06	-40 a +250%	4.6E-06 a 1.1E-05	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
	Almacenamiento	Todas	1.B.2.b.iii.4	2.5E-05 a 5.8E-05	-20 a +500%	1.1E-07 a 2.6E-07	-20 a +500%	3.6E-07 a 8.3E-07	-20 a +500%	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
Distribución del gas	Todas	Todas	1.B.2.b.iii.5	1.1E-03 a 2.5E-03	-20 a +500%	5.1E-05 a 1.4E-04	-20 a +500%	1.6E-05 a 3.6E-5	-20 a +500%	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de ventas de servicios
Transporte de gas natural licuado	Condensado	Todas	1.B.2.a.iii.3	1.1E-04	-50 a +200%	7.2E-06	-50 a +200%	1.1E-03	-50 a +200%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de condensado y pentanos más
	Gas licuado de petróleo	Todas	1.B.2.a.iii.3	NA	NA	4.3E-04	±100%	ND	ND	2.2E-09	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de GLP
	Gas natural licuado	Todas	1.B.2.a.iii.3	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Producción de petróleo	Petróleo convencional	Fugitivas (costeras)	1.B.2.a.iii.2	1.5E-06 a 6.0E-02	-12.5 a +800%	1.1E-07 a 4.3E-03	-12.5 a +800%	1.8E-06 a 7.5E-02	-12.5 a +800%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional
		Fugitivas (alta mar)	1.B.2.a.iii.2	5.9E-07	-12.5 a +800%	4.3E-08	-12.5 a +800%	7.4E-07	-12.5 a +800%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional
		Venteo	1.B.2.a.i	7.2E-04 a 9.9E-04	±75%	9.5E-05 a 1.3E-04	±75%	4.3E-04 a 5.9E-04	±75%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	2.5E-05 a 3.4E-05	±75%	4.1E-02 a 5.6E-02	±75%	2.1E-05 a 2.9E-05	±75%	6.4E-07 a 8.8E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		CO ₂ DM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
	Petróleo pesado /alquitrán frío	Fugitivas	1.B.2.a.iii.2	7.9E-03 a 1.3E-01	-12. a +800%	5.4E-04 a 9.0E-03	-12. a +800%	2.9E-03 a 4.8E-02	-12. a +800%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo pesado
		Venteo	1.B.2.a.i	1.7E-02 a 2.3E-02	-67 a +150%	5.3E-03 a 7.3E-03	-67 a +150%	2.7E-03 a 3.7E-03	-67 a +150%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo pesado
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	1.4E-04 a 1.9E-04	-67 a +150%	2.2E-02 a 3.0E-02	-67 a +150%	1.1E-05 a 1.5E-05	-67 a +150%	4.6E-07 a 6.3E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo pesado
	Producción de petróleo termal	Fugitivas	1.B.2.a.iii.2	1.8E-04 a 3.0E-03	-12.5 a +800%	2.9E-05 a 4.8E-04	-12.5 a +800%	2.3E-04 a 3.8E-03	-12.5 a +800%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de alquitrán termal
		Venteo	1.B.2.a.i	3.5E-03 a 4.8E-03	-67 a +150%	2.2E-04 a 3.0E-04	-67 a +150%	8.7E-04 a 1.2E-03	-67 a +150%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de alquitrán termal
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	1.6E-05 a 2.2E-05	-67 a +150%	2.7E-02 a 3.7E-02	-67 a +150%	1.3E-05 a 1.8E-05	-67 a +150%	2.4E-07 a 3.8E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de producción de alquitrán termal

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		CO ₂ DM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
	Crudo sintético (de las arenas petrolíferas)	Todas	1.B.2.a.iii.2	2.3E-03 a 3.8E-02	-67 a +150%	ND	ND	9.0E-04 a 1.5E-02	-67 a +150%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de la producción de crudo sintético de las arenas petrolíferas
	Crudo sintético (del esquisto bituminoso)	Todas	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de producción de crudo sintético del esquisto bituminoso
	Total ponderado por defecto	Fugitivas	1.B.2.a.iii.2	2.2E-03 a 3.7E-02	-12,5 a +800%	2.8E-04 a 4.7E-03	-12,5 a +800%	3.1E-03 a 5.2E-02	-12.5 a +800%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
		Venteo	1.B.2.a.i	8.7E-03 a 1.2E-02	±75%	1.8E-03 a 2.5E-03	±75%	1.6E-03 a 2.2E-03	±75%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	2.1E-05 a 2.9E-05	±75%	3.4E-02 a 4.7E-02	±75%	1.7E-05 a 2.3	±75	5.4E-07 a 7.4E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Concentración del petróleo	Todas	Todas	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo concentrado
Transporte de petróleo	Tuberías	Todas	1.B.2.a.iii.3	5.4E-06	-50 a +200%	4.9E-07	-50 a +200%	5.4E-05	-50 a +200%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo transportado por tubería
	Camiones cisterna y vagones cisterna	Venteo	1.B.2.a.i	2.5E-05	-50 a +200%	2.3E-06	-50 a +200%	2.5E-04	-50 a +200%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo transportado por camión cisterna
	Carga de la producción en alta mar en los buques cisterna	Venteo	1.B.2.a.i	ND ^h	ND	ND ^h	ND	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo transportado por camión cisterna
Refinación del petróleo	Todas	Todas	1.B.2.a.iii.4	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo refinado.

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Distribución de productos refinados	Gasolina	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto transportado.
	Diesel	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto transportado.
	Combustible para la aviación	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto transportado.
	Queroseno para motor a reacción	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto transportado.

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

NA – No aplicable ND – No determinado

^a Si bien los factores de emisión presentados pueden variar de forma considerable de un país a otro, se espera que se produzcan las mayores diferencias respecto del venteo y la quema en antorcha, en particular para la producción de petróleo, debido al potencial de existir diferencias significativas en la cantidad de conservación y utilización de gas practicadas.

^b El rango de los valores correspondientes a las emisiones fugitivas se atribuye principalmente a las diferencias existentes en la cantidad de infraestructura del proceso (p. ej., cantidad y tamaño promedio de las instalaciones) por unidad de producción de gas.

^c «Todas» denota todas las emisiones fugitivas, así como las emisiones por venteo y quema en antorcha.

^d «Fugitivas» denota todas las emisiones fugitivas, incluidas las procedentes de escapes fugitivos del equipo, pérdidas por almacenamiento, el uso del gas natural como medio de provisión para los dispositivos a gas (p. ej., bucles de control de instrumentos, bombas de inyección química, arrancadores de compresor, etc.) y venteo de las descargas gaseosas de columna fija procedentes de los deshidratadores de glicol.

^e «Quema en antorcha» denota las emisiones procedentes de todos los sistemas de antorcha continua y de emergencia. Los índices específicos de quema en antorcha pueden variar significativamente de un país a otro. Si se conocen los volúmenes reales quemados en antorcha, se los debe utilizar para determinar las emisiones por quema en vez de aplicar los factores de emisión presentados a los índices de producción. Los factores de emisión para la estimación directa de las emisiones de CH₄, CO₂ y N₂O procedentes de los volúmenes quemados en antorcha declarados son 0,012, 2,0 y 0,000023 Gg, respectivamente, por 10⁶ m³ de gas quemado en antorcha, sobre la base de una eficacia de quema del 98% y un análisis típico de gas en la planta de procesamiento del gas (es decir, 91,9% CH₄, 0,58% CO₂, 0,68% N₂ y 6,84% hidrocarburos no metano por volumen).

^f El factor mayor refleja el uso de compresores alternativos en el sistema, mientras que el factor menor refleja principalmente los compresores centrífugos.

^g «Venteo» denota el venteo declarado de desechos asociados y del gas en solución en las instalaciones de producción de petróleo y los volúmenes de gas de desecho procedentes de la depuración, purga y alivio de emergencia en las instalaciones de gas. Si se conocen los volúmenes reales venteados se los debe utilizar para determinar las emisiones por venteo en vez de aplicar los factores de emisión presentados a los índices de producción. Los factores de emisión para la estimación directa de las emisiones de CH₄ y CO₂ de los volúmenes venteados declarados son de 0,66 y 0,0049 Gg, respectivamente, por 10⁶ m³ de gas venteado, sobre la base de un análisis de gas típico para los sistemas de transmisión y distribución del gas (es decir, 97,3% CH₄, 0,26% CO₂, 1,7% N₂ y 0,74% hidrocarburos no metano por volumen).

^h Si bien no hay factores disponibles para la carga marítima de la producción extraterritorial para Norteamérica, los datos noruegos indican un factor de emisión de CH₄ de 1,0 a 3,6 Gg/103 m³ de petróleo transferido (derivado de los datos provistos por la autoridad noruega de control de contaminación, 2000).

ⁱ Los factores de emisión de CO₂ presentados únicamente dan cuenta de las emisiones directas de CO₂, con excepción de la quema en antorcha, en cuyo caso los valores presentados dan cuenta de la suma de emisiones directas de CO₂ y aportes indirectos debidos a la oxidación atmosférica de las emisiones de carbono no CO₂ gaseoso.

Fuentes: Se han determinado los factores presentados en este cuadro fijando el límite inferior de la escala para cada categoría igual al menos a los valores publicados en el Cuadro 4.2.4 para Norteamérica. De lo contrario, todos los valores presentados fueron adaptados partiendo de los datos aplicables provistos en las Directrices del IPCC de 1996 y de los datos de medición limitados disponibles a partir de estudios sin publicar más recientes de los sistemas de gas natural de China, Rumania y Uzbekistán.

Los factores del Cuadro 4.2.4 para Norteamérica se derivan de los resultados detallados del inventario de emisiones para Canadá y los Estados Unidos y, en la medida de lo posible, se los actualizó partiendo de los valores presentados anteriormente en el documento Orientación sobre las buenas prácticas del IPCC (2000) para reflejar los resultados de los inventarios de emisiones más actuales y refinados. Donde resultó aplicable, se indicaron los factores del Compendio de API de metodologías para la estimación de emisiones de la industria del petróleo.

Los factores del Cuadro 4.2.4 se presentan como ejemplos y reflejan las siguientes prácticas y el estado de la industria del petróleo y del gas:

- se conserva la mayor parte del gas asociado;
- el gas dulce de desecho se quema en antorcha o se ventea;
- el gas ácido de desecho se quema en antorcha;
- muchas empresas de transmisión de gas están instrumentando en forma voluntaria programas para reducir las pérdidas de metano causadas por escapes fugitivos de los equipos;
- la industria del petróleo y del gas se encuentra madura y en decadencia en muchas áreas;
- la fiabilidad del sistema es alta;
- el equipo suele estar en buen estado de mantenimiento y se usan componentes de alta calidad;
- las roturas de línea y las explosiones de pozos son infrecuentes;
- el sector se encuentra muy regulado y estas disposiciones suelen hacerse cumplir de forma bastante rigurosa.

Se fijaron los factores de emisión presentados en el Cuadro 4.2.5 de modo que el límite inferior de cada rango sea al menos igual al valor correspondiente del Cuadro 4.2.4. De lo contrario, se han adaptado todos los valores partiendo de los factores presentados en las Directrices del IPCC, versión revisada en 1996 y de los datos de medición limitados disponibles para diversos estudios recientes del sector no publicados de sistemas de gas natural en los países en desarrollo o en los países con economías en transición. En los casos en los que se presentan los valores, se basan en los rangos relativos incluidos en las Directrices del IPCC, versión revisada en 1996, o se estiman sobre la base del dictamen de expertos y los datos de los informes sin publicar.

También se ha usado un método similar para estimar los valores de incertidumbre dados para los factores de emisión presentados. Las grandes incertidumbres dadas para algunos de los factores de emisión reflejan la alta variabilidad correspondiente entre las fuentes individuales, los tipos y el alcance de los controles aplicados y, en algunos casos, la cantidad limitada de datos disponibles. Para muchas categorías de fuente (p. ej., escapes de equipos), las emisiones fugitivas tienen una distribución sesgada en la que es responsable de la mayoría de las emisiones solo un pequeño porcentaje de la población. En los casos en los que las incertidumbres son menores o iguales que ± 100 por ciento, se supuso una distribución normal, que arroja la distribución simétrica acerca de la media. Siempre que el porcentaje U de incertidumbre declarada para una cantidad Q sea mayor que el 100 por ciento, el límite superior es $Q(100+U)/100$ y el inferior es $100Q/(100+U)$.

NIVEL 3 Y 2

En las Directrices del IPCC no se presentan los factores de emisión para realizar las evaluaciones de Nivel 3 y 2 debido a la gran cantidad de información y al hecho de que continuamente se actualizan estos datos para que incluyan los resultados adicionales de la medición y que reflejen el desarrollo y la penetración de las nuevas tecnologías y requisitos de control. Por el contrario, el IPCC ha creado una Base de datos de factores de emisión (EFDB) que se actualiza periódicamente y está disponible en Internet en www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/main.php. Además, aún deben efectuarse revisiones frecuentes de la bibliografía, para garantizar que se utilicen los mejores factores disponibles. Las referencias correspondientes a los valores seleccionados deben estar claramente documentadas. Típicamente, desarrollan y publican los factores de emisión los organismos ambientales y las asociaciones industriales. Quizá sea necesario desarrollar estimaciones de inventario en consulta con estas organizaciones. Por ejemplo, el Instituto Americano del Petróleo (API, del inglés *American Petroleum Institute*) lleva un Compendio de metodologías para la estimación de emisiones para la industria del petróleo y del gas, que actualizó por última vez en el año 2004. Dicho compendio se encuentra disponible en:

<http://api-ec.api.org/policy/index.cfm>.

Una herramienta de software para estimar las emisiones de los gases de efecto invernadero usando las ecuaciones del Compendio del API se encuentra disponible en:

<http://ghg.api.org>

Diversas asociaciones nacionales de la industria del petróleo y del gas también elaboraron una orientación para estimar las emisiones de los gases de efecto invernadero. Tales documentos pueden servir como referencias complementarias útiles, y suelen brindar procedimientos estratificados de cálculo específicos de la fuente. Se ofrece orientación sobre

los principios de contabilización del inventario en tanto se aplican al sector del petróleo y del gas, y las definiciones de los límites en las Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions (Directrices de la industria del petróleo para la declaración de las emisiones de gases de efecto invernadero) (International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, 2003):

www.ipieca.org/downloads/climate_change/GHG_Reporting_Guidelines.pdf.

Al seleccionar los factores de emisión, los valores elegidos deben ser válidos para la aplicación dada y estar expresados sobre la misma base que los datos de la actividad. También puede resultar necesario aplicar otros tipos de factores para corregir las diferencias locales y regionales existentes en las condiciones de funcionamiento y en las prácticas de diseño y mantenimiento, por ejemplo:

- los perfiles de la composición de los gases procedentes de determinados yacimientos petrolíferos y de gas para corregir la cantidad de CH₄, la formación de CO₂ y otras emisiones meta;
- las horas anuales de funcionamiento para corregir la cantidad de tiempo que una fuente se encuentra en servicio activo;
- las eficacias de las medidas de control específicas utilizadas.

Las siguientes son cuestiones extra que deben tenerse en cuenta al seleccionar los factores de emisión:

- es importante evaluar la aplicabilidad de los factores seleccionados para la aplicación de destino, para garantizar un comportamiento y características de la fuente similares o comparables;
- ante la falta de datos mejores, quizá sea necesario aplicar los factores declarados para otras regiones que practican niveles similares de control de emisión y presentan tipos de equipos comparables;
- en los casos en los que se realizan mediciones para desarrollar nuevos factores de emisión, únicamente deben aplicarse los procedimientos de prueba reconocidos o defendibles. Los métodos y procedimientos de garantía de calidad (GC) / control de calidad (CC) deben documentarse, las fuentes muestreadas deben ser representativas de las variaciones típicas que se dan en la población general de fuente, y debe realizarse un análisis estadístico para establecer el intervalo de confianza del 95 por ciento sobre los resultados promedio.

4.2.2.4 ELECCIÓN DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Entre los datos de la actividad necesarios para estimar las emisiones fugitivas procedentes de las actividades del petróleo y del gas se incluyen las estadísticas de producción, los datos relativos a la infraestructura (p. ej., inventarios de plantas / instalaciones, unidades de proceso, ductos y componentes de los equipos) y las emisiones declaradas de los derrames, los escapes accidentales y los daños de terceros. Los datos básicos de la actividad necesarios para cada método de evaluación y cada tipo de categoría de fuente primaria se resumen en el Cuadro 4.2.6, Requisitos típicos de los datos de la actividad para cada método de evaluación por tipo de categoría de fuente primaria.

NIVEL 1

Los datos de la actividad necesarios en el Nivel 1 se limitan a la información que puede obtenerse directamente de las estadísticas nacionales típicas del petróleo y del gas o estimarse fácilmente a partir de esta información. En el Cuadro 4.2.7 que se presenta a continuación se incluye una lista de los datos de la actividad que exige cada factor de emisión de Nivel 1 presentado en los Cuadros 4.2.4 y 4.2.5, así como la orientación adecuada para obtener o estimar cada uno de los valores de la actividad necesarios.

NIVEL 2

Los datos de la actividad necesarios para el abordaje metodológico estándar de Nivel 2 son iguales a los necesarios para el método de Nivel 1. Si se utiliza el método alternativo de Nivel 2 descrito en la Sección 4.2.2.2 para los sistemas de petróleo crudo, se requiere información adicional más detallada, incluidos los valores RGP promedio, acerca del alcance de la conservación del gas y los factores para prorratear los volúmenes de gas asociados a los desechos entre el venteo y la quema en antorcha. Debe desarrollarse esta información adicional sobre la base de las entradas de la industria.

CUADRO 4.2.6 REQUISITOS TÍPICOS DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD PARA CADA MÉTODO DE EVALUACIÓN DE LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DEL PETRÓLEO Y DEL GAS, POR TIPO DE CATEGORÍA DE FUENTE PRIMARIA		
Nivel de evaluación	Categoría de fuente primaria	Datos de la actividad mínimos necesarios
3	Ventoe / quema en antorcha del proceso	Volúmenes declarados Composiciones del gas Factores prorrate para dividir el ventoe de la quema en antorcha
	Pérdidas por almacenamiento	Factores del gas en solución Producción líquida Tamaños del tanque Composiciones del vapor
	Fugas del equipo	Número de plantas / instalaciones por tipo Procesos utilizados en cada planta Programas de componentes del equipo por tipo de unidad de proceso Composiciones del gas/vapor
	Dispositivos a gas	Cronograma de dispositivos a gas por tipo de unidad de proceso Factores de consumo de gas Tipo de medio de provisión Composición del gas
	Liberaciones accidentales y daños por terceros	Informes / resúmenes de los incidentes
	Migración del gas a la superficie y arcos de ventilación en superficie	Factores de emisión promedio y cantidad de pozos
	Perforación	Cantidad de pozos perforados Volúmenes declarados venteados / quemados en antorcha tomados de las pruebas de producción con tubería de perforación Emisiones típicas procedentes de los tanques de lodo
	Servicios a los pozos	Cómputo de los eventos de servicio por tipos
	Fugas en los ductos	Tipo de material de tubería Longitud del ducto
	Arenas petrolíferas / esquisto bituminoso expuestos	Área de la superficie expuesta Factores de emisión promedio
2	Ventoe y quema en antorcha de la producción de petróleo	Relaciones del gas al petróleo Volúmenes quemados en antorcha y venteados Volúmenes de gas conservado Volúmenes de gas reinyectado Volúmenes de gas utilizado Composiciones del gas
	Todas las demás	Producciones de petróleo y de gas
1	Todas	Producciones de petróleo y de gas

CUADRO 4.2.7 ORIENTACIÓN PARA OBTENER LOS VALORES DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD NECESARIOS PARA USAR EN EL MÉTODO DE NIVEL 1 PARA ESTIMAR LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS			
Categoría	Subcategoría	Valor necesario de los datos de la actividad	Orientación
Perforación de pozos	Todas	10 ³ m ³ de la producción total de petróleo	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Prueba de pozos	Todas	10 ³ m ³ de la producción total de petróleo	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Servicios a los pozos	Todas	10 ³ m ³ de la producción total de petróleo	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Producción de gas	Todas	10 ⁶ m ³ de producción de gas	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
		10 ⁶ m ³ de producción de gas	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Procesamiento del gas	Plantas de gas dulce	10 ⁶ m ³ carga de gas crudo	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están declarados los recibos totales del gas por planta de gas; de lo contrario, suponer que este valor es igual a la producción total de gas. Prorratear este valor entre las plantas de gas dulce y ácido. Ante la falta de información que permita prorratearlo, suponer que todas las plantas son de gas dulce.
	Plantas de gas ácido	10 ⁶ m ³ carga de gas crudo	
	Plantas de extracción de corte profundo (plantas de fresado)	10 ⁶ m ³ carga de gas crudo	Referir directamente de las estadísticas nacionales si se declaran los recibos totales de gas por planta de fresado ubicada en los sistemas de transmisión de gas; de lo contrario, suponer que este valor es igual a una porción adecuada de todo el gas natural comercializable. Ante la falta de información para efectuar esta prorrata, suponer que no hay plantas de fresado.
	Total ponderado por defecto	10 ⁶ m ³ de producción de gas	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Transmisión y almacenamiento del gas	Transmisión	10 ⁶ m ³ de gas comercializable	Referir directamente de las estadísticas nacionales usando el valor declarado para la provisión total neta. Es la suma de las importaciones más los recibos de gas totales netos de los yacimientos de gas y las plantas de procesamiento o reprocesamiento, luego de haber deducido todos los usos <i>upstream</i> , las pérdidas y los volúmenes de reinyección.
	Almacenamiento	10 ⁶ m ³ de gas comercializable	
Distribución del gas	Todas	10 ⁶ m ³ de ventas de servicios públicos	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles las estadísticas declaradas; de lo contrario, fijarlas en un valor igual a la cantidad de gas que manejan los sistemas de transmisión y almacenamiento del gas menos las exportaciones.
Transporte de gas natural licuado	Condensado	10 ³ m ³ de condensado y pentanos más	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Gas licuado de petróleo	10 ³ m ³ GLP	Referir directamente de las estadísticas nacionales.

CUADRO 4.2.7 (CONTINUACIÓN) ORIENTACIÓN PARA OBTENER LOS VALORES DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD NECESARIOS PARA USAR EN EL MÉTODO DE NIVEL 1 PARA ESTIMAR LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS			
Producción de petróleo	Petróleo convencional	10 ³ m ³ de la producción de petróleo convencional	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Petróleo pesado / alquitrán frío	10 ³ m ³ de la producción de petróleo pesado	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Producción de petróleo termal	10 ³ m ³ de la producción de alquitrán termal	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Crudo sintético (de las arenas petrolíferas)	10 ³ m ³ de la producción de crudo sintético de las arenas petrolíferas	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Crudo sintético (del esquisto bituminoso)	10 ³ m ³ de la producción de crudo sintético del esquisto bituminoso	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Total ponderado por defecto	10 ³ m ³ de la producción total de petróleo	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Concentración del petróleo	Todas	10 ³ m ³ de petróleo concentrado	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar en una cantidad igual a la producción total de petróleo crudo y alquitrán menos las exportaciones de estos petróleos crudos.
Transporte de petróleo	Tuberías	10 ³ m ³ de petróleo transportado por tubería	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar en una cantidad igual a la producción total de petróleo crudo más las importaciones.
	Camiones cisterna y vagones cisterna	10 ³ m ³ de petróleo transportado por camión cisterna	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, suponer (como primera aproximación) ese 50 por ciento del crudo total.
	Carga de la producción en alta mar en los buques cisterna	10 ³ m ³ de petróleo transportado por buque cisterna	Referir directamente de las estadísticas nacionales usando el valor declarado para las exportaciones de petróleo crudo y prorratear esta cantidad para dar cuenta solo de la fracción que exportan los buques cisterna. Si bien puede haber exportaciones por tubería, buque o camión cisterna, en general se realizan casi exclusivamente por uno de estos métodos. Se supone que se utilizan los buques cisterna casi exclusivamente para las exportaciones.
Refinación del petróleo	Todas	10 ³ m ³ de petróleo refinado.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total más las importaciones menos las exportaciones.
Distribución de productos refinados	Gasolina	10 ³ m ³ de producto distribuido.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total de gasolina por refinería más las importaciones menos las exportaciones.

CUADRO 4.2.7 (CONTINUACIÓN) ORIENTACIÓN PARA OBTENER LOS VALORES DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD NECESARIOS PARA USAR EN EL MÉTODO DE NIVEL 1 PARA ESTIMAR LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS			
	Diesel	10 ³ m ³ de producto transportado.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total de gasolina por refinería más las importaciones menos las exportaciones.
	Combustible para la aviación	10 ³ m ³ de producto transportado.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total de gasolina por refinería más las importaciones menos las exportaciones.
	Queroseno para motor a reacción	10 ³ m ³ de producto transportado.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total de gasolina por refinería más las importaciones menos las exportaciones.

NIVEL 3

Entre las cuestiones específicas que deben tenerse en cuenta al compilar los datos detallados de la actividad necesarios para usar en un método de Nivel 3 se incluyen los siguientes:

- Deben desagregarse las estadísticas de producción para capturar los cambios ocurridos en la producción (p. ej., debidos a las importaciones, exportaciones, al reprocesamiento, a las extracciones, etc.) al avanzar por los sistemas de petróleo y gas.
- Las estadísticas de producción provistas por el organismo oficial deben utilizarse en favor de las estadísticas disponibles a través de los organismos internacionales, tales como la AIE o la ONU, debido a que suelen presentar una mejor fiabilidad y desagregación. Los grupos de generación de informes regionales, provinciales / estatales y del sector pueden ofrecer incluso una mayor desagregación.
- Los datos de la producción usados para estimar las emisiones fugitivas deben corregirse, si corresponde, para que den cuenta de las posibles importaciones o exportaciones netas. Es posible que estén disponibles los datos de las importaciones y exportaciones para un país pero no los datos de la producción; no obstante, es poco probable que se presente la situación inversa.
- En los casos en los que se produce metano de yacimiento de carbón en un sistema de recopilación de gas natural, deben declararse todas las emisiones fugitivas asociadas en las categorías correspondientes de exploración y producción de gas natural. Esto sucede por defecto puesto que el gas producido se convierte en un producto básico al ingresar en el sistema de recopilación del gas y se lo justifica automáticamente del mismo modo en el que se justifica el gas de cualquier otro pozo cuando ingresa en el sistema de recopilación. El hecho de que el gas provenga de una formación de carbón solamente es perceptible a un nivel muy desagregado. Una vez que se extrae el gas de una formación de carbón, independientemente del motivo, y no se produce el gas hacia un sistema de recopilación, deben asignarse las emisiones asignadas al sector del carbón de la sección correspondiente de la categoría 1.B.1 del IPCC.
- Los volúmenes venteados y quemados en antorcha de las estadísticas del petróleo y del gas pueden ser muy sospechosos porque suelen ser estimaciones y no basarse en las mediciones reales. Además, muchas veces se agregan los valores y se los declara simplemente como volúmenes quemados en antorcha. Deben revisarse las prácticas de funcionamiento de cada segmento del sector con los representantes de éste, para determinar si los volúmenes declarados son efectivamente venteados o quemados en antorcha, o para desarrollar la proporción correspondiente del venteo respecto de la quema en antorcha. También deben efectuarse auditorías o revisiones de cada segmento del sector para determinar si todos los volúmenes venteados y quemados en antorcha están declarados realmente (por ejemplo, las emisiones del gas en solución procedentes de los tanques de almacenamiento y de los dispositivos de tratamiento, de la quema en antorcha / el venteo de emergencia, la fuga hacia los sistemas de venteo / antorcha, y es probable que no necesariamente estén justificados los volúmenes de depuración y purga).
- Los datos relativos a la infraestructura son más difíciles de obtener que las estadísticas de la producción. La información relativa a las cantidades y los tipos de instalaciones principales y los tipos de procesos usados en

estas plantas muchas veces puede estar disponible a través de los organismos regulatorios y los grupos industriales, o directamente a través de las empresas reales.

- La información acerca de las instalaciones menores (p. ej., la cantidad de deshidratadores y compresores de campo) no suele estar disponible, ni siquiera a través de las empresas de petróleo y gas. En consecuencia, deben plantearse hipótesis, sobre la base de las prácticas locales de diseño, para estimar la cantidad de instalaciones. Quizá se requiera trabajo de campo para desarrollar los factores de estimación o las correlaciones adecuados.
- Muchas empresas utilizan sistemas informáticos de gestión de la información relativa a la inspección y al mantenimiento. Estos sistemas pueden ser un medio muy fiable de contabilizar las principales unidades de equipos (p. ej., compresores, calefactores de proceso y calderas, etc.) en las instalaciones seleccionadas. Asimismo, algunos departamentos de una empresa pueden llevar bases de datos de ciertos tipos de equipos o instalaciones por diversos motivos internos (p. ej., contabilización impositiva, contabilización de producción, registros de seguro, programas de control de calidad, auditoría de seguridad, renovaciones de licencias, etc.). Se deben hacer esfuerzos para identificar estas fuentes de información potencialmente útiles.
- Los cálculos de componentes por tipo de unidad de proceso pueden variar drásticamente entre las distintas instalaciones y los países, debido a las diferencias de diseño y prácticas de funcionamiento. De este modo, si bien en un comienzo puede ser adecuado usar los valores declarados en la bibliografía general, los países deben esforzarse por desarrollar sus propios valores.
- La utilización de terminología coherente y definiciones claras es fundamental para elaborar el cálculo de las instalaciones y los componentes del equipo, y para permitir comparaciones significativas de los resultados con otros.
- Algunas estadísticas de producción pueden declararse en unidades de energía (sobre la base de su valor de calefacción) y se las debe convertir en una base de volumen, o viceversa, para la aplicación de los factores de emisión disponibles. Típicamente, en los casos en los que se expresan los valores de producción en unidades de energía, es en términos del valor de calefacción bruto (o superior) del producto. No obstante, en los casos en los que se expresan los factores de emisión sobre una base energética, normalmente es en términos del valor de calefacción neto (o inferior) del producto. Para realizar la conversión de los datos energéticos sobre una base de VCB a una base VCN, la Agencia Internacional de Energía supone una diferencia del 5 por ciento para el petróleo y del 10 por ciento para el gas natural. Las corrientes individuales de gas natural que son muy ricas o poseen un alto contenido de impurezas pueden diferir de estos valores promedio. Los factores de emisión y los datos de la actividad deben ser coherentes entre sí.
- Las importaciones y exportaciones de petróleo y gas modifican los niveles de la actividad en las porciones correspondientes inferiores de estos sistemas.
- Las actividades de producción son las que más contribuyen a las emisiones fugitivas procedentes de las actividades del petróleo y del gas en los países que poseen bajos volúmenes de importación respecto del consumo y los volúmenes de exportación. La transmisión y distribución del gas y la refinación del petróleo suelen contribuir más a estas emisiones en los países que poseen volúmenes de importación relativamente altos. En general, los importadores netos suelen tener emisiones específicas inferiores a los exportadores netos.

4.2.2.5 EXHAUSTIVIDAD

La exhaustividad es una cuestión de peso para el desarrollo de un inventario de emisiones fugitivas para la industria del petróleo y del gas. Se la puede abordar a través de las comparaciones directas con otros países y, para los inventarios refinados, mediante comparaciones entre las empresas individuales del mismo segmento y subcategoría industriales. Para ello, es preciso usar definiciones y esquemas de clasificación coherentes. Por ejemplo, en Canadá, la industria del petróleo *upstream* ha adoptado un esquema de referencia (benchmarking) que compara los resultados del inventario de emisiones de cada empresa según la intensidad producción - energía y la intensidad producción carbono. Esa referencia les permite a las empresas evaluar su desempeño ambiental relativo. También señala, a un nivel alto, las anomalías o los posibles errores que deben investigarse y resolverse.

Pueden usarse los factores indicativos presentados en el Cuadro 4.2.8 para calificar las pérdidas de metano específicas en bajas, medianas o altas, y ayudar a evaluar su razonabilidad. Si las pérdidas específicas de metano son notablemente inferiores a la marca de referencia baja o mayores que la marca alta, debe explicarse la situación; de lo contrario, puede ser un indicio de posibles aportes perdidos o contabilizados dos veces, respectivamente. No debe utilizarse el ranking de pérdidas específicas de metano respecto de los factores indicativos presentados como base para escoger el método de evaluación más adecuado; por el contrario, debe tenerse en cuenta el total de emisiones (es decir, el producto de los datos de la actividad y los factores de emisión), la complejidad del sector y los recursos de evaluación disponibles.

Si se crean los inventarios de emisiones a partir de una compilación de inventarios del nivel de la compañía individual, se debe cuidar de garantizar que se incluyan todas las empresas. Quizá se necesiten extrapolaciones adecuadas para justificar las empresas que no declaran.

CUADRO 4.2.8 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE GAS EN BAJA, MEDIA O ALTA EN LOS TIPOS DE PLANTAS DE GAS NATURAL SELECCIONADOS					
Plantas	Datos de la actividad	Factores de emisión anuales			
		Bajo	Mediano	Alto	Unidades de medida
Producción y procesamiento	Producción neta de gas (es decir, producción comercializada)	0,05	0,2	0,7	% de producción neta
Sistemas de ductos de transmisión	Longitud de los ductos de transmisión	200	2 000	20 000	m ³ /km/año
Estaciones de compresores	Capacidad instalada del compresor	6 000	20 000	100 000	m ³ /MW/año
Almacenamiento subterráneo	Capacidad de trabajo de las estaciones de almacenamiento subterráneo	0,05	0,1	0,7	% de capacidad del gas de trabajo
Planta de GNL (licuefacción o regasificación)	Producción de gas	0,005	0,05	0,1	% de producción
Estaciones de dosificador y regulador	Cantidad de estaciones	1 000	5 000	50 000	m ³ /estación/año
Distribución	Longitud de la red de distribución	100	1 000	10 000	m ³ /km/año
Uso del gas	Cantidad de artefactos a gas	2	5	20	m ³ /artefacto/año
Fuente: Adaptado por los autores de obras actualmente sin publicar por la Unión internacional del gas y basado en datos correspondientes a una decena de países, incluidos Rusia y Argelia.					

Las fuentes individuales más pequeñas, cuando se agregan nacionalmente en el transcurso de un año, muchas veces pueden constituir un aporte total significativo. Por lo tanto, es una *buena práctica* no descartarlas. Una vez efectuada una evaluación exhaustiva, existe la base para simplificar el método y asignar mejor los recursos en el futuro, para reducir las incertidumbres de los resultados.

Si un país ha estimado sus emisiones fugitivas procedentes de parte o todo el sistema de petróleo y gas natural, sobre la base de un reacomodamiento de las estimaciones declaradas por las compañías individuales de petróleo y gas, es una *buena práctica* documentar los pasos tomados para garantizar que los resultados sean exhaustivos, transparentes y coherentes en toda la serie temporal. Deben resaltarse las correcciones efectuadas para justificar las empresas o instalaciones que no declararon y las medidas tomadas para evitar los datos perdidos o el cómputo doble (en particular si hubo cambios en la propiedad) y para evaluar las incertidumbres.

4.2.2.6 DESARROLLO DE UNA SERIE TEMPORAL COHERENTE

Lo ideal es confeccionar las estimaciones de emisiones para el año de base y los años subsiguientes con el mismo método. El objetivo es lograr que las estimaciones de emisiones para toda la serie temporal reflejen las tendencias reales de las emisiones de gases de efecto invernadero. Los factores de emisión o de control que se modifican con el tiempo (p. ej., debido a los cambios producidos en la demografía de origen o la penetración de las tecnologías de control) deben actualizarse con regularidad y, cada vez, aplicarse únicamente al período para el cual son válidos. Por ejemplo, si se somete un dispositivo de control de emisiones a una actualización retrospectiva a una fuente, se aplica un nuevo factor de emisión a esa fuente de allí en más; no obstante, aún debe aplicarse el factor de emisión usado con anterioridad, que refleja las condiciones anteriores a la actualización, para todos los años anteriores de la serie temporal. Si se refinó un factor de emisión a través de más pruebas y ahora refleja una mayor comprensión de la fuente

o de la categoría de fuente, deben actualizarse todas las estimaciones previas para reflejar el uso del factor mejorado, y debe declararse de forma transparente.

Si faltan algunos datos históricos, aún debe ser posible usar los resultados de las mediciones específicas de la fuente en combinación con técnicas de predicción retrospectiva para establecer una relación aceptable entre las emisiones y los datos de la actividad del año de base. Los métodos usados para ello dependen de la situación específica y se los analiza en términos generales en el Capítulo 5 del Volumen 1 de las Directrices de 2006.

En caso de desarrollar estimaciones de emisión sobre la base de un reacomodamiento de las estimaciones de la compañía individual, se necesita un mayor esfuerzo para mantener la coherencia de la serie temporal, en particular si hay cambios frecuentes en la titularidad de las instalaciones y cada nuevo propietario aplica diferentes metodologías y factores de emisión, sin hacer lo propio con estos cambios retrospectivamente en la serie temporal.

4.2.2.7 EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRE

Entre las fuentes de error que pueden producirse se incluyen las siguientes:

- errores de medición;
- errores de extrapolación;
- incertidumbres inherentes de las técnicas de estimación seleccionadas;
- información faltante o incompleta relativa a la población de fuente y a los datos de la actividad;
- comprensión deficiente de las variaciones temporales y estacionales de las fuentes;
- contabilización por encima y por debajo de los valores reales, debida a la confusión o a las incoherencias de las divisiones de las categorías y las definiciones de fuente;
- aplicación incorrecta de los datos de la actividad o los factores de emisión;
- errores en los datos de la actividad declarados;
- falta de contabilización de las operaciones de transferencia intermedias y las actividades de reprocesamiento (por ejemplo, el nuevo tratamiento del *slop oil*, el tratamiento de los recibos del petróleo extranjero y la reiterada deshidratación de los caudales de gas: en el yacimiento, en la planta y con posterioridad al almacenamiento);
- diferencias en la eficacia de los dispositivos de control, el deterioro potencial de su desempeño a través del tiempo y la falta de contabilización de las medidas de control.

En las subsecciones siguientes se presenta la orientación relativa a la evaluación de las incertidumbres de los factores de emisión y de los datos de la actividad.

4.2.2.7.1 INCERTIDUMBRES DEL FACTOR DE EMISIÓN

La incertidumbre del factor de emisión depende tanto de la exactitud de las mediciones sobre las que se basa como del grado al cual estos resultados reflejan el comportamiento promedio de la población de fuente meta. En consecuencia, los factores de emisión desarrollados a partir de los datos medidos en un país pueden tener un conjunto de incertidumbres cuando se aplican los factores en ese país y otro conjunto de incertidumbres cuando se los aplica en otro país. Así, si bien es difícil establecer un conjunto de incertidumbres que se aplique siempre, se ha provisto un grupo de valores por defecto en los Cuadros 4.2.4 y 4.2.5 para los factores por defecto. Estas incertidumbres están estimadas sobre la base del dictamen de expertos y reflejan el nivel de incertidumbre que puede esperarse cuando se utilizan los factores de emisión correspondientes para desarrollar las estimaciones de emisión en el nivel nacional. Cabría esperar que el uso de los factores presentados para estimar las emisiones procedentes de instalaciones o fuentes individuales genere incertidumbres mucho mayores.

4.2.2.7.2 INCERTIDUMBRES DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Los porcentajes citados en esta sección se basan en el dictamen de expertos y tienen por objeto aproximar el intervalo de confianza del 95 por ciento a la estimación central. Las composiciones de gas suelen ser exactas dentro de ± 5 por ciento sobre los componentes individuales. Los caudales de flujo suelen tener errores de ± 3 por ciento o menos para los volúmenes de venta y ± 15 por ciento o más para otros volúmenes. Las estadísticas de producción o los análisis² de disposición pueden diferir de un organismo declarante a otro, aunque se basen en

² El análisis de disposición brinda una contabilidad reconciliada de los hidrocarburos producidos desde el cabezal de pozo, o punto de recepción, hasta el punto de venta final o de exportación. Entre las categorías típicas de disposición se incluyen los volúmenes quemados en antorcha / venteados, la utilización de combustible, las pérdidas del sistema, los volúmenes añadidos al inventario/almacenamiento o quitados de éste, las importaciones, exportaciones, etc.

los mismos resultados de las mediciones originales (p. ej., debido a las posibles diferencias en errores terminológicos y potenciales al resumir estos datos). Pueden utilizarse estas discrepancias como indicio de la incertidumbre de los datos. Existe una incertidumbre adicional si hay un sesgo inherente en los resultados de la medición original (por ejemplo, los medidores de ventas suelen estar diseñados para errar a favor del cliente, y los sistemas de manejo de líquidos tienen un sesgo negativo debido a las pérdidas por evaporación). Puede suponerse que los errores de contabilización y medición aleatoria son insignificantes cuando se agregan a toda la industria.

Se conocen los cálculos de las instalaciones de envergadura (p. ej., las plantas de gas, las refinerías y las estaciones de compresores de transmisión) con un error mínimo, de haberlo (p. ej., menos del 5 por ciento). Cuando se producen errores en estos cálculos suele obedecer a ciertas incertidumbres respecto de la cantidad de plantas nuevas construidas y plantas viejas desmanteladas durante el período.

Los cálculos de las plantas del pozo, las instalaciones menores del yacimiento y las estaciones de compresores de recopilación de gas, así como el tipo y la cantidad de equipos de cada sitio son conocidos con mucha menos exactitud, si es que se los conoce (p. ej., al menos el ± 25 por ciento de incertidumbre o más).

Las estimaciones de las reducciones de emisiones resultado de las acciones individuales de control pueden ser exactas a un valor comprendido dentro del ± 25 por ciento, según la cantidad de subsistemas o fuentes tomados en cuenta.

4.2.3 Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario

Es una *buena práctica* realizar procedimientos de control de calidad como se describe en el Volumen 1, Capítulo 6, de las *Directrices del IPCC de 2006*, los procedimientos generales de CC para el nivel del inventario de Nivel 1, y la revisión de expertos de las estimaciones de emisión. Otros controles de calidad extra, planteados en el Volumen 1, Capítulo 5 de las *Directrices del IPCC de 2006*, y los procedimientos de garantía de calidad también pueden ser aplicables, en particular si se usan métodos de nivel superior para determinar las emisiones procedentes de esta categoría de fuente. Se alienta a los compiladores de los inventarios a usar GC/CC de nivel superior para las *categorías principales* identificados en el Capítulo 4 del Volumen 1 de las *Directrices del IPCC de 2006*.

Además de la orientación provista en el Volumen 1, Capítulo 6 de las *Directrices del IPCC de 2006*, se delinean a continuación los procedimientos específicos pertinentes para esta categoría de fuente.

PARTICIPACIÓN DE LA INDUSTRIA

Los inventarios de emisiones para las industrias grandes y complejas de petróleo y gas son susceptibles a los errores significativos, debido a que hubo fuentes perdidas o no justificadas. Para minimizar esos errores, es importante obtener la participación activa de la industria en la creación y refinación de estos inventarios.

REVISIÓN DE LAS MEDICIONES DIRECTAS DE EMISIONES

Si se utilizan las mediciones directas para desarrollar factores de emisión específicos del país, el compilador del inventario debe establecer si se hicieron las mediciones en los sitios según los métodos estándar reconocidos. Si las prácticas de medición no cumplen con este criterio, entonces debe evaluarse cuidadosamente la utilización de estos datos de emisión, deben reconsiderarse las estimaciones y deben documentarse las calificaciones.

CONTROL DE LOS FACTORES DE EMISIÓN

El compilador del inventario debe comparar los factores basados en la medición con los factores por defecto del IPCC y los factores desarrollados por otros países con características industriales similares. Si se utilizan los factores por defecto del IPCC, el compilador debe garantizar que sean aplicables y pertinentes a la categoría. De ser posible, deben compararse los factores por defecto del IPCC con los datos nacionales o locales para obtener un indicio mayor de que los factores son aplicables.

VERIFICACIÓN DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Posiblemente se necesiten varios tipos diferentes de datos de la actividad para esta categoría de fuente, según qué nivel metodológico se utilice para estimar las emisiones. Si están disponibles los datos de la actividad de numerosas fuentes (es decir, de las organizaciones de estadísticas nacionales e industriales) deben contrastarse entre sí estos conjuntos de datos para evaluar su razonabilidad. Es preciso explicar y documentar las diferencias

significativas que presenten los datos. Deben verificarse las tendencias de los principales responsables de las emisiones y datos de la actividad a través del tiempo, y deben investigarse las anomalías.

REVISIÓN EXTERNA

Los inventarios de emisiones correspondientes a las industrias grandes y complejas del petróleo y del gas son susceptibles de contener errores significativos debido a que pueden haberse perdido o no justificado algunas fuentes, o debido a la personalización de los factores de emisión promedio tomados de una fuente de datos que representa las estimaciones de otro país u otra región con características de funcionamiento diferentes de aquellas del país en el que está aplicándose el factor de emisión. Para minimizar esos errores, es importante obtener la participación activa de la industria en la creación y refinación de estos inventarios.

4.2.4 Generación de informes y documentación

Es una *buena práctica* documentar y archivar toda la información requerida para producir las estimaciones del inventario de emisiones nacionales, como se plantea en el Capítulo 8 del Volumen 1 de las Directrices de 2006.

Quizá no resulte práctico incluir toda la documentación de respaldo en el informe del inventario. Sin embargo, como mínimo, debe incluir resúmenes de los métodos utilizados y referencias a los datos de fuentes, de modo que las estimaciones de las emisiones declaradas resulten transparentes y que puedan ser reproducidas las etapas para calcularlas. Se espera que muchos países utilicen los niveles metodológicos combinados para evaluar la cantidad de emisiones fugitivas de gases de efecto invernadero procedentes de las diversas partes de sus sistemas de petróleo y gas natural. Las elecciones específicas deben reflejar la importancia relativa de las diferentes subcategorías y la disponibilidad de los datos y recursos necesarios para respaldar los cálculos correspondientes. El Cuadro 4.2.9 es una plantilla de muestra, con algunas entradas de datos de ejemplo, que puede usarse para resumir de forma conveniente las metodologías y las fuentes de factores de emisión y datos de la actividad aplicados.

Puesto que continuamente se mejoran y refinan los factores de emisión y los procedimientos de estimación, es posible que se produzcan cambios en las emisiones declaradas, sin cambio alguno en las emisiones reales. Por consiguiente, la base de todo cambio ocurrido en los resultados en los diversos cálculos nuevos del inventario debe analizarse claramente y deben resaltarse aquellos cambios que responden estrictamente a modificaciones de los métodos y los factores.

El problema de la información comercial confidencial varía de una región a otra, según la cantidad de firmas del mercado y la naturaleza de la actividad. El peso específico de este problema tiende a aumentar al desplazarse hacia abajo en la industria del petróleo y del gas. Una forma común de abordar esas cuestiones en los casos en los que surgen es agregar datos usando un tercero independiente y de prestigio.

La orientación precedente para generación de informes y documentación es aplicable a todas las opciones metodológicas. Si se emplean métodos de Nivel 3, es importante garantizar que los procedimientos aplicados estén detallados en el informe de inventario o que se incluya la cita de las referencias disponibles para estos procedimientos, puesto que las Directrices del IPCC no describen un método de Nivel 3 estándar para el sector del petróleo y del gas. El abanico de posibilidades de lo que podría clasificarse como método de Nivel 3 es muy amplio y, en consecuencia, también lo es la cantidad de incertidumbre de los resultados. Si están disponibles, deben declararse los indicadores resumen de desempeño y actividad para ayudar a poner los resultados en perspectiva (p. ej., los niveles totales de producción y las distancias de transporte, las importaciones y exportaciones netas, y las intensidades específicas de energía, carbono y emisión). Los resultados declarados de emisiones deben incluir, asimismo, un análisis de tendencia que muestre los cambios producidos en las emisiones, los datos de la actividad y las intensidades de emisión (es decir, las emisiones promedio por unidad de indicador de la actividad) a través del tiempo. Debe indicarse la exactitud esperada de los resultados y señalarse de forma clara las áreas de mayor incertidumbre. Ello es fundamental para la interpretación correcta de los resultados y todo alegato de reducciones netas.

La tendencia actual de algunos organismos gubernamentales y asociaciones industriales es desarrollar manuales metodológicos detallados y formatos de generación de informes para segmentos y subcategorías específicos del sector. Quizá sea ésta la forma más práctica de mantener, documentar y diseminar la información sobre el tema. Con todo, esas iniciativas deben adecuarse al marco común establecido en las Directrices del IPCC, de forma que puedan compararse los resultados de las emisiones entre los diferentes países.

CUADRO 4.2.9

FORMATO PARA RESUMIR LA METODOLOGÍA APLICADA Y BASE PARA LAS EMISIONES ESTIMADAS PROCEDENTES DE LOS SISTEMAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, CON PRESENTACIÓN DE ENTRADAS EJEMPLO

Código del IPCC	Nombre del sector	Subcategoría	Categoría de fuente	Método	Datos de la actividad			Factores de emisión			
					Tipo	Base	Año	Base / Referencia			Fecha Valores actualizados específicos del país
								CH ₄	CO ₂	N ₂ O	
1.B.2	Petróleo y gas natural										
1.B.2.a	Petróleo										
1.B.2.a.i	Venteo										
1.B.2.a.ii	Quema en antorcha										
1.B.2.a.iii	Todos los demás										
1.B.2.a.iii.1	Exploración										
1.B.2.a.iii.2	Producción y refinación										
1.B.2.a.iii.3	Transporte										
1.B.2.a.iii.4	Refinación										
1.B.2.a.iii.5	Distribución de petrolíferos productos										
1.B.2.a.iii.6	Otros										
1.B.2.b	Gas natural										
1.B.2.b.i	Venteo										

CUADRO 4.2.9 (CONTINUACIÓN)

FORMATO PARA RESUMIR LA METODOLOGÍA APLICADA Y BASE PARA LAS EMISIONES ESTIMADAS PROCEDENTES DE LOS SISTEMAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, CON PRESENTACIÓN DE ENTRADAS
EJEMPLO

Código del IPCC	Nombre del sector	Subcategoría	Categoría de fuente	Método	Datos de la actividad			Factores de emisión			
					Tipo	Base	Año	Base / Referencia			Fecha Valores actualizados específicos del país
								CH ₄	CO ₂	N ₂ O	
1.B.2.b.ii	Quema en antorcha										
1.B.2.b.iii	Todos los demás										
1.B.2.b.iii.1	Exploración										
1.B.2.b.iii.2	Producción	Servicios a los pozos	Todas	Nivel 1	Cantidad de pozos activos	Estadísticas nacionales	2005	D	D	D	---
		Producción de gas	Fugas del equipo	Nivel 1	Producción	Estadísticas nacionales	2005	EFDB	EFDB	EFDB	---
1.B.2.b.iii.3	Procesamiento	Todas	Fugas del equipo	Nivel 1	Producción	Estadísticas nacionales	2005	D	EFDB	EFDB	---
1.B.2.b.iii.4	Transmisión y almacenamiento	Transmisión de gas	Fugas del equipo	Nivel 2	Cantidad de instalaciones	Sondeo de la industria	2005	EP	EP	---	2005
1.B.2.b.iii.5	Distribución										
1.B.2.b.iii.6	Otros										
1.B.3	Otras emisiones de producción de energía										
AP – Compendio API											
D – Factores de emisión por defecto del IPCC											
EP – Factores de emisión específicos del país											
EFDB – Base de datos de factores de emisión del IPCC											

Referencias: Minería carbonífera

- BCTRSE (1992). Quantification of methane emissions from British coal mine sources', prepared by British Coal Technical Services and Research Executive for the Working Group on Methane Emissions, The Watt Committee on Energy, UK.
- Bibler C.J. et al (1992). Assessment of the potential for economic development and utilisation of coalbed methane in Czechoslovakia'. EPA/430/R-92/1008. *US Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation, Washington, DC, USA.*
- Franklin, P., Scheehle, E., Collings R.C., Cote M.M. and Pilcher R.C. (2004). White Paper: 'Proposed methodology for estimating emission inventories from abandoned coal mines'. *USEPA, Prepared for 2006 IPCC Greenhouse Gas Inventories Guidelines Fourth Authors Experts Meeting. Energy : Methane Emissions for Coal Mining and Handling, Arusha, Tanzania*
- IPCC/UNEP/OECD/IEA, (1997). Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Paris: Intergovernmental Panel on Climate Change; J. T. Houghton, L.G. Meiro Filho, B.A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg, and K. Maskell, eds.; Cambridge University Press, Cambridge, U.K.
- IPCC/UNEP/OECD/IEA, (2000). 'IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories' UNDP & WMO.
- Kershaw S, (2005). Development of a methodology for estimating emissions of methane from abandoned coal mines in the UK, White Young Green for the Department for the Environment, Food and Rural Affairs.
- Lama RD (1992). Methane gas emissions from coal mining in Australia: estimates and control Strategies' in *Proceedings of the IEA/OECD Conference on Coal, the Environment and Development: Technologies to Reduce Greenhouse Gas Emissions, IEA/OECD, Paris, France, pp. 255-266.*
- Murtha, James A., (2002). Sums and products of distributions: Rules of thumb and applications', *Society of Petroleum Engineers, Paper 77422.*
- Mutmansky, J.M., and Y. Wang, (2000). Analysis of potential errors in determination of coal mine annual methane emissions, *Mineral Resources Engineering, 9, 2, pp. 465-474.*
- Pilcher R.C. et al (1991). Assessment of the potential for economic development and utilisation of coalbed methane in Poland'. EPA/400/1-91/032, US Environmental Protection Agency, Washington, DC, USA.
- US EPA (1993a). Anthropogenic methane emissions in the United States: estimates for the 1990 Report to the US Congress, *US Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation, Washington DC, USA.*
- US EPA (1993b). Global anthropogenic methane emissions; estimates for the 1990 Report to the US Congress, *US Environmental Protection Agency, Office of Policy, Planning and Evaluation. Washington, DC, USA.*
- Williams, D.J. and Saghafi, A. (1993). Methane emission from coal mining – a perspective'. *Coal J., 41, 37-42.*
- Zimmermeyer G. (1989). 'Methane emissions and hard coal mining', gluckaufhaus, Essen, Germany, Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, personal communication.

Referencias: Petróleo y gas

- American Petroleum Institute. 2004. Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry. Washington, DC.
- Canadian Association of Petroleum Producers (1999). CH₄ and VOC Emissions From The Canadian Upstream Oil and Gas Industry. Volumes 1 to 4. Calgary, AB.
- Canadian Association of Petroleum Producers (2004). A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H₂S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry. Volumes 1 to 5. Calgary, AB.
- Canadian Petroleum Products Institute (CPPI) and Environment Canada (1991), Atmospheric Emissions from Canadian Petroleum Refineries and the Associated Gasoline Distribution System for 1988. CPPI Report No. 91-7. Prepared by B.H Levelton and Associates Ltd. and RTM Engineering Ltd.
- Gas Research Institute and US Environmental Protection Agency (1996). Methane Emissions from the Natural gas Industry. Volumes 1 to 15. Chicago, IL.
- IPIECA (2003). "Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions." International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, London, UK.(December 2003)
- Joint EMEP/CORINAIR (1996), Atmospheric Emission Inventory Guidebook. Volume 1, 2.

- Mohaghegh, S.D., L.A. Hutchins and C.D. Sisk. 2002. Prudhoe Bay Oil Production Optimization: Using Virtual intelligence Techniques, Stage One: Neural Model Building. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 29 September–2 October 2002.
- SFT/SN 2000b: The Norwegian Emission Inventory. Documentation of methodology and data for estimating emissions of greenhouse gases and long-range transboundary air pollutants. Statistics Norway/Norwegian Pollution Control Authority. SN report 2000/1
- US EPA (1995), Compilation of Air Pollutant Emission Factors. Vol. I: Stationary Point and Area Sources, 5th Edition, AP-42; US Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards, Research Triangle Park, North Carolina, USA.
- US EPA (1999). Methane Emissions from the U.S. Petroleum Industry. EPA Report No. EPA-600/R-99-010, p. 158, prepared by Radian International LLC for United States Environmental Protection Agency, Office of Research and Development.

CAPÍTULO 5

TRANSPORTE, INYECCIÓN Y ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE DIÓXIDO DE CARBONO

Autores

Sam Holloway (Reino Unido), Anhar Karimjee (Estados Unidos),

Makoto Akai (Japón), Riitta Pipatti (Finlandia) y Kristin Rypdal (Noruega)

Índice

5	Transporte, inyección y almacenamiento geológico de dióxido de carbono	5.5
5.1	Introducción	5.5
5.2	Generalidades	5.5
5.3	Captura de CO ₂	5.6
5.4	Transporte de CO ₂	5.8
5.4.1	Transporte de CO ₂ por tuberías	5.8
5.4.2	Transporte de CO ₂ por barco	5.10
5.4.3	Instalaciones de almacenamiento intermedio en las rutas de transporte de CO ₂	5.10
5.5	Inyección de CO ₂	5.10
5.6	Almacenamiento geológico del CO ₂	5.11
5.6.1	Descripción de las vías/fuentes de emisiones	5.11
5.7	Cuestiones metodológicas	5.13
5.7.1	Elección del método	5.14
5.7.2	Elección de los factores de emisión y datos de la actividad	5.16
5.7.3	Exhaustividad	5.17
5.7.4	Desarrollo de una serie temporal coherente	5.18
5.8	Evaluación de incertidumbre	5.18
5.9	Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario	5.18
5.10	Generación de informes y documentación	5.20
Anexo 5.1	Descripción resumen de las tecnologías de monitoreo potenciales para los sitios de almacenamiento geológico de CO ₂	5.22
	Referencias	5.36

Ecuación

Ecuación 5.1	Emisiones nacionales totales	5.16
--------------	------------------------------------	------

Figuras

Figura 5.1	Representación esquemática del proceso de captura y almacenamiento de carbono con numeración vinculada a los sistemas arriba mencionados	5.6
Figura 5.2	Sistemas de captura de CO ₂ (según el SRCCS)	5.7
Figura 5.3	Procedimientos para estimar las emisiones procedentes de los sitios de almacenamiento de CO ₂	5.13
Figura A1	Ilustración del potencial de fugas de CO ₂ de un reservorio de almacenamiento geológico que puede ocurrir fuera del sitio de almacenamiento	5.22

Cuadros

Cuadro 5.1	Categorías de fuente para CCS.....	5.7
Cuadro 5.2	Factores de emisión por defecto para transporte de CO ₂ por tuberías desde un sitio de captura de CO ₂ al sitio de almacenamiento final.....	5.10
Cuadro 5.3	Vías de emisión potenciales de los reservorios geológicos	5.12
Cuadro 5.4	Panorama general: Generalidades de la captura, el transporte, la inyección y para el almacenamiento a largo plazo de CO ₂	5.19
Cuadro A 5.1	Tecnologías potenciales para el monitoreo de capas profundas y su probable aplicación	5.24
Cuadro A 5.2	Tecnologías potenciales para el monitoreo de capas poco profundas y su probable aplicación	5.26
Cuadro A 5.3	Tecnologías para determinar flujos del suelo o del agua a la atmósfera y su probable aplicación	5.27
Cuadro A 5.4	Tecnologías para la detección de niveles elevados de CO ₂ en el aire y el suelo (detección de fugas)	5.28
Cuadro A 5.5	Mediciones sustitutas para detectar fugas de los sitios de almacenamiento geológico de CO ₂	5.29
Cuadro A 5.6	Tecnologías para el monitoreo de los niveles de CO en el mar y su probable aplicación	5.30

Recuadro

Recuadro 5.1	Derivación de factores de emisión por defecto para el transporte de CO ₂ por tuberías	5.9
--------------	--	-----

5 TRANSPORTE, INYECCIÓN Y ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE DIÓXIDO DE CARBONO

5.1 INTRODUCCIÓN

La captura y el almacenamiento (CCS) del dióxido de carbono (CO₂) es una opción de la cartera de medidas que pueden tomarse para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero producto del uso continuo de los combustibles fósiles.

En su forma más simple, el proceso CCS es una cadena compuesta por tres etapas principales: la captura y compresión de CO₂ (habitualmente en instalaciones industriales de gran envergadura),¹ su transporte a un sitio de almacenamiento y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo. El IPCC (2005) produjo un informe especial sobre la captura y el almacenamiento de dióxido de carbono (SRCSS, del inglés,) del que puede obtenerse información adicional sobre el CCS. El material que aparece en estas Directrices fue producido con el asesoramiento de los autores del SRCSS.

El almacenamiento geológico puede tener lugar en reservorios subterráneos naturales tales como yacimientos de petróleo y de gas, capas de carbón y formaciones portadoras de aguas salinas que utilizan obstáculos geológicos naturales para aislar el CO₂ de la atmósfera. En el Capítulo 5 del SRCSS se ofrece una descripción de los procesos de almacenamiento participantes. El almacenamiento geológico del CO₂ puede llevarse a cabo en sitios donde el único objetivo es dicho almacenamiento, o conjuntamente con las operaciones de recuperación mejorada de petróleo, recuperación mejorada de gas o la recuperación mejorada de metano de yacimientos de carbón (RMP, RMG y MYC respectivamente).

Estas Directrices brindan una orientación para estimar las emisiones del transporte, la inyección y el almacenamiento (CCGS) de dióxido de carbono exclusivamente. No se presentan métodos para la estimación de las emisiones para ningún otro tipo de opción de almacenamiento, como ser el almacenamiento en el océano o la conversión de CO₂ en carbonatos inorgánicos inertes. Con la excepción de la carbonización mineral de determinados materiales de desecho, estas tecnologías se encuentran en etapa de investigación más que en demostración ni en etapas avanzadas del desarrollo tecnológico; IPCC (2005). Siempre y cuando lleguen a las últimas etapas de desarrollo, podrán brindarse orientaciones para la recopilación de inventarios de emisiones de estas tecnologías en revisiones futuras de las Directrices.

En este capítulo no se abordan las emisiones resultantes de los combustibles fósiles usados para la captura, la compresión, el transporte y la inyección de CO₂. Se incluyen y declaran estas emisiones en el inventario nacional, como uso de energía en las categorías correspondientes de uso de energía estacionaria o móvil. *Se excluye el uso de combustibles por parte de barcos dedicados al transporte internacional donde fuera necesario por las reglas de tanques, independientemente de la carga, y no es deseable extender las disposiciones de los tanques a las emisiones procedentes de cualquier energía usada en tuberías en funcionamiento.*

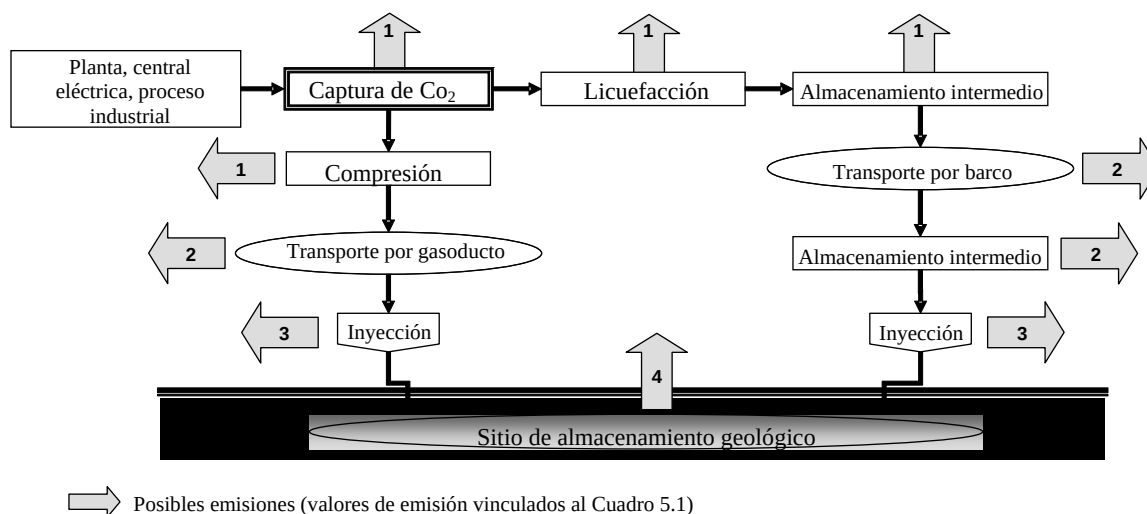
5.2 GENERALIDADES

En estas Directrices, la cadena de captura y almacenamiento geológico de CO₂ se subdivide en cuatro sistemas (Figura 5.1):

1. Sistema de captura y compresión. El alcance del sistema incluye la captura, compresión y, donde fuera necesario, el acondicionamiento para el transporte.
2. Sistema de transporte. Se considera que las tuberías y los barcos son los medios más probables para el transporte de CO₂ en gran escala. El límite superior del sistema es la salida de la planta de compresión / acondicionamiento del sistema de captura y compresión. El límite inferior del sistema es el extremo inferior de una tubería de transporte, o una instalación de descarga de barcos. Debe señalarse que puede haber estaciones de compresión ubicadas a lo largo del sistema de tuberías, lo que sería adicional a cualquier compresión del Sistema 1 o 3.
3. Sistema de inyección. El sistema de inyección abarca las instalaciones de superficie en el sitio de inyección; p. ej.: instalaciones de almacenamiento, colectores distribuidores múltiples al final de las tuberías de transporte, tuberías de distribución a pozos, instalaciones adicionales para la compresión, sistemas de medición y control, cabezal(es) de pozos y los pozos de inyección. El límite superior del sistema es el extremo inferior de la tubería de transporte, o una instalación de descarga de barcos. El límite inferior del sistema es el reservorio de almacenamiento geológico.
4. Sistema de almacenamiento. El sistema de almacenamiento comprende el reservorio de almacenamiento geológico.

¹ Entre los ejemplos de grandes fuentes por puntos de CO donde es posible la captura, se incluyen las plantas de generación de energía, fabricación de hierro y acero, procesamiento de gas natural, fabricación de cemento, producción de amoníaco, producción de hidrógeno y de fabricación de etanol.

Figura 5.1 Representación esquemática del proceso de captura y almacenamiento de carbono con numeración vinculada a los sistemas arriba mencionados.



Este capítulo no incluye una orientación para la captura y compresión de CO₂. En la Sección 5.3 puede encontrarse un breve resumen e información acerca de dónde encontrar directrices para la estimación de emisiones de la captura y compresión de CO₂. En las secciones 5.4, 5.5 y 5.6 de este capítulo se ofrecen directrices para la recopilación de inventarios de las emisiones procedentes de los sistemas de transporte, inyección y almacenamiento de CO₂ de la cadena de CCGS, respectivamente. Las emisiones fugitivas de las instalaciones de superficie en sitios de RMP, RMG y MYC (con o sin almacenamiento de CO₂) se clasifican como operaciones de petróleo y gas, y en el Volumen 2, Capítulo 4 se ofrece orientación para estimarlas. Las emisiones procedentes de los reservorios subterráneos ubicados en sitios de RMP, RMG y MYC se clasifican como emisiones de sitios de almacenamiento geológico y la Sección 5.7 de este capítulo ofrece orientación para estimar dichas emisiones.

El Cuadro 5.1 muestra las categorías en las que se declaran las emisiones de los sistemas de transporte, inyección y almacenamiento de CO₂.

5.3 CAPTURA DE CO₂

Las emisiones antropogénicas de dióxido de carbono surgen principalmente por la combustión de combustibles fósiles (y de biomasa) en los sectores de generación de energía, industria, construcción y transporte. También emiten CO₂ fuentes que no son de combustión en determinados procesos industriales, tales como la fabricación de cemento, el procesamiento del gas natural y la producción de hidrógeno.

La captura de CO₂ produce una corriente concentrada de CO₂ a alta presión que puede ser transportada a un sitio para su almacenamiento. En estas Directrices, el límite del sistema para la captura incluye la compresión y cualquier deshidratación u otro acondicionamiento del CO₂ que tenga lugar antes del transporte.

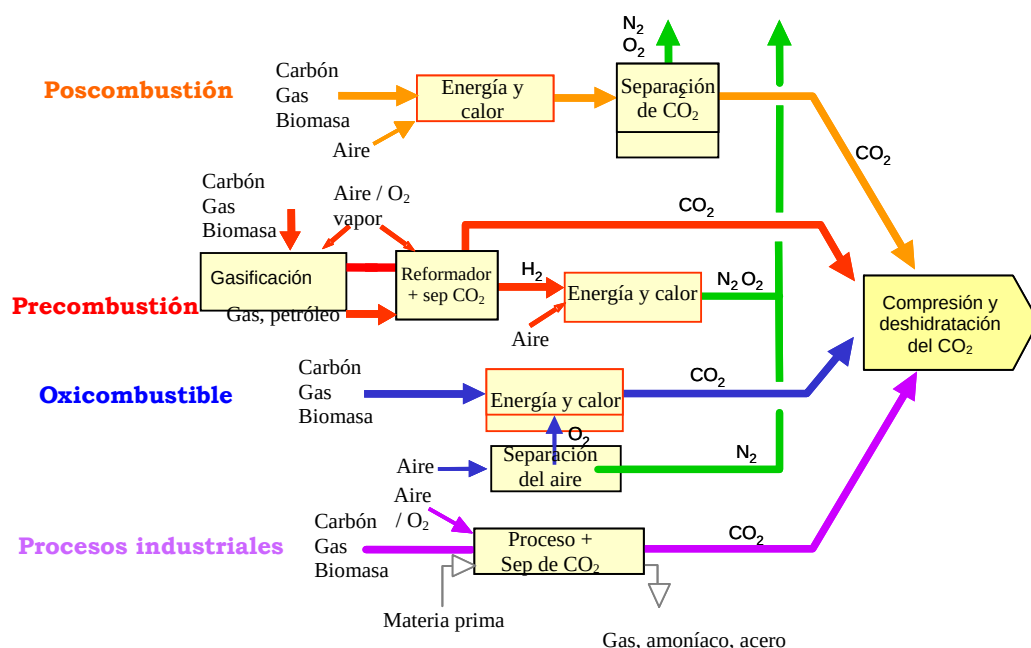
Las centrales eléctricas y otras instalaciones industriales de gran envergadura son las candidatas primarias para la captura de CO₂, aunque hasta ahora fueron las corrientes de CO₂ de alta pureza, separadas del gas natural en el ramo del procesamiento de gas, las que fueron capturadas y almacenadas. Suele instrumentarse la tecnología disponible de un modo que captura alrededor del 85 al 95 por ciento del CO₂ procesado en una planta de captura; IPCC (2005). La Figura 5.2, tomada del SRCCS, ofrece un panorama general de los procesos pertinentes. Las principales técnicas se describen de forma sucinta a continuación. Hay más detalles disponibles en el Capítulo 3 del SRCCS.

- **Captura post-combustión:** se puede separar el CO₂ de los gases de combustión de la planta de combustión o de las corrientes de gas natural y transportarlo a una unidad de compresión y deshidratación, para enviar una corriente de CO₂ relativamente limpio y seco a un sistema de transporte. Normalmente, estos sistemas usan un solvente líquido para capturar el CO₂.
- **Captura pre-combustión:** implica la reacción de un combustible con oxígeno o aire y/o vapor para producir un «gas sintético» o «gas combustible», compuesto principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno. El monóxido de carbono se hace reaccionar con vapor en un reactor catalítico, llamado convertidor de desplazamiento, para producir CO₂ y más hidrógeno. Luego se separa el CO₂ de la mezcla del gas, en general por un proceso de absorción física o química, que produce un combustible rico en hidrógeno que puede utilizarse en muchas aplicaciones, como ser calderas, altos hornos, turbinas de gas y celdas de combustible. El uso de esta tecnología está muy difundido en la producción de hidrógeno, principalmente para la fabricación de amoníaco y fertilizante, y en operaciones de refinería de petróleo. En el Capítulo 2, Sección 2.3.4 de este volumen se ofrece orientación para estimar y declarar las emisiones derivadas de este proceso.

- Captura de oxícombustible: en la combustión de oxícombustible se utiliza oxígeno casi puro en lugar de aire, lo que arroja como resultado un gas de combustión compuesto principalmente por CO₂ y H₂O. Esta corriente de gas de combustión puede alimentarse directamente a una unidad de compresión y deshidratación de CO₂. Esta tecnología se encuentra en la etapa de demostración. En el Capítulo 2, Sección 2.3.4 de este volumen se ofrece orientación para estimar y declarar las emisiones derivadas de este proceso.

CUADRO 5.1 CATEGORÍAS DE FUENTE PARA CCS					
1	C			Transporte y almacenamiento de dióxido de carbono	La captura y el almacenamiento (CCS) de dióxido de carbono (CO ₂) implican la captura de CO ₂ , su transporte a un sitio de almacenamiento y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo. Las emisiones vinculadas al transporte, la inyección y el almacenamiento de CO ₂ están cubiertas en la categoría 1C. Las emisiones (y reducciones) vinculadas a la captura de CO ₂ deben declararse en el sector de IPCC en el que tiene lugar la captura (p. ej., la combustión estacionaria o las actividades industriales).
1	C	1		Transporte de CO ₂	Emisiones fugitivas de los sistemas usados para transportar el CO ₂ capturado desde la fuente hasta el sitio de inyección. Estas emisiones pueden abarcar las pérdidas fugitivas por fugas en los equipos, venteo y emisiones debidas a rupturas en las tuberías u otras emisiones accidentales (p. ej., almacenamiento temporario).
1	C	1	a	Tuberías	Emisiones fugitivas del sistema de tubería usado para transportar CO ₂ al sitio de inyección.
1	C	1	b	Barcos	Emisiones fugitivas de los barcos usados para transportar CO ₂ al sitio de inyección.
1	C	1	c	Otros (sírvese especificar)	Emisiones fugitivas de otros sistemas usados para transportar CO ₂ al sitio de inyección y almacenamiento temporario.
1	C	2		Inyección y almacenamiento	Emisiones fugitivas de actividades y equipos ubicados en el sitio de inyección y las procedentes de la contención final después de almacenado el CO ₂ .
1	C	2	a	Inyección	Emisiones fugitivas de actividades y equipos ubicados en el sitio de inyección.
1	C	2	b	Almacenamiento	Emisiones fugitivas de los contenedores finales una vez almacenado el CO ₂ .
1	C	3		Otros	Todas las demás emisiones del CCS no declaradas en otros rubros.

Figura 5.2 Sistemas de captura de CO₂ (según el SRCCS)



Como ya se ha mencionado para varios procesos industriales, las reacciones químicas conducen a la formación de CO₂ en cantidades y concentraciones que permiten la captura directa o la separación del CO₂ de sus descargas

gaseosas, por ejemplo: producción de amoníaco, fabricación de cemento, fabricación de etanol, fabricación de hidrógeno, fabricación de hierro y acero, y plantas procesadoras de gas natural.

La ubicación de las directrices para compilar inventarios de emisiones del sistema de captura y compresión de CO₂ depende de la índole de la fuente del CO₂:

- Sistemas de combustión estacionaria (principalmente centrales eléctricas y plantas de producción de calefacción): Volumen 2 Capítulo 2, Sección 2.3.4.
- Plantas de procesamiento de gas natural: Volumen 2, Sección 4.2.1.
- Plantas de producción de hidrógeno: Volumen 2, Sección 4.2.1.
- Captura de otros procesos industriales: Volumen 3 (IPPU), Capítulo 1, Sección 1.2.2 y específicamente para
 - (i) Fabricación de cemento: Volumen IPPU, Sección 2.2
 - (ii) Fabricación de metanol: Volumen IPPU, Sección 3.9
 - (iii) Producción de amoníaco: Volumen IPPU, Sección 3.2
 - (iv) Fabricación de hierro y acero: Volumen IPPU, Sección 4.2

Pueden surgir emisiones negativas del sistema de captura y compresión si se captura el CO₂ generado por combustión de biomasa. Es un procedimiento correcto y deben declararse las emisiones negativas como tales.

A pesar de que muchas de las vías de emisiones potenciales son comunes a todos los tipos de almacenamiento geológico, algunas de las vías de emisión ubicadas en operaciones de recuperación mejorada de hidrocarburos difieren de las destinadas al almacenamiento geológico de CO₂, sin recuperación mejorada de hidrocarburos. En las operaciones de RMP, se inyecta CO₂ en el reservorio de petróleo, pero una proporción de la cantidad inyectada se produce habitualmente junto con el petróleo, el gas hidrocarburo y el agua en los pozos de producción. La mezcla de CO₂ con gas hidrocarburo se separa del petróleo crudo y puede volver a inyectarse en el reservorio de petróleo, usarse como gas combustible en el sitio o enviarse a una planta procesadora de gas para la separación del CO₂ y el gas hidrocarburo, según su contenido de hidrocarburo. Los procesos de RMG y MYC intentan evitar la producción de CO₂ porque resulta costoso separar el CO₂ de una mezcla de gas producida. El CO₂ separado del gas hidrocarburo puede ser reciclado y reinyectado en la operación de RMP o venteado, según la economía de reciclaje comparada con la inyección de CO₂ importado. En la operación RMP también se libera gas rico en CO₂ de los tanques de almacenamiento de petróleo crudo. Este vapor puede ventearse, quemarse en antorcha o usarse como gas combustible, según su contenido de hidrocarburos. Por lo tanto, es posible haya fuentes adicionales de emisiones fugitivas por el venteo de CO₂ y la quema en antorcha o la combustión de gas hidrocarburo rico en CO₂ y también de cualquier CO₂ inyectado que se exporta con los hidrocarburos aumentados. Estas emisiones, junto con las emisiones fugitivas procedentes de operaciones de superficie en sitios de RMP, RMG y MYC (de la inyección de CO₂ y/o la producción, el reciclado, venteo, la quema en antorcha o la combustión de gas hidrocarburo rico en CO₂) e incluso todo CO₂ inyectado que se exporta con los hidrocarburos aumentados, pueden estimarse y declararse usando la orientación de métodos superiores provista en el Volumen 2, Capítulo 4.

5.4 TRANSPORTE DE CO₂

Las emisiones fugitivas, pueden surgir, por ejemplo, de roturas de tuberías, juntas de estanqueidad y válvulas, estaciones compresoras intermedias de las tuberías, instalaciones de almacenamiento intermedio, barcos que transportan CO₂ licuado a baja temperatura e instalaciones de carga y descarga de barcos. Las emisiones procedentes del transporte de CO₂ capturado se declaran en la categoría 1C (véase el Cuadro 5.1). Las tuberías de CO₂ son el principal medio de transporte de CO₂ a granel y una tecnología de madurez en el mercado actualmente en uso. También ya se realiza el transporte a granel de CO₂ por barco, aunque a una escala relativamente menor. Ocurre en contenedores aislados con temperaturas considerablemente más bajas que la temperatura ambiente y presiones mucho más bajas que las del transporte por tuberías. El transporte por camiones y tren es posible para pequeñas cantidades de CO₂, pero poco probable que sea significativo para el CCS por las grandes masas que pueden ser capturadas. Por lo tanto, no se ofrecen aquí métodos para el cálculo de emisiones en el caso del transporte por camión ni por tren. Hay más detalles disponibles sobre el transporte de en el Capítulo 4 del SRCCS (IPCC 2005).

5.4.1 Transporte de CO₂ por tuberías

Para estimar las emisiones del transporte de CO₂ por tuberías, se pueden derivar los factores de emisión por defecto de los factores de emisión aplicables a la transmisión (transporte por tuberías) de gas natural, tal como se dispone en la Sección 4.2 del presente volumen. Los factores de emisión de Nivel 1 para el transporte de gas

natural por tuberías, de los Cuadros 4.2.4 y 4.2.5, se presentan en la base de producción de gas primordialmente porque la longitud de las tuberías no es una estadística nacional habitualmente disponible. No obstante, las emisiones fugitivas del transporte por tuberías son, en gran medida, independientes de la producción, pero dependen del tamaño y de los equipos instalados en los sistemas de tuberías. Dado que se supone que existe una relación entre el tamaño de los sistemas y el gas natural utilizado, un enfoque de este tipo es aceptable como método de Nivel 1 para el transporte de gas natural.

Lo mencionado puede no ser válido para el transporte de CO₂ en aplicaciones de CCS. Dado que se considera una *buena práctica* tratar tanto la captura como el almacenamiento basándose en cada planta o instalación, se conoce la longitud del sistema de transporte de CO₂ por tubería y debe utilizársela para estimar emisiones procedentes del transporte.

RECUADRO 5.1

DERIVACIÓN DE FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA EL TRANSPORTE DE CO₂ POR TUBERÍAS

La caída de la presión de un gas en cualquier geometría se describe mediante:

$$\Delta P = \frac{f}{2} \rho v^2 \frac{l}{D}$$

Donde

- v es la velocidad lineal del gas por la fuga y, con el mismo tamaño de la fuga, es proporcional al volumen de lo fugado;
- ρ es la densidad del gas;
- f es el número de fricción independiente de la dimensión;
- l/D (longitud dividida por el diámetro) es la caracterización del tamaño físico del sistema.

Para fugas, $f = 1$ e independientemente de la naturaleza del gas. De modo que suponiendo que la presión interna de la tubería y las dimensiones físicas sean iguales para el transporte de CO₂ y de CH₄, la velocidad de la fuga es inversamente proporcional a la raíz de la densidad del gas y, por lo tanto, proporcional a la raíz de la masa molecular.

De modo que ΔP es la misma para el metano y el dióxido de carbono

$$v \sim \frac{1}{\sqrt{\rho}}$$

La masa molecular del CO₂ es 44 y la del CH₄ es 16. Así pues, con base en la masa, el índice de emisión del CO₂ es $\sqrt{\frac{44}{16}} = 1,66$ veces el índice de emisión del CH₄.

De aquí se obtienen los factores de emisión por defecto para el transporte de CO₂ por tuberías, multiplicando los factores de emisión por defecto pertinentes del Cuadro 4.2.8 para el gas natural (principalmente CH₄) por un factor de 1,66.

Notas:

^a para convertir los factores expresados en m³ en unidades de masa, se aplica una masa específica de 0,7 kg/m³ para el metano.

Véase el Capítulo 5 de: .

El Cuadro 4.2.8 de la Sección 4.2 de este volumen ofrece factores indicativos de fugas para el transporte de gas natural por tuberías. Para obtener los factores de emisión por defecto de Nivel 1 para el transporte de CO₂ por tuberías, deben convertirse estos valores de metros cúbicos en unidades de masa y multiplicarse por 1,66 (véase el Recuadro 1). Los factores de emisión por defecto resultantes se presentan en el Cuadro 5.2.

CUADRO 5.2 FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA TRANSPORTE DE CO₂ POR TUBERÍAS DESDE UN SITIO DE CAPTURA DE CO₂ AL SITIO DE ALMACENAMIENTO FINAL					
Fuente de emisión	Valor			Incertidumbre	Unidades de medida
	Bajo	Medio	Alto		
Emisiones fugitivas del transporte de CO ₂ por tuberías	0,00014	0,0014	0,014	± un factor de 2	Gg por año y por km de tubería de transmisión

A pesar de que las emisiones de fugas del transporte por tuberías son independientes de la producción, la cantidad de fugas no necesariamente se correlaciona con la longitud de la tubería. La mejor correlación está entre la cantidad y el tipo de componentes de los equipos y el tipo de servicio. La mayor parte de las emisiones de los equipos tiende a ocurrir en las instalaciones conectadas a la tubería más que en la tubería propiamente dicha. De hecho, excepto si se transporta el CO₂ por distancias muy grandes y se requieren estaciones compresoras intermedias, prácticamente todas las emisiones fugitivas de un sistema CCS estarán vinculadas a las instalaciones de compresión y captura inicial de CO₂ al comienzo y las de inyección al final de la tubería, sin que prácticamente haya emisiones de la tubería propiamente dicha. En el método de Nivel 3 pueden obtenerse las emisiones de fugas de la tubería de transporte a partir de los datos relativos a la cantidad y tipo de equipos y a los factores de emisión específicos de los equipos.

5.4.2 Transporte de CO₂ por barco

No están disponibles los factores de emisión por defecto correspondientes a las emisiones fugitivas del transporte de CO₂ por barco. Deben medirse las cantidades de gas durante la carga y descarga con medidores de flujo y las pérdidas deben declararse como emisiones fugitivas de CO₂ resultantes del transporte por barco bajo la categoría 1C1 b.

5.4.3 Instalaciones de almacenamiento intermedio en las rutas de transporte de CO₂

Si hay un desfase temporal entre la capacidad de suministro y transporte o almacenamiento, puede ser necesario un lugar intermedio (de superficie o subterráneo) para almacenar el CO₂ en forma temporal. Si el lugar intermedio es un tanque, deben medirse las emisiones fugitivas, tratarse como parte del sistema de transporte y declararse en la categoría 1C1 c (otros). Si la instalación de almacenamiento intermedio (o búfer) es un reservorio de almacenamiento geológico, las emisiones fugitivas procedentes de allí pueden tratarse del mismo modo que cualquier otro reservorio de almacenamiento geológico (véase la Sección 5.6 de este capítulo) y declararse en la categoría 1C3.

5.5 INYECCIÓN DE CO₂

El sistema de inyección abarca las instalaciones de superficie del sitio de inyección; p. ej.: instalaciones de almacenamiento, colectores distribuidores múltiples al final de las tuberías de transporte, tuberías de distribución a pozos, instalaciones adicionales para la compresión, sistemas de medición y control, cabezales de pozos y pozos de inyección. Puede encontrarse más información sobre el diseño de los pozos de inyección en el Volumen SRCCS, Capítulo 5, Sección 5.5.

Los medidores del cabezal del pozo miden la velocidad de circulación, la temperatura y la presión del fluido inyectado. El cabezal del pozo contiene también características de seguridad para evitar la explosión de los fluidos inyectados. También pueden insertarse características de seguridad tales como una válvula de seguridad en el conducto descendente o una válvula de retención en los tubos debajo del nivel del suelo, para evitar contra flujos en caso de fallar los equipos de superficie. Las válvulas y otros retenes pueden verse afectados por el CO₂ supercrítico, de modo que deben seleccionarse materiales adecuados. El acero al carbono y los cementos convencionales pueden ser atacados por aguas con elevada salinidad y fluidos ricos en CO₂ (Scherer et al. 2005). Además, debe mantenerse la integridad de los pozos de inyección de CO₂ durante períodos muy largos, de modo que se necesitarán materiales y disposiciones adecuados para la construcción de pozos. Los cementos utilizados para sellar entre el pozo y la formación de roca, y para taponarlo tras su abandono, también deben ser resistentes al CO₂ y a las aguas salinas por períodos prolongados. Se han desarrollado cementos de este tipo, pero necesitan

más ensayos. Debido al potencial de que los pozos actúen como conductos para la fuga de CO₂ de regreso a la atmósfera, deben ser controlados como parte de un plan exhaustivo de monitoreo, tal como se expone en la Sección 5.7 de este capítulo.

La cantidad de CO₂ inyectada en una formación geológica a través de un pozo puede monitorearse mediante equipos ubicados en el cabezal del pozo, justo antes de que entre en el pozo de inyección. Wright y Majek (1998) describen una técnica típica. Los medidores ubicados en el cabezal del pozo miden continuamente la presión, la temperatura y la velocidad de circulación del gas inyectado. La composición del CO₂ importado suele presentar poca variación y se la analiza periódicamente con cromatógrafo de gas. La masa de CO₂ que pasa por el cabezal del pozo puede entonces calcularse a partir de las cantidades medidas. No se recomienda método por defecto alguno y es *buena práctica* declarar la masa de CO₂ que se inyecta por el cálculo de las mediciones directas.

Si la presión del CO₂ que llega al sitio de almacenamiento no es tan alta como la requerida para la inyección, será necesaria la compresión. Deben medirse y declararse todas las emisiones procedentes de la compresión del gas almacenado en el sitio de almacenamiento.

5.6 ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DEL CO₂

El Capítulo 5 del SRCCS (IPCC 2005) indica que el almacenamiento geológico de dióxido de carbono puede llevarse a cabo en la costa o en alta mar en:

- **Formaciones salinas profundas.** Se trata de reservorios de rocas porosas y permeables que contienen agua salina en sus poros.
- **Yacimientos petrolíferos agotados o parcialmente agotados** – fuere como parte de las operaciones de recuperación mejorada de petróleo (RMP) o sin ellas.
- **Yacimientos de gas agotados o parcialmente agotados** – fuere como parte de las operaciones de recuperación mejorada de gas (RMG) o sin ellas.
- **Capas de carbón** (= yacimientos de carbón) – fuere con o sin operaciones de recuperación mejorada de metano de yacimientos de carbón (MYC)

Además, pueden surgir oportunidades de nicho para el almacenamiento a partir de otros conceptos, tales como almacenamiento en cavernas de sal, formaciones de basalto y esquistos ricos en materia orgánica.

Puede encontrarse más información sobre estos tipos de sitios de almacenamiento y los mecanismos de enganche que retienen el CO₂ en ellos en el Capítulo 5 del SRCCS (IPCC 2005).

5.6.1 Descripción de las vías/fuentes de emisiones

La introducción al SRCCS afirma que >99 por ciento del CO₂ almacenado en reservorios geológicos seguramente permanecerá allí durante más de mil años. Por lo tanto, deben considerarse las vías de emisiones potenciales creadas o activadas por procesos lentos o a largo plazo, así como las que pueden actuar a corto y mediano plazo (desde décadas a siglos).

En las presentes Directrices, se define el término migración como el movimiento de CO₂ dentro y fuera de un reservorio de almacenamiento geológico, al tiempo que queda debajo de la superficie terrestre o del lecho marino y se define el término fuga como una transferencia de CO₂ desde debajo de la superficie terrestre o del lecho marino a la atmósfera o al océano.

Las únicas vías de emisiones que deben tomarse para el cómputo son las fugas de CO₂ a la superficie terrestre o al lecho marino desde el reservorio de almacenamiento geológico.² En el Cuadro 5.3 se muestran las vías de emisión potenciales de los reservorios de almacenamiento.

Existe la posibilidad de que puedan surgir emisiones de metano, como así también emisiones de CO₂, desde los reservorios de almacenamiento geológico que contienen hidrocarburos. Aunque no hay suficiente información para ofrecer orientación para estimar las emisiones de metano, sería una *buena práctica* realizar una evaluación adecuada del potencial de emisiones de metano procedentes de tales reservorios y, si fuera necesario, incluir en el inventario tales emisiones atribuibles al proceso de almacenamiento de CO₂.

² Las emisiones de CO₂ pueden ocurrir como gas libre o disuelto en agua subterránea que llega a la superficie, p. ej., en manantiales.

CUADRO 5.3
VÍAS DE EMISIÓN POTENCIALES DE LOS RESERVORIOS GEOLÓGICOS

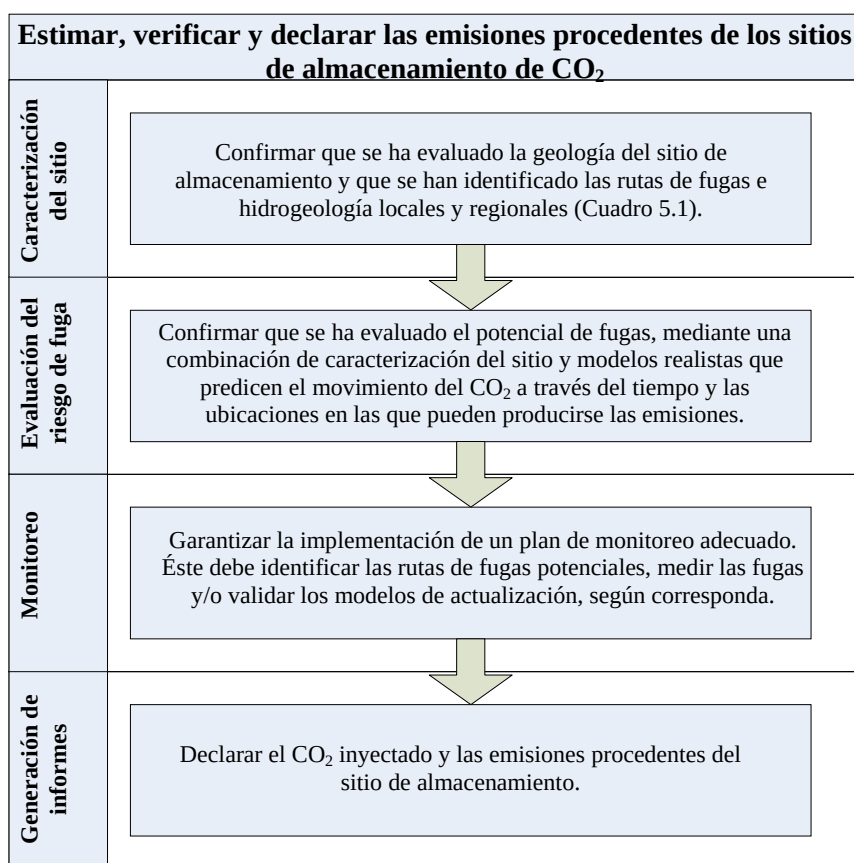
Tipo de emisión	Vías/fuentes de emisiones potenciales	Comentarios adicionales
Vías de fuga directa creadas por pozos y por extracción	Pozos operativos o abandonados	Se anticipa que se harán todos los esfuerzos para identificar pozos abandonados en el sitio de almacenamiento y en torno a él. Los pozos construidos, sellados y/u obturados incorrectamente pueden presentar el mayor riesgo potencial de fugas. Se han desarrollado técnicas para remediar los pozos con fugas, que deben aplicarse si fuera necesario.
	Explosiones de pozos (emisiones no controladas de pozos de inyección)	Origen posible de fugas de altos flujos, generalmente en un período de tiempo breve. Las explosiones están sujetas a remediarse y tienden a ser raras ya que la práctica establecida de perforación reduce el riesgo.
	Extracción futura de reservorios de CO₂	Un problema para los reservorios de yacimientos carboníferos
Vías de fugas y migraciones naturales (que pueden conducir a emisiones con el transcurso del tiempo)	A través del sistema de poros en rocas de baja permeabilidad si se supera la presión de entrada capilar o si el CO₂ se encuentra en solución	La caracterización y selección adecuadas del sitio y la presión controlada de inyección pueden reducir el riesgo de fugas.
	Si la roca capilar está ausente en el lugar	La caracterización y la selección adecuadas del sitio pueden reducir el riesgo de fugas.
	Mediante un derrame si el reservorio se desborda	La caracterización y la selección adecuadas del sitio, incluida una evaluación de la hidrogeología, pueden reducir el riesgo de fugas.
	Mediante una roca capilar degradada como resultado de reacciones de CO₂/agua/roca	La caracterización y selección adecuadas del sitio pueden reducir el riesgo de fugas. La evaluación detallada de la roca capilar y los factores geoquímicos pertinentes serán de utilidad.
	Mediante la disolución de CO₂ en un fluido poroso y su subsiguiente transporte fuera del sitio de almacenamiento por circulación natural del fluido	La caracterización y selección adecuadas del sitio, incluida una evaluación de la hidrogeología, pueden determinar / reducir el riesgo de fugas.
	Mediante fallas y/o fracturas, naturales o inducidas	Origen posible de las fugas de altos flujos. La caracterización y selección adecuadas del sitio y la presión de inyección controlada pueden reducir el riesgo de fugas.
Otras emisiones fugitivas en el sitio de almacenamiento geológico	Puede haber emisiones fugitivas de metano como resultado del desplazamiento de CH₄ por parte de CO₂ en los sitios de almacenamiento geológico. Es el caso particular de MYC, RMP y los reservorios de petróleo y gas agotados	Requiere una evaluación adecuada.

5.7 CUESTIONES METODOLÓGICAS

Las condiciones geológicas varían ampliamente y en la actualidad existen sólo unos pocos estudios publicados de programas de monitoreo que identifican y cuantifican las emisiones fugitivas antropogénicas de dióxido de carbono procedentes de las operaciones de almacenamiento geológico (Arts et al. 2003, Wilson and Monea 2005; Klusman 2003a, b, c). Si bien el resumen del SRCCS para los diseñadores de las políticas sugiere que supuestamente los sitios de almacenamiento geológico seleccionados retienen más del 99 por ciento del CO₂ almacenado durante más de 1000 años y pueden retenerlo hasta millones de años, en el momento de la redacción, la pequeña cantidad de sitios de almacenamiento monitoreados significa que las pruebas empíricas son insuficientes para producir factores de emisión que pueden aplicarse a las fugas de los reservorios de almacenamiento geológico. En consecuencia, esta orientación no incluye la metodología del Nivel 1 ni 2. No obstante, existe la posibilidad de desarrollar metodologías de este tipo en el futuro, cuando haya más sitios de almacenamiento monitoreados en funcionamiento y los sitios existentes lleven operando un período prolongado (Yoshigahara et al. 2005). Sin embargo, puede desarrollarse un método de Nivel 3 específico para el sitio. En los últimos 30 años se han desarrollado y refinado tecnologías para el monitoreo en las industrias del petróleo y del gas, de las aguas subterráneas y del medio ambiente (véase también el Anexo 1). La adecuación y eficacia de estas tecnologías puede recibir una fuerte influencia de la geología y las vías de emisión potenciales en sitios de almacenamiento individuales, de modo que deberán elegirse las tecnologías de monitoreo según cada sitio. Dichas tecnologías avanzan rápidamente y sería una *buena práctica* mantenerse al día en lo que respecta a las nuevas tecnologías.

Los procedimientos de Nivel 3 para estimar y declarar las emisiones procedentes de los sitios de almacenamiento de CO₂ se resumen en la Figura 5.3 y se explican a continuación.

Figura 5.3 Procedimientos para estimar las emisiones procedentes de los sitios de almacenamiento de CO₂



Para comprender el destino del CO₂ inyectado en los reservorios geológicos a largo plazo, estimar las posibilidades de que vuelva a ser emitido a la atmósfera o al lecho marino por las vías de fuga identificadas en el Cuadro 5.3, y medir las emisiones fugitivas, es necesario:

- (a) caracterizar en forma adecuada y minuciosa la geología del sitio de almacenamiento y de los estratos que lo rodean;
- (b) modelar la inyección de CO₂ al reservorio de almacenamiento y la conducta futura del sistema de almacenamiento;
- (c) monitorear el sistema de almacenamiento;

(d) utilizar los resultados del monitoreo para validar y/o actualizar los modelos del sistema de almacenamiento.

La selección y caracterización adecuadas del sitio pueden ayudar a generar confianza de que las fugas serán mínimas, se mejoran las capacidades y los resultados de la modelización y, por último, se reduce el nivel de monitoreo requerido. Hay más información disponible sobre la caracterización de sitios en el SRCCS y en el Programa de I y D de Gases de Efecto Invernadero de la Agencia Internacional de Energía (IEAGHG 2005).

En los últimos 30 años se han desarrollado y refinado tecnologías para el monitoreo en las industrias del petróleo y del gas, de las aguas subterráneas y del medio ambiente. Las más utilizadas se describen en los Cuadros 5.1-5-6 del Anexo I de este capítulo. La adecuación y eficacia de estas tecnologías puede recibir una fuerte influencia de la geología y las vías de emisión potenciales en sitios de almacenamiento individuales, de modo que deberán elegirse las tecnologías de monitoreo según cada sitio. Dichas tecnologías avanzan rápidamente y sería una *buena práctica* mantenerse al día en lo que respecta a nuevas tecnologías.

Hay una gama de herramientas de modelización disponible, algunas de las cuales han pasado por un proceso de inter-comparación de códigos (Pruess et al. 2004). Todos los modelos aproximan y/o desdeñan algunos procesos y hacen simplificaciones. Más aún, sus resultados dependen de las calidades intrínsecas y, particularmente, de la calidad de los datos con que se los alimenta. Muchos de los factores físico-químicos implicados (cambios en la temperatura y la presión, mezcla del gas inyectado con los fluidos que se encontraban inicialmente presentes en el reservorio, el tipo y la velocidad de los mecanismos de inmovilización del dióxido de carbono y el flujo del fluido a través del entorno geológico) pueden modelarse con éxito utilizando herramientas de modelización conocidas como «simuladores de reservorios». Su uso está muy difundido en la industria del petróleo y del gas y han demostrado su efectividad para predecir movimientos de gases y líquidos, incluido el CO₂, a través de las formaciones geológicas.

Es posible usar la simulación de reservorios para predecir la ubicación más probable, el momento y los flujos de toda emisión las que, a su vez, pueden ser verificadas usando técnicas de monitoreo directo. Por lo tanto, pueden resultar una técnica sumamente útil para evaluar el riesgo de fugas de un sitio de almacenamiento. No obstante, actualmente no hay un único modelo que pueda dar cuenta de todos los procesos implicados en las escalas y resoluciones requeridas. Por lo tanto, a veces puede ser necesario utilizar técnicas adicionales de modelización numérica para analizar los aspectos de la geología. Los modelos de transporte de reacción de fases múltiples, que suelen utilizarse para la evaluación del transporte de contaminantes, pueden servir para modelar el transporte de CO₂ dentro del reservorio y puede ser necesario considerar las reacciones de CO₂ / agua / roca y los efectos geomecánicos potenciales utilizando modelos geomecánicos. Estos modelos pueden acoplarse a simuladores de reservorios o aplicarse en forma independiente.

Las simulaciones numéricas deben ser validadas por medición directa desde el sitio de almacenamiento, cuando fuera posible. Estas mediciones deben derivarse de un programa de monitoreo, y usarse la comparación entre los resultados del monitoreo y las expectativas, para mejorar los modelos geológicos y numéricos. Se necesita la opinión de un experto para evaluar si la modelización geológica y numérica es una representación válida del sitio de almacenamiento y de los estratos circundantes, y si las simulaciones subsiguientes brindan una predicción adecuada del desempeño del sitio.

Debe efectuarse el monitoreo conforme a un plan adecuado, tal como se describe a continuación. Debe tomar en cuenta las expectativas de la modelización sobre dónde pueden ocurrir fugas, como así también las mediciones hechas en toda la zona en la que es probable que haya CO₂. Habitualmente, el gerente del sitio es responsable de la instalación y el funcionamiento de las tecnologías de monitoreo del almacenamiento de dióxido de carbono (véase el Anexo 1). El compilador del inventario debe garantizar la suficiente información de cada sitio de almacenamiento para evaluar las emisiones anuales conforme a la orientación provista en este capítulo. Para esta evaluación, debe establecer un acuerdo formal con el operador de cada sitio que contemple informes, revisión y verificación anuales de datos específicos del sitio.

5.7.1 Elección del método

Al momento de la redacción del presente, los pocos sitios de almacenamiento de CO₂ existentes son parte de las operaciones de producción de petróleo y están sujetos a regulación como tales. Por ejemplo, las operaciones de almacenamiento de gas ácido en Canadá occidental deben respetar los requisitos sobre las solicitudes para operar reservorios convencionales de petróleo y de gas (Bachu and Gunter, 2005). El desarrollo de las disposiciones sobre CCS se encuentra en la etapa inicial. No hay normas nacionales ni internacionales que rijan el desempeño de los sitios de almacenamiento geológico de CO₂ y muchos países están desarrollando disposiciones pertinentes para abordar los riesgos de las fugas. La demostración de las tecnologías de monitoreo es una parte necesaria de este desarrollo (véase el Anexo 1). A medida que se desarrollan e implementan estas normas y métodos regulatorios, pueden ser capaces de proveer información sobre las emisiones con relativa certeza. Por lo tanto, como parte del proceso del inventario anual, si existe uno o más organismos gobernantes que regulen la captura y el almacenamiento del dióxido de carbono, el compilador del inventario puede obtener información de emisiones por medio de estos organismos. Si el compilador se basa en esta información, debe enviar documentación de respaldo que explique cómo se estimaron o midieron las emisiones y de qué manera esos métodos son coherentes con las prácticas del IPCC. Si no existe tal organismo, será una *buena práctica* que el compilador siga la metodología que se presenta a continuación. En ella, las actividades de

caracterización del sitio, modelización, evaluación del riesgo de fugas y monitoreo son responsabilidad del administrador del proyecto de almacenamiento y/o del organismo gobernante adecuado que regule la captura y el almacenamiento del dióxido de carbono. Además, el administrador del proyecto de almacenamiento o la autoridad regulatoria probablemente desarrolle las estimaciones de emisiones que se declararán al compilador del inventario nacional como parte del proceso del inventario anual. La responsabilidad del compilador del inventario nacional es solicitar los datos de las emisiones y buscar garantías de su validez. En el caso del CCS asociado a la recuperación MYC, debe aplicarse la metodología tanto a la detección de CO₂ como de CH₄.

1. Identificar y documentar todas las operaciones de almacenamiento geológico que tienen lugar en la jurisdicción. El compilador del inventario debe llevar un registro actualizado de todas las operaciones de almacenamiento geológico, incluida toda la información necesaria para establecer referencias cruzadas entre esta sección y otros elementos de la cadena de captura y almacenamiento de CO₂ a los fines de GC/CC, correspondientes a cada operación.

- La ubicación del sitio;
- el tipo de operación (si está asociada o no con RMP, RMG, MYC);
- el año en el que comenzó el almacenamiento del CO₂;
- las fuente(s), la masa anual de CO₂ inyectado atribuible a cada fuente y la cantidad acumulativa imputada en almacenamiento; y
- el transporte, la inyección y la infraestructura de reciclado asociados al CO₂, si fuera adecuado (es decir, instalaciones de generación y captura en el sitio, conexiones de tuberías, tecnología de inyección, etc.) y las emisiones que surgen de allí.

Si bien el compilador es responsable solo de declarar los efectos de las operaciones en su jurisdicción, debe registrar las transferencias transfronterizas de CO₂ para la verificación cruzada y el proceso de GC/CC (véase la Sección 5.9).

2. Determinar si se produjo un informe adecuado de la caracterización del sitio geológico para cada sitio de almacenamiento. El informe de caracterización del sitio debe identificar y caracterizar vías de fugas potenciales, tales como fallas y pozos preexistentes, y cuantificar las propiedades hidrogeológicas del sistema de almacenamiento, en particular respecto de la migración de CO₂. **El informe de caracterización del sitio debe incluir datos suficientes para representar dichas características en un modelo geológico del sitio y del área circundante.** También debe incluir todos los datos necesarios para crear un modelo numérico correspondiente del sitio y del área circundante, para introducirlo en un simulador de reservorio numérico adecuado.

3. Determinar si el operador ha evaluado el potencial de fugas en el sitio de almacenamiento. El operador debe determinar el tiempo probable, la ubicación y el flujo de todas las emisiones fugitivas procedentes del reservorio de almacenamiento, o demostrar que no se espera que haya fugas. Deben efectuarse simulaciones de inyección de CO₂ a corto plazo, para predecir el desempeño del sitio desde el inicio de la inyección hasta un plazo considerable después de finalizada (es probable que sean décadas). Deben ejecutarse simulaciones a largo plazo para predecir el destino del CO₂ en un plazo de siglos hasta milenios. Debe llevarse a cabo un análisis de sensibilidad para evaluar la gama de emisiones posibles. Deben usarse los modelos para diseñar un programa de monitoreo que verificará si el sitio se desempeña o no conforme a lo esperado. El modelo geológico y el modelo del reservorio deberán ser actualizados en años futuros, en virtud de los datos nuevos y para dar cuenta de todas las instalaciones nuevas o los cambios operativos.

4. Determinar si cada sitio tiene un plan de monitoreo adecuado. El plan de monitoreo de cada sitio debe describir las actividades de monitoreo que sean coherentes con los resultados de la evaluación de fugas y la modelización. Las tecnologías existentes presentadas en el Anexo 1 pueden medir las fugas hacia la superficie terrestre, o hacia el lecho marino. El SRCCS incluye información detallada sobre las tecnologías y los métodos de monitoreo (véase el Anexo 1). En pocas palabras, el programa de monitoreo debe incluir disposiciones relativas a lo siguiente:

- (i) La medición de flujos de segundo plano de CO₂ (y, si corresponde, de CH₄) tanto en el sitio de almacenamiento como en cualquier punto donde haya probabilidad de emisión fuera de dicho sitio. Los sitios de almacenamiento geológico pueden tener flujos naturales de segundo plano de emisiones anteriores a la inyección, variables por razones estacionales (ecológicas y/o industriales). No deben incluirse estos flujos de segundo plano en la estimación de las emisiones anuales. Véase en el Anexo 1, el análisis de los métodos potenciales. Se recomienda realizar el análisis isotópico de los flujos de segundo plano de CO₂, ya que puede ayudar a distinguir entre el CO₂ natural y el inyectado.
- (ii) Medición continua de la masa de CO₂ inyectada en cada pozo a lo largo del período de inyección, véase la Sección 5.5 precedente.
- (iii) Monitoreo para determinar todas las emisiones de CO₂ procedentes del sistema de inyección.
- (iv) Monitoreo para determinar los flujos de CO₂ (y, si corresponde, de CH₄) a través del lecho marino o de la superficie terrestre, incluso, si cabe, a través de pozos y fuentes de agua tales como

manantiales. Para detectar fugas imprevistas, deben llevarse a cabo investigaciones periódicas de todo el sitio y de cualquier superficie adicional debajo de la cual el monitoreo y la modelización sugieren que hay CO₂ distribuido.

- (v) Monitoreo post-inyección: el plan debe contemplar el monitoreo del sitio después de la fase de inyección. Dicha fase del monitoreo debe tomar en cuenta los resultados de la modelización de pronóstico de la distribución de CO₂, para garantizar que el equipo de monitoreo se encuentre implementado en tiempo y lugar adecuados. Una vez que el CO₂ se acerca a la distribución prevista a largo plazo dentro del reservorio y concuerdan los modelos de distribución de CO₂ con las mediciones hechas conforme al plan de monitoreo, quizá convenga reducir la frecuencia del monitoreo (o interrumpirlo). Puede ser necesario reanudarlo si el sitio de almacenamiento resulta afectado por hechos inesperados, por ejemplo, movimientos sísmicos.
- (vi) Inclusión de mejoras en las técnicas/tecnologías de monitoreo a lo largo del tiempo.
- (vii) Verificación periódica de las estimaciones de las emisiones. La periodicidad necesaria es función del diseño, la implementación y la determinación temprana del potencial de riesgo del proyecto. Durante el período de inyección, se recomienda una verificación por lo menos cada cinco años o después de algún cambio significativo en la operación del sitio.

El monitoreo continuo de la presión de inyección y el monitoreo periódico de la distribución de CO₂ debajo de la superficie serían útiles como parte del plan de monitoreo. Es necesario monitorear la presión de inyección para controlar el proceso de inyección, p. ej., para evitar la acumulación de presión excesiva de los fluidos intersticiales del reservorio. Puede proporcionar información útil sobre las características del reservorio y una advertencia temprana de las fugas. Ya es una práctica común y puede ser un requisito regulatorio para las operaciones actuales de inyección subterránea. El monitoreo periódico de la distribución de CO₂ debajo de la superficie, fuese en forma directa o remota, también sería útil porque puede brindar pruebas de la migración de CO₂ hacia fuera del reservorio de almacenamiento y una alerta temprana de posibles fugas hacia la atmósfera o hacia el lecho marino.

5. Recopilar y verificar las emisiones anuales de cada sitio: los operadores de cada sitio de almacenamiento deben, con una frecuencia anual, suministrar al compilador del inventario las estimaciones de las emisiones anuales, que se pondrán a disposición del público. Las emisiones registradas del sitio y cualquier fuga que pueda ocurrir dentro o fuera del sitio en cualquier año serán las emisiones tal como fueron estimadas partiendo de la modelización (que puede ser cero), ajustadas para tomar en cuenta los resultados del monitoreo anual. *Si ocurriera una fuga repentina, p. ej., por la explosión de un pozo, deberá estimarse en el inventario la cantidad de CO₂ emitido.* Para simplificar la contabilidad de almacenamiento geológico en alta mar, deben considerarse las fugas hacia el lecho marino emisiones hacia la atmósfera, a los fines de la compilación del inventario. Además de las emisiones anuales totales, los antecedentes deben incluir la cantidad total de CO₂ inyectado, la fuente del CO₂ inyectado, la cantidad total acumulada de CO₂ almacenado hasta la fecha, las tecnologías utilizadas para estimar las emisiones y todo procedimiento de verificación adoptado por los operadores del sitio conforme al plan de monitoreo, tal como se indica en los puntos 4(iii) y 4(iv) precedentes. Para verificar las emisiones, el compilador del inventario debe solicitar y revisar la documentación de los datos monitoreados, incluida la frecuencia de monitoreo, los límites de detección de la tecnología y la porción de emisiones provenientes de las diversas vías identificadas en el plan de monitoreo de emisiones y todo cambio introducido como resultado de la verificación. Si se ha usado un modelo para estimar las emisiones durante los años en los que no hubo monitoreo directo, el compilador del inventario debe comparar los resultados modelizados con los datos del monitoreo más reciente. Los pasos 2, 3 y 4 arriba mencionados deben indicar la probabilidad y oportunidad de futuras fugas y la necesidad de monitoreo directo.

Las emisiones nacionales totales de almacenamiento geológico de dióxido de carbono son la sumatoria de las estimaciones de emisiones específicas del sitio.

ECUACIÓN 5.1

EMISIONES NACIONALES TOTALES

$$\text{Emisiones nacionales del almacenamiento geológico de dióxido de carbono} = \sum \text{emisiones de sitios de almacenamiento de dióxido de carbono}$$

Se ofrece más orientación para declarar las emisiones cuando más de un país participa en la captura, el almacenamiento y/o las emisiones de CO₂ en la Sección 5.10, Generación de informes y documentación.

5.7.2 Elección de los factores de emisión y datos de la actividad

Actualmente no están disponibles los factores de emisión de Nivel 1 o 2 para los sitios de almacenamiento de dióxido de carbono, pero podrán ser desarrollados en el futuro (véase la Sección 5.7). No obstante, como parte del proceso de estimación de las emisiones de Nivel 3, el compilador del inventario debe recopilar los datos de la actividad del operador sobre el CO₂ almacenado anual y acumulado. Es posible monitorear fácilmente estos datos en el cabezal del pozo de inyección o en una tubería adyacente.

El monitoreo en proyectos tempranos puede ayudar a obtener datos útiles que pueden ser utilizados para desarrollar metodologías de Nivel 1 o 2 en el futuro. Presentan ejemplos de la aplicación de las tecnologías de monitoreo los programas de monitoreo en los proyectos de recuperación mejorada de petróleo en Rangely, Colorado, Estados Unidos (Klusman, 2003a, b, c)), Weyburn en Saskatchewan, Canadá (Wilson and Monea, 2005) y el proyecto de almacenamiento de Sleipner en el Mar del Norte (Arts et al., 2003; véase también el Anexo 5.1). Ningún otro de los proyectos de inyección de CO₂ del mundo ha publicado aún los resultados del monitoreo sistemático de fugas de CO₂.

El proyecto de recuperación mejorada de Rangely comenzó a inyectar CO₂ en el reservorio de petróleo de la Weber Sand Unit en el yacimiento Rangely en 1986. El CO₂ inyectado acumulado hasta el 2003 era de aproximadamente 23 millones de toneladas. Se emprendió un programa de monitoreo (Klusman 2003a, b, c), basado en 41 lugares de medición dispersos a lo largo y a lo ancho de un sitio de 78 km². No había disponible ninguna medición de antecedentes previos a la inyección (que, en el nuevo sitio, sería determinada en el paso 4 (i) del plan de monitoreo antes planteado). En lugar de una base previa a la inyección, se tomó una muestra de 16 lugares de medición en un área de control ubicada fuera del yacimiento. Los resultados del programa de monitoreo indican una emisión anual de CO₂ de las profundidades inferior a 3 800 toneladas/año desde la capa terrestre hacia la superficie del yacimiento petrolífero. Es probable que al menos una parte, si no la totalidad, de este flujo se deba a la oxidación de metano profundo derivado del reservorio de petróleo o de los estratos superpuestos, aunque es posible que parte de ello sean emisiones fugitivas de CO₂ inyectadas al reservorio de petróleo. La ausencia de mediciones básicas previas a la inyección impide la identificación definitiva de su fuente.

Se ha inyectado CO₂ en el yacimiento petrolífero Weyburn (Saskatchewan, Canadá) para RMP desde septiembre de 2000. El muestreo de gases del suelo, con el principal objeto de determinar las concentraciones anteriores y si hubo fugas de CO₂ o de gases traza del reservorio, se llevó a cabo en tres períodos comprendidos entre julio de 2001 y octubre de 2003. A la fecha no hay pruebas de escapes del CO₂ inyectado. No obstante, es necesario seguir monitoreando los gases del suelo para verificar que se mantenga esta situación en el futuro y se requiere un trabajo más detallado para comprender las causas de la variación en los contenidos de los gases del suelo, e investigar más posibles conductos de escapes de gas (Wilson and Monea, 2005).

El sitio de almacenamiento de CO₂ Sleipner, en el Mar del Norte, en aguas noruegas (Chadwick et al. 2003) lleva inyectando aproximadamente un millón de toneladas de CO₂ anuales en Utsira Sand, una formación salina, desde 1996. La cantidad acumulada de CO₂ inyectado hasta 2004 era > 7 millones de toneladas. Se monitorea la distribución del CO₂ en la capa debajo de la superficie mediante repetidos sondeos sísmicos tridimensionales (hasta la fecha están a disposición del público los sondeos anteriores a la inyección y dos repetidos) y posteriormente mediante sondeos de gravedad (hasta la fecha se ha adquirido solamente un estudio). Los resultados de los sondeos sísmicos tridimensionales indican que no hay evidencia alguna de fugas (Arts et al. 2003).

Tomados en conjunto, estos estudios muestran que se puede implementar una metodología de Nivel 3 de modo que ayude no sólo a las estimaciones de emisiones nulas sino también para detectar fallas, aún a bajos niveles, si es que ocurren.

Hubo un único ensayo a gran escala de producción mejorada de metano de yacimientos carboníferos (MYC) en el que se utilizó CO₂ como inyector; el proyecto Allison en la cuenca de San Juan (San Juan Basin), Estados Unidos (Reeves, 2005). Se obtuvo suficiente información del proyecto Allison para indicar que el CO₂ quedaba atrapado en forma segura en las capas del carbón. La presión y los datos de la composición de 4 pozos de inyección y 15 pozos de producción indicaban que no había fugas. Se recuperó parte del CO₂ de los pozos de producción al cabo de aproximadamente cinco años. No obstante, esto era esperado y, a los fines de la confección del inventario, sería contabilizado como emisión (si no se separaba del metano producido del yacimiento carbonífero y reciclaba). No se ha emprendido ningún monitoreo de la superficie del suelo para controlar las fugas de CO₂ o de metano.

5.7.3 Exhaustividad

En el inventario deben incluirse todas las emisiones (CO₂ y, si fuera pertinente, CH₄) de todos los sitios de almacenamiento de CO₂. En los casos en los que la captura del CO₂ tiene lugar en un país diferente al del almacenamiento del CO₂, deben hacerse arreglos para garantizar que no se contabilice el almacenamiento por partida doble entre los compiladores de los inventarios nacionales correspondientes.

Los planes de caracterización del sitio y monitoreo deben identificar las posibles fuentes de emisiones fuera del sitio (p. ej., migración lateral, aguas subterráneas, etc.). Como alternativa, puede instrumentarse una estrategia reactiva en los lugares externos al sitio, sobre la base de la información interna. Si se pronostican o se producen las emisiones fuera del país en el que tiene lugar la operación de almacenamiento (inyección de CO₂), deben hacerse los arreglos entre los compiladores de los inventarios nacionales pertinentes para monitorear y contabilizar estas emisiones (véase la Sección 5.10, a continuación).

Las estimaciones del CO₂ disuelto en petróleo y emitido a la atmósfera como resultado del procesamiento de superficie quedan cubiertas por las metodologías para la producción de petróleo y de gas. El compilador del inventario debe garantizar que la información acerca de estas emisiones recopiladas en los sitios de almacenamiento de CO₂ sea coherente con las estimaciones bajo aquellas categorías de fuentes.

5.7.4 Desarrollo de una serie temporal coherente

Si las capacidades de detección de los equipos de monitoreo mejoran con el tiempo, o si se identificaran emisiones que no fueron registradas previamente, o si la actualización de los modelos sugiere que han ocurrido emisiones no identificadas y un programa de monitoreo actualizado lo corroborara, será necesario un nuevo cálculo adecuado de las emisiones. Esto es particularmente importante dada la precisión generalmente baja vinculada a los conjuntos actuales para monitoreo, inclusive los que utilizan las tecnologías corrientes más avanzadas. También es clave establecer los flujos de segundo plano y la variabilidad. En los sitios de almacenamiento exclusivo de CO₂, las emisiones antropogénicas previas a la inyección y al almacenamiento serán nulas. Para algunas operaciones de recuperación mejorada de petróleo, puede haber emisiones antropogénicas previas a la conversión en un sitio de almacenamiento de CO₂.

5.8 EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRE

Es parte de la *buena práctica* que se incluya una evaluación de incertidumbre cuando se utilizan los métodos de Nivel 3. La incertidumbre en las estimaciones de las emisiones depende de la precisión de las técnicas de monitoreo utilizadas para verificar y medir las emisiones y la modelización usadas para predecir fugas del sitio de almacenamiento. El concepto de porcentaje de incertidumbre puede no ser aplicable a este sector y, por lo tanto, pueden darse intervalos de confianza y/o curvas de probabilidades.

La incertidumbre en las mediciones de campo es fundamental y depende de la densidad del muestreo y de la frecuencia de medición, y puede determinarse usando métodos estadísticos estándar.

Una simulación de reservorio eficaz debe abordar los aspectos de variabilidad e incertidumbre de las características físicas, especialmente en las propiedades de rocas y fluidos de reservorios, pues los modelos de reservorios están diseñados para predecir los movimientos de los fluidos a largo plazo y porque los reservorios geológicos son inherentemente heterogéneos y variables. La incertidumbre de las estimaciones derivadas de la modelización depende entonces de:

- la exhaustividad de los datos primarios utilizados durante la evaluación del sitio;
- la correspondencia entre el modelo geológico y los aspectos clave de la geología del sitio y sus alrededores, particularmente el tratamiento de las posibles vías de migración;

La exactitud de los datos clave que respaldan el modelo:

- Su subsiguiente representación numérica mediante bloques cuadrículados
- Una representación adecuada de los procesos en los modelos numéricos físico-químicos y analíticos

Las estimaciones de la incertidumbre típicamente se hacen variando los parámetros introducidos al modelo y realizando múltiples simulaciones para determinar la repercusión sobre los resultados del modelo a corto plazo y sobre las predicciones a largo plazo. La incertidumbre en las mediciones de campo depende de la densidad del muestreo y de la frecuencia de medición, y puede determinarse usando métodos estadísticos estándar. Cuando hay disponibles tanto estimaciones como mediciones de modelos, la mejor estimación de las emisiones se hará validando el modelo y luego estimando las emisiones con el modelo actualizado. Las comprobaciones múltiples con el modelo cotejado con el historial pueden encarar la incertidumbre de estas estimaciones. Es posible utilizar estos datos para modificar los requisitos originales del monitoreo (p. ej., añadir nuevos lugares o tecnologías, aumentar o reducir la frecuencia) y en definitiva conforman la base de una decisión informada para dismantelar la instalación.

5.9 GARANTÍA DE CALIDAD / CONTROL DE CALIDAD (GC/CC) DEL INVENTARIO

GC/CC para todo el sistema de CCS

No se debe declarar la captura de CO₂ sin relacionarla con el almacenamiento a largo plazo.

Debe verificarse que la masa de CO₂ capturada no supere la masa de CO₂ almacenado, más las emisiones fugitivas declaradas en el año del inventario (Cuadro 5.4).

Hasta la fecha la experiencia con el CCS ha sido limitada, pero se espera que aumente en los próximos años. Por lo tanto, sería una *buena práctica* comparar los métodos de monitoreo y los posibles ámbitos de fugas entre sitios comparables en el nivel internacional. La cooperación internacional también sería ventajosa para desarrollar metodologías y tecnologías de monitoreo.

CUADRO 5.4 PANORAMA GENERAL: GENERALIDADES DE LA CAPTURA, EL TRANSPORTE, LA INYECCIÓN Y PARA EL ALMACENAMIENTO A LARGO PLAZO DE CO₂			
Categoría	Actividad		CO₂ (Gg)¹
	Fuente de datos	Unidad	
Cantidad total capturada para almacenamiento (A)	Sumados de todas las categorías pertinentes	Gg	
Cantidad total de importaciones para almacenamiento (B)	Datos de compañías de tuberías o de organismos de estadísticas	Gg	
Cantidad total de exportaciones para almacenamiento (C)	Datos de compañías de tuberías o de organismos de estadísticas	Gg	
Cantidad total de CO ₂ inyectado en los sitios de almacenamiento (D)	Datos de sitios de almacenamiento provistos por operadores, tal como se describe en el Capítulo 5	Gg	
Cantidad total de fugas durante el transporte (E1)	Sumados de la categoría de declaración 1 C 1 del IPCC	Gg	
Cantidad total de fugas durante la inyección (E2)	Sumados de la categoría de declaración 1 C 2 a del IPCC	Gg	
Cantidad total de fugas de los sitios de almacenamiento (E3)	Sumados de la categoría de informes 1 C 2 b del IPCC	Gg	
Fugas totales (E4)	E1 + E2 + E3	Gg	
Capturas + importaciones (F)	A + B	Gg	
Inyección + fuga + exportaciones (G)	D + E4 + C	Gg	
Discrepancia	F - G	Gg	
¹ Una vez capturado, no hay diferencia en el tratamiento dado al carbono biogénico y al carbono fósil: se estiman y declaran las emisiones y el almacenamiento de ambos.			

Idealmente, (capturas + importaciones) = (inyección + exportaciones + fugas)

Si (capturas + importaciones) < (inyección + exportaciones + fugas), entonces es necesario verificar que:

las exportaciones no están sobreestimadas

las importaciones no están subestimadas

los datos de la inyección de CO₂ no incluyen las operaciones de RMP no asociadas al almacenamiento

Si (capturas + importaciones) > (inyección + exportaciones + fugas), entonces es necesario verificar que:

las exportaciones no están subestimadas

las importaciones no están sobreestimadas

La captura de CO₂ designada «almacenamiento a largo plazo» está yendo en la práctica a otros usos emisivos a corto plazo (p. ej., productos, RMP sin almacenamiento)

GC/CC del sitio

Se logra el proceso de GC/CC en el sitio mediante la inspección regular de los equipos de monitoreo y la infraestructura del sitio por parte del operador. Los equipos y programas de monitoreo estarán sujetos al escrutinio independiente del compilador del inventario y/o de un organismo regulador.

El operador debe retener y remitir al compilador del inventario, para GC/CC, todos los datos, incluidos los informes de caracterización del sitio, los modelos geológicos, las simulaciones de inyección de CO₂, la modelización predictiva del sitio, las evaluaciones de riesgo, los planes de inyección, las solicitudes de licencias, las estrategias de monitoreo y los resultados y la verificación.

El compilador debe comparar (establecer marca de referencia) los índices de fuga de una instalación de almacenamiento dada con los sitios de almacenamiento análogos y explicar las razones de las diferencias en el desempeño.

Donde fuera aplicable, el organismo regulador pertinente podrá proveer la verificación de las estimaciones de emisiones y/o el plan de monitoreo descrito más arriba. Si no hubiera un organismo semejante, el operador del sitio debe proveer al compilador, desde el comienzo, los resultados de la revisión de pares por un tercero competente que confirme que los modelos geológicos y numéricos son representativos, que el simulador del reservorio es adecuado, la modelización es realista y que el plan de monitoreo es adecuado. Cuando estén disponibles, el operador del sitio debe comparar los resultados del programa de monitoreo con los modelos predictivos y ajustar, conforme a esos resultados, los modelos, el programa de monitoreo y/o la estrategia de inyección. El operador del sitio debe informar al compilador del inventario sobre los cambios introducidos.

5.10 GENERACIÓN DE INFORMES Y DOCUMENTACIÓN

Directrices para declarar las emisiones de los sitios de almacenamiento geológico:

Antes de comenzar con la operación de almacenamiento geológico, el compilador del inventario nacional del lugar de almacenamiento debe obtener y archivar lo siguiente:

- El informe sobre los métodos y resultados de la caracterización del sitio
- El informe sobre los métodos y resultados de la modelización
- La descripción del programa de monitoreo propuesto, incluidas las mediciones previas adecuadas
- El año en el que comenzó o comenzará el almacenamiento del CO₂
- Las fuentes propuestas de CO₂ y la infraestructura afectada a toda la cadena de CCGS entre la fuente y el reservorio de almacenamiento

El mismo compilador del inventario nacional debe recibir cada año, de cada sitio:

- La masa de CO₂ inyectado durante el año de declaración
- La masa de CO₂ almacenado durante el año de declaración
- La masa acumulada de CO₂ almacenado en el sitio
- La(s) fuente(s) de CO₂ y la infraestructura afectada a toda la cadena de CCGS entre la fuente y el reservorio de almacenamiento
- Un informe que detalle la justificación lógica, la metodología, la frecuencia de monitoreo y los resultados del programa de monitoreo, para incluir la masa de toda emisión fugitiva de CO₂ y cualquier otro gas de efecto invernadero hacia la atmósfera o al lecho marino, desde el sitio de almacenamiento, durante el año de declaración
- Un informe sobre cualquier ajuste de la modelización y modelización futura del sitio y los ajustes necesarios a la luz de los resultados del monitoreo
- La masa de toda emisión fugitiva de CO₂ y cualesquiera otros gases de efecto invernadero a la atmósfera o al lecho marino desde el sitio de almacenamiento durante el año de declaración
- Las descripciones de los programas, los métodos y las frecuencias de monitoreo utilizados y sus resultados
- Los resultados de la verificación de terceros del programa y los métodos de monitoreo

Puede haber requisitos adicionales de declaración en el nivel del proyecto en el que el sitio es parte de un esquema de intercambio de emisiones.

Declaración de las operaciones transfronterizas de CCS

El CO₂ puede capturarse en un país, País A, y exportarse para almacenamiento a otro país, País B. De ser así, el País A debe declarar la cantidad de CO₂ capturado, todas las emisiones procedentes del transporte y/o del almacenamiento temporario que tiene lugar en ese País A y la cantidad de CO₂ que se exporta al País B. El País B debe declarar la cantidad de CO₂ importado, todas las emisiones procedentes del transporte y/o del almacenamiento temporario (que tiene lugar en el País B) y todas las emisiones procedentes de la inyección y de los sitios de almacenamiento geológico.

Si se inyecta el CO₂ en un país, País A, y viaja desde el sitio de almacenamiento y se fuga en otro país, País B, el País A es responsable de declarar las emisiones del sitio de almacenamiento geológico. Si tal fuga fuera anticipada basándose en la caracterización y la modelización del sitio, el País A debe hacer un arreglo con el País B para garantizar la aplicación de las normas adecuadas para almacenamiento a largo plazo y monitoreo y/o estimación de emisiones (los organismos reguladores pertinentes pueden tener arreglos existentes para hacer frente a las cuestiones transfronterizas con respecto a la protección de las aguas subterráneas y/o la recuperación del petróleo y del gas).

Si más de un país utiliza un sitio de almacenamiento común, el país en el que tiene lugar el almacenamiento geológico es responsable de declarar las emisiones procedentes de ese sitio. Si las emisiones ocurren fuera del país, aún es responsable de declararlas, como se describiera más arriba. En caso de que haya un sitio de almacenamiento en más de un país, los países en cuestión deben establecer un arreglo según el cual cada uno declara una fracción acordada del total de emisiones.

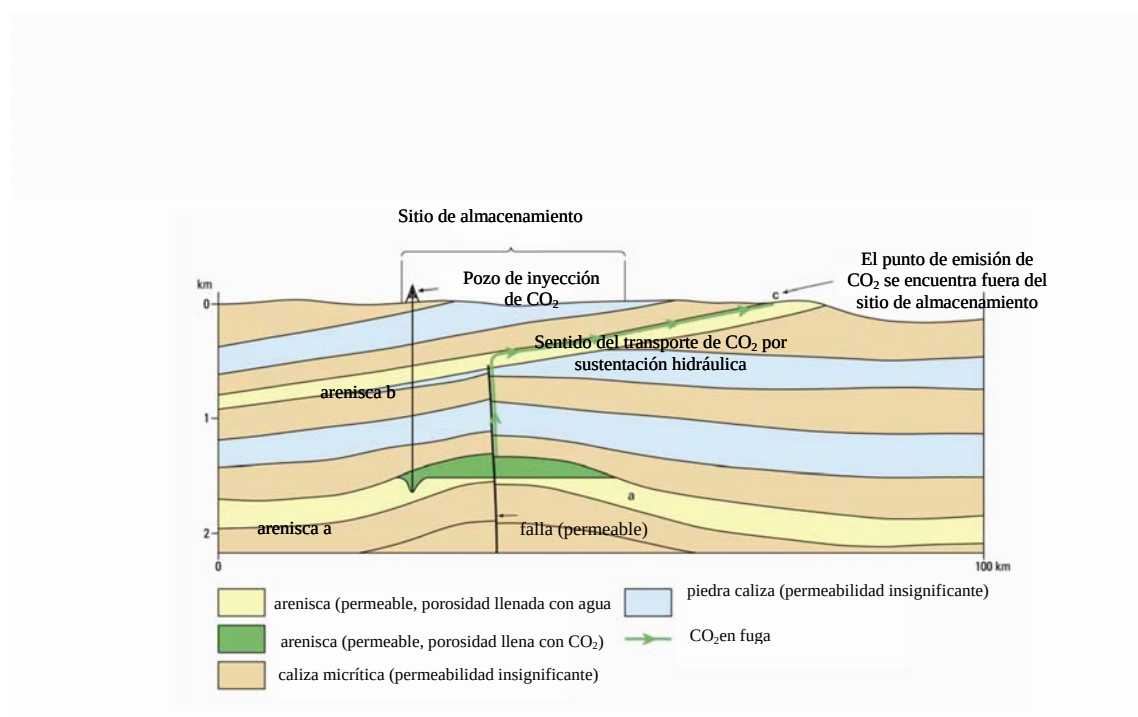
Anexo 5.1 Descripción resumen de las tecnologías de monitoreo potenciales para los sitios de almacenamiento geológico de CO₂

I

El monitoreo del almacenamiento geológico de CO₂ exige el uso de una gama de técnicas que pueden definir la distribución, la fase y la masa del CO₂ inyectado en cualquier lugar a lo largo del trayecto que se extiende desde el punto de inyección del reservorio de almacenamiento geológico a la superficie terrestre o al lecho marino. Para ello suele requerirse la aplicación de varias técnicas diferentes en simultáneo.

Debe caracterizarse la geología del sitio de almacenamiento y su área circundante a fin de identificar características, eventos y procesos que pueden conducir a un escape de CO₂ desde el reservorio de almacenamiento y también modelar rutas de transporte potenciales de CO₂ y flujos en caso de haber un escape de CO₂ desde el reservorio de almacenamiento, dado que no será necesariamente en el sitio de inyección (Figura A1).

Figura A1 **Ilustración del potencial de fugas de CO₂ de un reservorio de almacenamiento geológico que puede ocurrir fuera del sitio de almacenamiento**



Si el CO₂ migra desde un reservorio de almacenamiento (a) vía alguna falla no detectada a la roca porosa y permeable del reservorio (b), puede ser transportado por sustentación hidráulica hacia la superficie en el punto (c). Esto puede provocar la emisión de CO₂ en la superficie, a varios kilómetros del sitio propiamente dicho, en un momento desconocido en el futuro. La caracterización de la geología del sitio de almacenamiento y de los alrededores, y la modelización numérica de los ámbitos de fugas potenciales y de los procesos pueden proveer la información necesaria para monitorear correctamente la superficie del sitio y debajo de la superficie, durante el proceso de inyección y con posterioridad a éste.

Los Cuadros A5.1 – A5.6 enumeran las técnicas de monitoreo y las herramientas de medición más comunes que pueden utilizarse para monitorear el CO₂ en las capas subterráneas profundas (consideradas aquí la zona aproximadamente comprendida entre los 200 y los 5 000 metros debajo de la superficie o del lecho marino), las capas poco profundas (aproximadamente hasta 200 metros debajo de la superficie o del lecho marino y la casi superficie (regiones de menos de 10 metros sobre la superficie y debajo de estos).

Deben usarse las técnicas que produzcan los resultados más exactos, según las circunstancias. Para los especialistas, las técnicas adecuadas suelen ser obvias, pero pueden evaluarse también técnicas diferentes para

ver si son relativamente adecuadas. No hay límites de detección nítidamente definidos en la mayoría de las técnicas. En el campo, su capacidad para medir la distribución, la fase y la masa de CO₂ de un reservorio subterráneo es específica para cada sitio. Se determina en gran medida por la geología del sitio y sus alrededores, y las condiciones ambientales de temperatura, presión y saturación de las aguas subterráneas, como así también por la sensibilidad teórica de las técnicas o de los instrumentos de medición mismos.

En forma similar, los límites de detección de las técnicas de monitoreo de superficie están determinados por parámetros ambientales como así también por la sensibilidad de los instrumentos de monitoreo mismos. En sistemas cercanos a la superficie en tierra, los flujos y las concentraciones de CO₂ se determinan por la absorción de CO₂ por parte de las plantas durante la fotosíntesis, la respiración de las raíces, la respiración microbial en el suelo, la desgasificación profunda de CO₂ y el intercambio de CO₂ entre el suelo y la atmósfera [Oldenburg and Unger 2003]. Debe diferenciarse toda desgasificación de CO₂ de un reservorio de almacenamiento de CO₂ construido por la mano del hombre de la variable natural de segundo plano (Oldenburg and Unger 2003, Klusman 2003a, c). El análisis de los cocientes de isótopos de carbono estables y radiogénicos del CO₂ detectado puede ayudar a este proceso.

La mayoría de las técnicas requiere calibración o comparación con sondeos básicos hechos antes del inicio de la inyección, p. ej., para determinar los flujos de segundo plano de CO₂. Las estrategias de monitoreo en las capas profundas fueron aplicadas en el yacimiento petrolífero Weyburn y el sitio de almacenamiento de CO₂ Sleipner (Wilson and Monea 2005, Arts et al. 2003). La interpretación de sondeos sísmicos en 4D ha sido muy exitosa en ambos casos. En el yacimiento Weyburn, la información geoquímica obtenida de algunos de los numerosos pozos también ha demostrado ser sumamente útil.

Se propusieron (Oldenburg and Unger 2003) y aplicaron (Klusman 2003a, c; Wilson and Monea 2005) estrategias para el monitoreo de la superficie y niveles cercanos a ella en la costa. Se utilizaron sondeos de gases del suelo y mediciones del flujo de gases en la superficie. Hasta la fecha no hubo monitoreo de las capas poco profundas ni del lecho marino específicamente para el CO₂ en alta mar. No obstante, se emprendió el monitoreo de la percolación de gas natural y de sus efectos sobre las capas poco profundas y el lecho marino y se lo consideró análogo para la percolación de CO₂ [p. ej., Schroot and Schüttenhelm 2003a, b].

CUADRO A 5.1
TECNOLOGÍAS POTENCIALES PARA EL MONITOREO DE CAPAS PROFUNDAS Y SU PROBABLE APLICACIÓN

Técnica	Capacidades	Límites de detección	Dónde es aplicable; costos	Limitaciones	Estado tecnológico actual
Sondeos 2D, 3D y 4D (intervalos de tiempo) y de reflexión sísmica de componentes múltiples	Imágenes de la estructura geológica del sitio y los alrededores, estructura, distribución y espesor de la roca y la roca capilar del reservorio, distribución (y con movimiento de intervalos de tiempo) del CO ₂ del reservorio. Puede verificar (dentro de los límites) la masa de CO ₂ del reservorio. Pueden instalarse arreglos sísmicos permanentes (pero no son necesarios) para la adquisición de intervalos de tiempo (4D).	Específicos del sitio Profundidad óptima del objetivo, habitualmente 500 a 3000 m. En Sleipner, que está cerca del punto óptimo para esta técnica, el límite de detección en Utsira Sand es de aproximadamente 2800 toneladas de CO ₂ . En Weyburn, el límite de detección es de aproximadamente 2500 a 7500 toneladas de CO ₂ (White et al. 2004). Es probable que pueda detectarse CO ₂ disperso en estratos superpuestos; pueden obtenerse buenas imágenes de bolsas de gas natural poco profundas que se ven como puntos brillantes y metano disperso en chimeneas de gas.	En la costa y en alta mar. Las imágenes son peores que en karst, debajo de sal, debajo de gas; en general, la resolución disminuye con la profundidad	No puede crear imágenes de CO ₂ disuelto (no hay suficiente impedancia para contrastar entre el fluido intersticial saturado con CO ₂ y el fluido intersticial nativo. No puede crear buenas imágenes en las que haya poca impedancia para contrastar entre el fluido y la roca saturada con CO ₂ . Son bastante comunes (Wang, 1977)	Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas
Pozo de ventilación sísmica	Produce imágenes de la distribución de la velocidad entre pozos. Provee información en 2D acerca de rocas y los fluidos que contienen.	Específicos del sitio. La resolución puede ser mayor que los sondeos de la reflexión sísmica de la superficie, pero la cobertura es más restringida	En la costa y en alta mar	Como se indica más arriba y limitado a la superficie entre pozos	Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas
Perfil sísmico vertical	Produce imágenes de la distribución de la velocidad en un único pozo. Traza un mapa de la distribución de la presión de fluidos alrededor del pozo. Alerta temprana potencial de fugas alrededor del pozo.	Específicos del sitio	En la costa y en alta mar	Como se indica más arriba y limitándose a una superficie pequeña alrededor de un único pozo	Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas

CUADRO A 5.1 (CONTINUACIÓN)
TECNOLOGÍAS POTENCIALES PARA EL MONITOREO DE CAPAS PROFUNDAS Y SU PROBABLE APLICACIÓN

Técnica	Capacidades	Límites de detección	Dónde es aplicable; costos	Limitaciones	Estado tecnológico actual
Monitoreo microsísmico	Detecta y triangula la ubicación de microfracturas en las rocas del reservorio y los estratos circundantes. Provee una indicación de la ubicación de los frentes de fluidos inyectados. Evalúa el riesgo sísmico inducido.	Específicos del sitio. Depende del ruido de fondo, entre otros factores. Más receptores ubicados en más pozos proveen mayor precisión en los lugares de los eventos.	En la costa y en alta mar	Requiere pozos para la implementación	Bien desarrollada con cierto despliegue comercial
Pozos de monitoreo	Numerosas funciones potenciales, incluida la medición de la saturación de CO ₂ , la presión de fluidos, la temperatura. Degradación o falla de cemento y/o del revestimiento Perfilación de pozos. Detección de trazas; los trazas de movimiento rápido pueden permitir intervenir en la prevención de fugas mediante la modificación de parámetros operativos. Detección de cambios geoquímicos en fluidos de formación. Muestreo físico de rocas y fluidos. Medidores de movimientos verticales dentro del pozo para detectar movimientos de la tierra causados por la inyección de CO ₂ . Las formaciones de monitoreo se superponen al reservorio de almacenamiento para obtener señales de fugas del reservorio.	Las muestras geoquímicas del interior del pozo pueden analizarse mediante un espectrómetro de masa de acople inductivo (con una resolución de partes por billón). Pueden detectarse los trazas de perfluorocarbono en partes por 10 ¹² . Los registros de los pozos proveen una medición exacta de numerosos parámetros (porosidad, resistividad, densidad, etc.).	En la costa y en alta mar. Es más costoso acceder en alta mar.	Algunas funciones pueden ejecutarse únicamente antes de que se entube el pozo. Otras requieren la perforación a determinados intervalos del revestimiento. El costo es una limitación, especialmente en alta mar.	Pozos de monitoreo implementados, p. ej., en la industria del almacenamiento del gas natural. Numerosas herramientas muy desarrolladas y utilizadas rutinariamente en la industria petrolífera y del gas, otras en desarrollo
Monitoreo de la presión del cabezal del pozo durante la inyección, prueba de la presión de formación	La presión de la inyección puede ser monitoreada en forma continua en el cabezal del pozo con medidores (Wright and Majek 1998). La presión dentro del pozo puede ser monitoreada mediante galgas. Pruebas de presión de la inyección y pruebas de producción aplicadas en el pozo para determinar la permeabilidad, la presencia de obstáculos en el reservorio, la capacidad de las rocas capilares de retener fluidos.	Tecnología comprobada para la ingeniería de reservorios de yacimientos petrolíferos y de gas y estimación de reservas. ICP-MS utilizado para detectar cambios sutiles en la composición elemental debido a la inyección de CO ₂ .	En la costa y en alta mar. Más costoso en alta mar		Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas
Sondeos de gravedad	Determinan la masa y distribución aproximada del CO ₂ inyectado por cambios mínimos en la gravedad causados porque el CO ₂ inyectado desplaza al fluido intersticial original del reservorio. Pueden detectar la migración vertical de CO ₂ con sondeos repetidos, especialmente donde hay cambios de fluidos supercríticos a gas por los cambios en la densidad. El límite de la detección es deficiente y específico para cada sitio.	Cantidades mínimas detectables en el orden de cientos de miles a pocos millones de toneladas (Benson et al. 2004; Chadwick et al 2003). Las cantidades detectables en la práctica son específicas para cada sitio. Cuanto mayor es la porosidad y el contraste de la densidad entre el fluido intersticial nativo y el CO ₂ inyectado, mejor es la resolución.	En la costa y en alta mar. Asequible en la costa.	No puede crear imágenes de CO ₂ disuelto (no hay suficiente contraste de densidad con el fluido intersticial nativo).	Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas. Muy utilizada en la investigación geofísica

CUADRO A 5.2
TECNOLOGÍAS POTENCIALES PARA EL MONITOREO DE CAPAS POCO PROFUNDAS Y SU PROBABLE APLICACIÓN

Técnica	Capacidades	Límites de detección	Dónde es aplicable; costos	Limitaciones	Estado tecnológico actual
Sparker: Fuente sísmica con frecuencia central alrededor de 0,1 a 1,2 kHz, generalmente en bajas profundidades.	Produce imágenes de (los cambios de) la distribución de gas en bajas profundidades (habitualmente representada por la neutralización acústica, manchas brillantes, mejora del reflector).	Generalmente concentraciones de gas libre >2% identificado mediante la neutralización acústica. Resolución vertical > 1m	Alta mar	Mayor penetración pero menos resolución que en el caso de remolque profundo La cuantificación del gas puede ser dificultosa cuando las concentraciones son mayores que el 5%	Muy desarrollada, ampliamente instrumentada en la industria de los sondeos sísmicos y también en la investigación marítima.
Remolque profundo: Fuente sísmica que genera un pulso de sonido de banda ancha con una frecuencia central de alrededor de 2,5 kHz remolcado en profundidad.	Produce imágenes de (los cambios en) la distribución de gas poco profundo en sedimentos (habitualmente representada por la neutralización acústica, manchas brillantes, etc.). Produce imágenes de la morfología del lecho marino. Produce imágenes de corrientes de burbujas en aguas del mar	Generalmente concentraciones de gas libre >2% identificado mediante la neutralización acústica. La resolución de la morfología del lecho marino es habitualmente < 1 metro. La penetración puede ser de hasta alrededor de 200 m debajo del lecho marino, pero suele ser menos.	Alta mar	Las corrientes de burbujas son más solubles que las burbujas de metano, por lo que pueden disolverse en columnas de aguas relativamente poco profundas (alrededor de 50 m). Las corrientes de burbujas pueden ser intermitentes y no captadas por un único sondeo. La posición correcta del larguero es clave	Muy desarrollada, ampliamente instrumentada en la industria de los sondeos sísmicos y también en la investigación marítima.
Sonar de exploración lateral	Produce imágenes de la morfología del lecho marino. Produce imágenes de corrientes de burbujas en aguas del mar Caracterización de la litología del lecho marino; p. ej., cementación de carbonato	Método óptimo para detectar burbujas de gas.	Alta mar	Véase lo citado precedentemente. El posicionamiento correcto del sonar de exploración lateral es clave.	Muy desarrollada, ampliamente instrumentada en la industria de los sondeos del lecho marino y también en la investigación marítima
Sonda acústica de haces múltiples (batímetro Swath)	Produce imágenes de la morfología del lecho marino. Los sondeos repetidos permiten cuantificar los cambios morfológicos. Litología del lecho marino identificada a partir de la retrodispersión.	Puede identificar cambios en la morfología del lecho marino de apenas 10 cm.	Alta mar	Véase lo citado precedentemente. Mayor cobertura en menos tiempo	Muy instrumentada en la investigación marítima
Métodos eléctricos	Puede detectar cambios en la resistividad debido al reemplazo del fluido intersticial nativo con CO ₂ , especialmente cuando el CO ₂ es supercrítico. Potencialmente, los métodos electromecánicos y eléctricos pueden trazar un mapa de la distribución de CO ₂ en un reservorio de almacenamiento. El EM de la superficie puede tener el potencial para trazar un mapa de los cambios de la saturación en el CO ₂ dentro del reservorio.	Costo relativamente bajo y baja resolución	Capacidad demostrada de EM en la superficie en la costa y en alta mar. Necesita desarrollo para la aplicación en almacenamiento de CO ₂	Resolución: necesita desarrollo y ulterior demostración	En etapa de investigación

CUADRO A 5.3
TECNOLOGÍAS PARA DETERMINAR FLUJOS DEL SUELO O DEL AGUA A LA ATMÓSFERA Y SU PROBABLE APLICACIÓN

Técnica	Capacidades	Límites de detección	Dónde es aplicable; costos	Limitaciones	Estado tecnológico actual
Técnica de covarianza de Eddy (Miles, Davis and Wyngaard 2005).	Mide los flujos de CO ₂ en el aire de una huella definida matemáticamente con equipos de detección contra el viento. Los equipos se montan sobre una plataforma o una torre. Los datos de los análisis de gases, habitualmente relevados con detectores infrarrojos de CO ₂ de trayecto abierto o cerrado, se integran a la velocidad y dirección del viento para definir la huella y calcular el flujo.	Flujo realista detectable en un área biológicamente activa con mediciones horarias = $4,4 \times 10^{-7} \text{ kg m}^{-2} \text{ s}^{-1} = 13870 \text{ t km}^{-2}/\text{año}$ (Miles, Davis and Wyngaard 2005)	Puede usarse solamente en la costa. Tecnología demostrada. Relativamente asequible. Potencial para sondear superficies relativamente grandes para determinar flujos y detectar fugas. Una vez detectada, es probable que la fuga requiera un sondeo detallado (detector IR portátil de CO ₂ o de gases del suelo) de la huella para precisar su ubicación.	Pueden ser necesarias varias torres de instrumentos para cubrir un sitio completo. Con un detector montado sobre una torre de 10 m, es probable la detección de una huella en el orden de $10^4 - 10^6 \text{ m}^2$. Puede ser deseable un desarrollo que automatice las mediciones. La determinación cuantitativa de flujos puede estar limitada a regiones de terreno plano.	Implementada por la comunidad investigadora
La técnica de cámaras de acumulación, mediante el uso de IR en el campo o análisis en laboratorio de gas muestreado para medir el flujo (Klusman 2003).	Las cámaras de acumulación de volumen conocido se colocan sobre el piso y se conectan holgadas a la superficie de tierra, por ejemplo acumulando suelo a su alrededor, o se las coloca sobre collares insertados en la tierra. Se muestrea y analiza periódicamente el gas de las cámaras, p. ej. mediante detectores de gas IR, y se devuelve a la cámara para monitorear la acumulación a lo largo del tiempo. Detecta cualquier flujo a través del suelo.	Capaz de detectar fácilmente flujos de $0,04 \text{ g de CO}_2 \text{ m}^2 \text{ día}^{-1} = 14,6 \text{ t/km}^2/\text{año}$ (Klusman 2003a). Lo principal es la detección de fugas subterráneas genuinas contra niveles variables biogénicos de segundo plano (potencialmente, los trazas pueden ser de ayuda). Funciona mejor en invierno porque se suprime la variación de las estaciones en las actividades biológicas durante el invierno.	Tecnología probada en Rangely (Klusman 2003a, b, c). Gran herramienta cuando se utiliza junto con el análisis de otros gases y el de isótopos de carbono radiogénicos, que ayudan a identificar la fuente del CO ₂ recopilado. Los gases traza añadidos al CO ₂ inyectado también pueden ayudar; los trazas de movimiento rápido pueden permitir intervenir en la prevención de fugas mediante la modificación de parámetros operativos (es decir, evitar remedios).	Las brechas entre los puntos de muestreo permiten la posibilidad teórica de fugas no detectadas. En yacimientos de petróleo y de gas existe la posibilidad de que el CO ₂ pueda ser CH ₄ oxidado con microbios en lugar de ser CO ₂ que se fuga desde un repositorio.	Implementada por la comunidad investigadora
Análisis de gases de aguas subterráneas y superficiales.	Muestrea y mide el contenido de gas de aguas subterráneas y superficiales tales como manantiales. Puede: a) Colocar un vacío parcial sobre el líquido y extraer los gases disueltos. Analizar gases mediante cromatografía, espectrometría de masa, etc. b) En una muestra fresca, analizar el contenido de bicarbonato. Es básicamente lo que se hizo en el yacimiento en Weyburn en el terreno y en el cabezal del pozo (Shevalier et al. 2004). Dado que los contenidos de CO ₂ y de bicarbonato están ligados, el análisis del bicarbonato puede relacionarse directamente con el contenido del CO ₂ disuelto (suponiendo que hay condiciones de equilibrio).	Los niveles de segundo plano probablemente estén en el orden de pocas ppm. El límite de la detección del bicarbonato está en la gama de <2 ppm.	En la costa. Debe utilizarse en combinación con mediciones de flujos de la tierra a la atmósfera, ya que provee una vía alternativa para las emisiones de CO ₂ . Las técnicas de medición están bien desarrolladas y son relativamente directas (p. ej., Evans et al., 2002) pero debe cuidarse de tomar en cuenta la desgasificación rápida del CO ₂ del agua (Gambardella et al., 2004).	Debe tomar en cuenta las variaciones en el flujo del agua.	>Implementada comercialmente.

CUADRO A 5.4
TECNOLOGÍAS PARA LA DETECCIÓN DE NIVELES ELEVADOS DE CO₂ EN EL AIRE Y EL SUELO (DETECCIÓN DE FUGAS)

Técnica	Capacidades	Límites de detección	Dónde es aplicable; costos	Limitaciones	Estado tecnológico actual
Análisis de gas con IR láserico de trayecto abierto largo	Mide la absorción de CO ₂ en el aire de una parte específica del espectro infrarrojo a lo largo de un trayecto de un haz láserico y, por lo tanto, los niveles de CO ₂ en el aire cerca del nivel del suelo. Es posible construir un mapa tomográfico a partir de las mediciones, pero hay pocos registros de su conversión en un flujo a través de la superficie.	Necesita desarrollo, pero el potencial se estima en $\pm 3\%$ del ambiente (aprox. 11 ppm) o mejor	En la costa. Probablemente tiene el mejor potencial a corto plazo de cubrir varios km ² con un dispositivo, y por ello yacimientos enteros con unos pocos dispositivos. Los costos se estiman en miles de dólares por unidad, por lo que el potencial de sondear yacimientos enteros es relativamente asequible. Una vez detectada, es probable que la fuga requiera un sondeo más detallado (detector de CO ₂ IR portátil o de gases del suelo) para precisar su ubicación.	Tecnología que aún se encuentra en desarrollo. Mide la concentración de CO ₂ en un trayecto largo, de modo que es necesaria la interpretación de la tomografía o un sondeo más detallado para ubicar las fugas con precisión. Es difícil calcular flujos o detectar fugas de bajo nivel contra segundos planos relativamente altos y de naturaleza variable.	En la etapa de demostración y desarrollo
Análisis de gases del suelo	Es clave establecer los flujos de segundo plano de los de la superficie y la variación. La técnica mide niveles de CO ₂ y flujos en el suelo con sondas, habitualmente clavadas en el suelo a una profundidad de 50-100 cm, pero también pueden ser muestras de pozos. El muestreo suele hacerse en una cuadrícula. La parte inferior de la sonda o del tubo insertado en el pozo es perforada y se extrae el gas del suelo para llevar a cabo un análisis en el sitio usando un detector IR láserico portátil o se enlata el gas para su análisis en el laboratorio.	Los detectores IR portátiles usados para el sondeo de gases del suelo pueden resolver los cambios en la concentración del CO ₂ hasta por los menos $\pm 1-2$ ppm. Los valores absolutos de CO en los gases del suelo (0,2-4%) son mayores que en el aire, pero las variaciones del flujo son menos en las capas debajo de la superficie que en las superiores, de modo que es más fácil detectar flujos bajos en los niveles subterráneos. Puede medirse una gama de gases; las relaciones de otros gases con los isótopos pueden dar indicios acerca del origen del CO ₂ .	En la costa. Tecnología probada en los yacimientos Weyburn y Rangely y en zonas volcánicas/geotérmicas. Útil para mediciones detalladas, especialmente alrededor de puntos de fugas detectadas con flujo bajo.	Cada medición puede insumir varios minutos. El sondeo exacto de grandes áreas es relativamente costoso e insume mucho tiempo. En los yacimientos de petróleo y de gas existe la posibilidad de que el CO ₂ pueda ser CH ₄ oxidado con microbios en lugar de CO ₂ que se fuga desde un repositorio.	Implementada por la comunidad investigadora
Analizadores de gas IR manuales portátiles, personales, orientados a la seguridad industrial.	Mide niveles de CO ₂ en el aire.	La resolución de los dispositivos manuales pequeños para protección personal suele ser de alrededor de 100 ppm.	Puede usarse en infraestructuras en la costa o en alta mar, por ejemplo en plataformas. Tecnología probada. Los dispositivos manuales pequeños para protección personal suelen costar <\$1000 por unidad. También puede ser útil para señalar fugas de alta concentración detectadas mediante métodos de búsqueda más amplios.	No es lo suficientemente exacta para monitorear fugas de CO ₂ .	Amplia implementación comercial
Análisis de gas con IR láserico aéreo	Detectores IR lásericos de trayectos abiertos o cerrados montados en helicópteros o aviones, con potencial para mediciones de CO ₂ en el aire cada ~10m.	Brantley and Koepenick (1995) indican un límite de detección de ± 1 ppm sobre el ambiente para los equipos usados con la técnica aérea de trayecto cerrado. Con la técnica de trayecto abierto hay menos información disponible, aunque es probable que sea $\pm 1\%$ o menos.	En la costa. Tecnología probada para detectar fugas de metano de tuberías y CO ₂ de fuentes muy grandes. Aplicación posible para la detección de fugas de CO ₂ de tuberías e infraestructuras o fugas concentradas desde fuentes subterráneas.	Las mediciones se hacen por lo menos a cientos de metros sobre el suelo y las concentraciones en el nivel de la superficie son probablemente mucho más altas que las mínimas detectables en esos niveles. El CO ₂ es más pesado que el aire, por lo que baja al nivel de la superficie y no es fácilmente detectable con métodos aéreos, como el metano.	Implementado comercialmente en aplicaciones de tuberías de gas natural, no en aplicaciones de detección de CO ₂ .
Notas: Datos parciales de Schuler & Tang (2005) incluidos con autorización del CO ₂ Capture Project.					

CUADRO A 5.5 MEDICIONES SUSTITUTAS PARA DETECTAR FUGAS DE LOS SITIOS DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂					
Técnica	Capacidades	Límites de detección	Dónde es aplicable; costos	Limitaciones	Estado tecnológico actual
Imágenes hiperespectrales satelitales o aéreas	Detecta cambios anómalos en la salud de la vegetación que pueden deberse a fugas de CO ₂ hacia la superficie. También puede detectar fallas sutiles u ocultas que pueden ser vías para gases que emergen en la superficie. Utiliza partes visibles e infrarrojas del espectro.	Resolución espacial de imágenes satelitales y aéreas 1-3m Sin calibrar en términos de flujo o de fracción del volumen de CO ₂ en los gases del aire o del suelo, pero puede dar indicaciones de áreas que deben ser muestreadas en detalle.	En la costa	Se requiere investigación para determinar niveles de CO ₂ en el suelo que produzcan cambios detectables en la salud y la distribución de la vegetación. Serán necesarios varios sondeos reiterados para establecer respuestas (por temporada) a las variaciones climáticas. No es útil en zonas áridas.	En etapa de investigación
Interferometría satelital	Los sondeos repetidos de radares satelitales detectan cambios en la elevación de la superficie causados potencialmente por la inyección de CO ₂ , si hay un levantamiento de capas telúricas.	El radar de apertura sintética interferométrica (InSAR, del inglés, <i>Interferometric Synthetic Apertura Radar</i>) puede detectar cambios en la elevación en la escala de milímetros	En la costa	Los cambios en la elevación pueden no ocurrir, u ocurrir por temporada, p. ej., por congelamiento/deshielo. Las condiciones atmosféricas y topográficas locales pueden interferir.	En etapa de investigación, aún no fue implementada para almacenamiento de CO ₂ .

CUADRO A 5.6 TECNOLOGÍAS PARA EL MONITOREO DE LOS NIVELES DE CO EN EL MAR Y SU PROBABLE APLICACIÓN					
Técnica	Capacidades	Límites de detección	Dónde es aplicable; costos	Limitaciones	Estado tecnológico actual
Análisis de gases de sedimentos	Muestrea y, en el laboratorio, mide el contenido de gas de sedimentos del lecho marino.	Incertidumbre sobre la relación entre los contenidos de gas medidos y los contenidos de gas en el sitio.	Alta mar. Tiempo de barco costoso.	Es necesario corregir la presión de los datos, salvo que se recojan muestras presurizadas. Pueden usarse anfibios y buzos para tomar las muestras, si fuera necesario. Tiempo de barco costoso.	Implementada por la comunidad investigadora para el análisis de gas metano en alta mar.
Análisis del gas en aguas marítimas	Muestrea y, en el laboratorio, mide el contenido de gas del agua del mar. Hay protocolos para el análisis de muestras del agua marítima.	Límites de detección de los equipos analíticos proclives a estar en el orden de pocos ppm o mejor. El límite de la detección del bicarbonato ronda los <2 ppm. No se ha demostrado la capacidad de detección de fugas en el terreno. El tamaño mínimo de fuga que puede detectarse no ha sido demostrado en la práctica.	Alta mar. Tiempo de barco costoso.	Véase lo citado precedentemente.	Implementada en aguas cercanas a la superficie en la comunidad investigadora; no se utiliza ampliamente en aguas profundas.

Referencias

- Arts, R., Eiken, O., Chadwick, R.A., Zweigel, P., van der Meer, L.G.H. and Zinszner, B. (2003). 'Monitoring of CO₂ injected at Sleipner using time-lapse seismic data.' Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale & Y. Kaya (eds.), 1-4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v. 1, pp. 347-352.
- Bachu, S. and Gunter, W.D. (2005). 'Overview of acid-gas injection operations in Western Canada.' In: E.S. Rubin, D.W. Keith & C.F. Gilboy (Eds.), Greenhouse Gas Control Technologies, Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 5-9 September 2004, Vancouver, Canada. Volume 1: Peer Reviewed Papers and Overviews, Elsevier, Oxford, pp.443-448.
- Benson, S.M., Gasperikova, E. and Hoversten, M. (2004). 'Overview of monitoring techniques and protocols for geologic storage projects.' IEA Greenhouse Gas R&D Programme Report, PH4/29. 99 pages.
- Brantley, S. L. and Koepenick, K. W. (1995). 'Measured carbon-dioxide emissions from Oldoinyo-Lengai and the skewed distribution of passive volcanic fluxes.' *Geology*, v. 23(10), pp. 933-936.
- Chadwick, R.A., Zweigel, P., Gregersen, U., Kirby, G.A., Holloway, S. and Johannesen, P.N. (2003). 'Geological characterization of CO₂ storage sites: Lessons from Sleipner, northern North Sea.' Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1-4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 321-326.
- Evans, W. C., Sorey, M.L., Cook, A.C., Kennedy, B.M., Shuster, D.L., Colvard, E.M., White, L.D., and Huebner, M.A., (2002). 'Tracing and quantifying magmatic carbon discharge in cold groundwaters: lessons learned from Mammoth Mountain, USA.' *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, v. 114(3-4), pp. 291-312.
- Gambardella, B., Cardellini, C., Chiodini, G., Frondini, F., Marini, L., Ottonello, G., Vetusch Zuccolini, M., (2004). 'Fluxes of deep CO₂ in the volcanic areas of central-southern Italy'. *J. Volcanol. Geotherm. Res.* v. **136** (1-2), pp. 31-52.
- IEA GHG, (2005). 'Permitting issues for CO₂ capture and storage: A review of regulatory requirements in Europe, USA and Australia.' IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Report IEA/CON/04/104, Cheltenham, UK.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), (2005). Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage [Metz, B., Davidson, O., Meyer, L and. de Coninck, H.C (eds.)] Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom, and New York, USA.
- Jones, D. G., Beaubien, S., Strutt, M. H., Baubron, J.-C., Cardellini, C., Quattrochi, F. and Penner, L. A. (2003). 'Additional soil gas monitoring at the Weyburn unit (2003).' Task 2.8 Report for PTRC. British Geological Survey Commissioned Report, CR/03/326.
- Klusman, R.W. (2003(a)). 'Rate measurements and detection of gas microseepage to the atmosphere from an enhanced oil recovery/sequestration operation, Rangely, Colorado, USA.' *Applied Geochemistry*, v. **18**, pp. 1825-1838.
- Klusman, R.W. (2003(b)) 'Computer modelling of methanotrophic oxidation of hydrocarbons in the unsaturated zone from an enhanced oil recovery/sequestration project, Rangely, Colorado, USA.' *Applied Geochemistry*, v. **18**, pp. 1839-1852.
- Klusman, R.W., (2003 (c)). 'A geochemical perspective and assessment of leakage potential for a mature carbon dioxide-enhanced oil recovery project and as a prototype for carbon dioxide sequestration; Rangely field, Colorado.' *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 87(9), pp. 1485-1507.
- Miles, N.L., Davis, K.J. and Wyngaard, J.C. (2005). 'Detecting leaks from belowground CO₂ reservoirs using eddy covariance, Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations.' Results from the CO₂ Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification S.M. Benson (ed.), Elsevier Science, London, pp. 1031-1044.
- Oldenburg, C.M. and A.J. Unger, (2003). 'On leakage and seepage from geologic carbon sequestration sites: unsaturated zone attenuation. Vadose Zone'. *Journal*, 2, 287-296.
- Pruess, K., García, J., Kovscek, T., Oldenburg, C., Rutqvist, J., Steefel, C., and Xu, T. (2004). 'Code intercomparison builds confidence in numerical simulation models for geologic disposal of CO₂'. *Energy*, v. 29, pp. 1431-1444.
- Reeves, S.R., (2005). 'The Coal-Seq project: Key results from field, laboratory and modeling studies.' Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5-9, 2004, Vancouver, Canada, v.II, 1399-1406.

- Scherer, G.W., Celia, M.A., Prevost, J.-H., Bachu, S., Bruant, R., Duguid, A., Fuller, R., Gasda, S.E., Radonjic, M. and Vichit-Vadakan, W. (2005). 'Leakage of CO₂ through abandoned wells: role of corrosion of cement, carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations' Results from the CO₂ Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, Benson, S.M. (Ed.), Elsevier Science, London, pp. 827–850.
- Schroot, B.M. and. Schüttenhelm, R.T.E (2003). 'Expressions of shallow gas in the Netherlands North Sea.' *Netherlands Journal of Geosciences*, v. **82(1)**, pp. 91-105.
- Schroot, B.M. and. Schüttenhelm, R.T.E (2003). 'Shallow gas and gas seepage: expressions on seismic and other acoustic data from the Netherlands North Sea.' *Journal of Geochemical Exploration*, v. **4061**, pp. 1-5.
- Shevalier, M., Durocher, K., Perez, R., Hutcheon, I., Mayer, B., Perkins, E., and Gunter, W. (2004). 'Geochemical monitoring of gas-water-rock interaction at the IEA Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project.' Saskatchewan, Canada. GHGT7 Proceedings. At: http://www.ghgt7.ca/papers_posters.php?format=poster.
- Shuler, P. and. Tang, Y (2005). 'Atmospheric CO₂ monitoring systems, carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations.' Results from the CO₂ Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification S.M. Benson (ed.), Elsevier Science, London, pp. 1015–1030.
- Strutt, M.H, Beaubien, S.E., Beabron, J.C., Brach, M., Cardellini, C., Granieri, R., Jones, D.G., Lombardi, S., Penner, L., Quattrocchi F. and Voltatoni, N. (2003). 'Soil gas as a monitoring tool of deep geological sequestration of carbon dioxide: preliminary results from the EnCana EOR project in Weyburn, Saskatchewan (Canada).' Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, Amsterdam, v.I., 391–396.
- Wang, Z, (1997). 'Feasibility of time-lapse seismic reservoir monitoring; the physical basis.' *The Leading Edge*, v. 16, pp. 1327-1329.
- White, D.J., Burrowes, G., Davis, T., Hajnal, Z., Hirsche, I., Hutcheon, K., Majer, E., Rostron, B and. Whittaker, S. (2004). 'Greenhouse gas sequestration in abandoned oil reservoirs.' The International Energy Agency Weyburn pilot project. *GSA Today*, 14, 4–10.
- Wilson, M., and Monea, M. (2005). IEA GHG Weyburn Monitoring and Storage Project, Summary Report, 2000–2004. Petroleum Technology Research Center, Regina SK, Canada. In: Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), Vol. III, September 5–9, Vancouver, Canada.
- Wright, G. and Majek, A. (1998). 'Chromatograph, RTU System monitors CO₂ injection'. *Oil and Gas Journal*, July 20, 1998.
- Yoshigahara, C, Itaoka, K. and Akai, M. (2005). 'Draft accounting rules for CO₂ capture and storage'. Proceedings of the GHGT-7 Conference.

Otras referencias

- Barrie, J., Brown, K., Hatcher, P.R. & Schellhase, H.U. (2005). 'Carbon dioxide pipelines: A preliminary review of design and risks.' In: E.S. Rubin, D.W. Keith & C.F. Gilboy (Eds.), Greenhouse Gas Control Technologies, Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 5-9 September 2004, Vancouver, Canada. Volume 1: Peer Reviewed Papers and Overviews, Elsevier, Oxford, pp. 315-320.
- Haefeli, S., Bosi, M. and Philibert, C. (2004). 'Carbon dioxide capture and storage issues - accounting and baselines under the United Nations Framework Convention on Climate Change'. IEA Information Paper. IEA, Paris, 36 p.
- Holloway, S., Pearce, J.M., Ohsumi, T. and Hards, V.L. (2005). '*A review of natural CO₂ occurrences and their relevance to CO₂ storage.*' IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK.
- Oldenburg, Curtis M., Lewicki, Jennifer L., and Hepple, Robert P., (2003). 'Near-surface monitoring strategies for geologic carbon dioxide storage verification.' Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA LBNL-54089.
- Schremp, F.W. and Roberson, G.R. (1975). 'Effect of supercritical carbon dioxide (CO₂) on construction materials.' *Society of Petroleum Engineers Journal*, June 1975, 227–233.

CAPÍTULO 6

MÉTODO DE REFERENCIA

Autores

Karen Treanton (AIE)

Francis Ibitoye (Nigeria), Kazunari Kainou (Japón), Jos G. J. Olivier (Países Bajos), Jan Pretel (República Checa), Timothy Simmons (Reino Unido) y Hongwei Yang (China)

Autor colaborador

Roberta Quadrelli (AIE)

Índice

6	Método de referencia.....	6.5
6.1	Generalidades.....	6.5
6.2	Categorías de fuentes cubiertas.....	6.5
6.3	Algoritmo.....	6.5
6.4	Datos de la actividad.....	6.6
6.4.1	Consumo aparente.....	6.6
6.4.2	Conversión en unidades de energía.....	6.7
6.5	Contenido de carbono.....	6.7
6.6	Carbono excluido.....	6.8
6.6.1	Alimentación a proceso.....	6.8
6.6.2	Reductor.....	6.9
6.6.3	Uso de productos no energéticos.....	6.10
6.6.4	Método.....	6.10
6.7	Carbono sin oxidar durante la quema de combustible.....	6.11
6.8	Comparación entre el método de referencia y un método por sectores.....	6.11
6.9	Fuentes de datos.....	6.13
6.10	Incertidumbres.....	6.13
6.10.1	Datos de la actividad.....	6.14
6.10.2	Contenido de carbono y valores calóricos netos.....	6.14
6.10.3	Factores de oxidación.....	6.14
	Referencias.....	6.13
6	Método de referencia.....	5
6.1	Generalidades.....	5
6.2	Categorías de fuentes cubiertas.....	5
6.3	Algoritmo.....	5
6.4	Datos de la actividad.....	6
6.4.1	Consumo aparente.....	6
6.4.2	Conversión en unidades de energía.....	7
6.5	Contenido de carbono.....	7
6.6	Carbono excluido.....	8
6.6.1	Alimentación a proceso.....	8
6.6.2	Reductor.....	9
6.6.3	Uso de productos no energéticos.....	10
6.6.4	Método.....	10
6.7	Carbono sin oxidar durante la quema de combustible.....	11
6.8	Comparación entre el método de referencia y un método por sectores.....	11

Figura 6.1	Método de referencia versus método por sectores.....	12
6.9	Fuentes de datos	13
6.10	Incertidumbres	13
6.10.1	Datos de la actividad	14
6.10.2	Contenido de carbono y valores calóricos netos	14
6.10.3	Factores de oxidación.....	14

6 MÉTODO DE REFERENCIA

6.1 GENERALIDADES

El método de referencia es un método de arriba hacia abajo que utiliza los datos de provisión de energía del país para calcular las emisiones de CO₂ procedentes de la quema de combustibles fósiles principalmente. El método de referencia es un método directo que puede aplicarse sobre la base de estadísticas del suministro de energía relativamente fáciles de obtener. El carbono excluido incrementó los requisitos de datos hasta cierto punto. No obstante, la mejora de la comparabilidad entre los métodos por sectores y de referencia sigue permitiendo que un país produzca una segunda estimación independiente de las emisiones de CO₂ procedentes de la quema de combustible, con una exigencia limitada en cuanto al esfuerzo adicional y a los requisitos de datos.

Es una *buena práctica* aplicar un método por sectores y el método de referencia para estimar las emisiones de CO₂ del país procedentes de la quema de combustible, y comparar los resultados de estas dos estimaciones independientes. La existencia de diferencias significativas puede indicar posibles problemas con los datos de la actividad, los valores calóricos netos, el contenido de carbono, el cálculo de carbono excluido, etc. (véase la Sección 6.8 para conocer una explicación más detallada de esta comparación).

6.2 CATEGORÍAS DE FUENTES CUBIERTAS

El Método de referencia fue concebido para calcular las emisiones de CO₂ procedentes de la quema de combustible, comenzando desde los datos de provisión de energía de alto nivel. La hipótesis es que se conserva el carbono de modo que, por ejemplo, el carbono del petróleo crudo es igual al contenido total de carbono de todos los productos derivados. El Método de referencia no establece ninguna distinción entre las diferentes categorías de fuente del sector de energía y solo estima el total de emisiones de CO₂ de la categoría de fuente 1A, Quema de combustible. Las emisiones son el resultado tanto de la combustión en el sector de energía, en el que se usa el combustible como fuente de calor para refinar o producir energía, y de la combustión en el consumo final del combustible o de sus productos secundarios. El Método de referencia también incluye pequeños aportes que no son parte de la categoría 1A, lo que se explica en la Sección 6.8.

6.3 ALGORITMO

La metodología del Método de referencia desglosa el cálculo de las emisiones de dióxido de carbono procedentes de la quema de combustible en 5 pasos:

Paso 1: estimar el consumo aparente de combustible en unidades originales

Paso 2: convertirlo en una unidad común de energía

Paso 3: multiplicarlo por el contenido de carbono para computar el carbono total

Paso 4: computar el carbono excluido

Paso 5: corregir el carbono sin oxidar y convertir en emisiones de CO₂

Se expresan estos pasos en la siguiente ecuación:

ECUACIÓN EMISIONES DE CO₂ PROCEDENTES DE LA QUEMA DE COMBUSTIBLE A TRAVÉS DEL MÉTODO DE REFERENCIA	
$Emisiones\ CO_2 = \sum_{\text{todos los combustibles}} \left[\begin{aligned} &((Consumo\ aparente_{combustible} \bullet Factor\ conv_{combustible} \bullet CC_{combustible}) \bullet 10^{-3}) \\ &- Carbono\ excluido_{combustible} \bullet FOC_{combustible} \bullet 44/12 \end{aligned} \right]$	

Donde:

Emisiones de CO ₂	= emisiones de CO ₂ (Gg CO ₂)
Consumo aparente	= producción + importaciones – exportaciones – tanques de combustible internacionales – cambio en las existencias
Factor conv (factor de conversión)	= factor de conversión para el combustible en unidades de energía (TJ) sobre una base de valor calórico neto
CC	= contenido de carbono (tonelada de C/TJ)

Nótese que tonelada C/TJ es idéntico a kg C/GJ

Carbono excluido

= carbono en la alimentación a procesos y uso no energético excluido del combustible

emisiones de la quema (Gg C)

FOC (factor de oxidación del carbono) = fracción de carbono que se oxida Normalmente el valor es 1, lo que refleja la oxidación completa. Se usan los valores inferiores únicamente para justificar el carbono que queda retenido en forma indefinida en la ceniza o en el hollín

44/12

= relación del peso molecular del CO₂ al C.

6.4 DATOS DE LA ACTIVIDAD

El Método de referencia parte de las estadísticas de la producción de combustibles y su comercio externo (internacional), así como las modificaciones que sufren las existencias de estos. A partir de esta información se estima el «Consumo aparente». También exige una cantidad limitada de valores para el consumo de combustibles usados para fines no energéticos, en los que puede emitirse el carbono por medio de actividades no cubiertas o cubiertas parcialmente por la quema de combustible.

6.4.1 Consumo aparente

El primer paso del Método de referencia consiste en estimar el consumo aparente de combustibles dentro del país. Exige un equilibrio en la provisión de combustibles primarios y secundarios (combustibles producidos, importados, exportados, usados en el transporte internacional (combustibles de los tanques) y almacenados en las existencias o quitados de allí). De esta forma, se lleva el carbono al país desde la producción de energía y las importaciones (se lo ajusta de acuerdo con los cambios en las existencias) y se lo saca del país a través de las exportaciones y los tanques internacionales. Para evitar el cómputo doble, es importante establecer la distinción entre los combustibles primarios, que son aquellos que se encuentran en la naturaleza, como el carbón, el petróleo crudo y el gas natural, y los combustibles secundarios o productos del combustible, como la gasolina y los lubricantes, que se derivan de los combustibles primarios. En la Sección 1.4.1.1 del capítulo Introducción del Volumen Energía se presenta una lista completa de combustibles.

Para calcular la provisión de combustibles al país, se necesitan los siguientes datos para cada año del combustible y del inventario:

- las cantidades de combustibles primarios producidos¹ (no se incluye la producción de combustibles secundarios ni los productos del combustible);
- las cantidades de combustibles primarios y secundarios importados;
- las cantidades de combustibles primarios y secundarios exportados;
- las cantidades de combustibles primarios y secundarios usados en los tanques internacionales;
- los incrementos o las reducciones netos de las existencias de combustibles primarios y secundarios.

Por lo tanto, el consumo aparente de un combustible primario se calcula a partir de los datos anteriores, como:

ECUACIÓN CONSUMO APARENTE DE COMBUSTIBLE PRIMARIO	
$\text{Consumo aparente}_{\text{combustible}} =$	$\begin{aligned} & \text{Producción}_{\text{combustible}} + \text{Importaciones}_{\text{combustible}} - \text{Exportaciones}_{\text{combustible}} \\ & - \text{Tanques internacionales}_{\text{combustible}} - \text{Cambio en las existencias}_{\text{combustible}} \end{aligned}$

Un incremento de las existencias es un cambio positivo en ellas que retira el suministro del consumo. Una reducción en las existencias es un cambio negativo que, cuando se resta en la ecuación, provoca un incremento del consumo aparente.

¹ Se mide la producción de gas natural después de la purificación y extracción de GNL y azufre. No se incluyen las pérdidas por extracción y las cantidades reinyectadas, venteadas o quemadas en antorcha. La producción de carbón incluye las cantidades extraídas o producidas, calculadas después de toda operación de extracción de materia inerte. La producción de petróleo incluye la producción comercializable y excluye los volúmenes devueltos a la formación.

El consumo total aparente de combustibles primarios es la suma de los consumos aparentes para cada combustible primario.

Se debe sumar el consumo aparente de combustibles secundarios al de combustibles primarios. La producción (o manufactura) de combustibles secundarios debe omitirse en los cálculos porque el carbono de estos combustibles ya está incluido en el suministro de los combustibles primarios de los cuales se obtienen los cálculos; por ejemplo, la estimación del consumo aparente de petróleo crudo ya contiene el carbono del cual se refina la gasolina. El consumo aparente de un combustible secundario se calcula del siguiente modo:

ECUACIÓN CONSUMO APARENTE DE COMBUSTIBLE SECUNDARIO $\text{Consumo aparente}_{\text{combustible}} = \text{Importaciones}_{\text{combustible}} - \text{Exportaciones}_{\text{combustible}} - \text{Tanques internacionales}_{\text{combustible}} - \text{Cambio existencias}_{\text{combustible}}$

Obsérvese que este cálculo puede arrojar números negativos para el consumo aparente de un combustible dado. Es posible e indica una exportación neta o un incremento de las existencias de ese combustible en el país.

El consumo total aparente de combustibles secundarios es la suma de los consumos aparentes para cada combustible secundario.

6.4.2 Conversión en unidades de energía

Muchas veces se expresan los datos relativos al petróleo y al carbón en toneladas métricas. El gas natural puede expresarse en metros cúbicos o en valor calórico como BTU sobre una base de valor calórico bruto o neto². A los fines del Método de referencia, debe convertirse el consumo aparente en terajulios sobre una base del valor calórico neto. Sin embargo, puesto que la intención del Método de referencia es verificar las estimaciones efectuadas usando un método más detallado, si el país utilizó valores calóricos brutos en sus cálculos detallados, es preferible usarlos también en los cálculos para el Método de referencia. Al seleccionar un valor calórico específico del país para el Método de referencia, sobre la base de los valores detallados del consumo, la *buena práctica* sugiere utilizar un promedio ponderado. Véase el capítulo Introducción de este Volumen para conocer la descripción detallada de la conversión en unidades de energía (Sección 1.4.1.2).

6.5 CONTENIDO DE CARBONO

El contenido de carbono del combustible puede variar considerablemente de un tipo a otro de combustible primario y dentro de cada tipo.

- Para el gas natural, el contenido de carbono depende de la composición del gas que, en estado entregado, principalmente es metano, pero puede incluir pequeñas cantidades de etano, propano, butano, CO₂ e hidrocarburos más pesados. El gas natural quemado en antorcha en la planta de producción suele ser «húmedo», es decir, contener cantidades mucho más grandes de hidrocarburos no metano. En consecuencia, el contenido de carbono es diferente.
- Para el petróleo crudo, el contenido de carbono puede variar según la composición del petróleo crudo (p. ej., según la gravedad de API y el contenido de azufre). Para los productos secundarios del petróleo, el contenido de carbono para los productos ligeros refinados, como la gasolina, suele ser menor que para los productos más pesados como el fuelóleo residual.
- Para el carbón, el contenido de carbono por tonelada varía considerablemente según la composición de carbón del carbono, hidrógeno, azufre, ceniza, oxígeno y nitrógeno.

Puesto que el contenido de carbono se relaciona estrechamente con el contenido de energía del combustible, la variabilidad del contenido de carbono es pequeña cuando los datos de la actividad se expresan en unidades de energía.

² La diferencia que existe entre el valor calórico «neto» y el valor calórico «bruto» para cada combustible es el calor latente de la vaporización del agua producida durante la quema del combustible. A los fines de las Directrices del IPCC, se han dado los factores por defecto de emisión de carbono sobre una base de valor calórico neto. Algunos países pueden tener sus datos energéticos sobre una base de valores calóricos brutos. Si estos países desean usar los factores de emisión por defecto, pueden suponer que el valor calórico neto para el carbón y el petróleo es aproximadamente 5% menor que el valor bruto, y para el gas natural es de 9 a 10% menor.

Dado que el contenido de carbono varía por tipo de combustible, deben usarse los datos para las categorías detalladas de tipos de combustible y productos. Los valores por defecto para el contenido de carbono dados en el capítulo Introducción del Volumen Energía se sugieren únicamente si no están disponibles los valores específicos del país. Al seleccionar un contenido de carbono específico del país para el Método de referencia, sobre la base de los valores detallados del consumo, la *buena práctica* sugiere utilizar un promedio ponderado.

Para un combustible dado, el contenido de carbono específico del país puede variar con el tiempo. En este caso, pueden usarse diferentes valores en distintos años.

6.6 CARBONO EXCLUIDO

El paso siguiente consiste en excluir del carbono total la cantidad de carbono que no se traduce en emisiones por quema de combustible, porque el objetivo es lograr una estimación de las emisiones de quema del combustible (Categoría de fuente 1A). El carbono excluido del consumo de combustible se emite en otro sector del inventario (por ejemplo, como emisión del proceso industrial) o se almacena en un producto manufacturado a partir del combustible. En las Directrices de 1996, el carbono del consumo aparente que no lleva a las emisiones por la quema del combustible se denominó «carbono almacenado» pero, como aclara la definición precedente, el carbono almacenado solo es parte del carbono que debe excluirse del «carbono total» en las *Directrices del IPCC de 2006*.

Los principales flujos de carbono conectados con el cálculo del carbono excluido son aquellos utilizados como alimentación a procesos, reductores o productos no energéticos. En el Cuadro 6.1 se establecen los principales productos de cada grupo.³ Si los países tienen otros productos de carbono de combustible fósil que deban excluirse, deben ser tomados en cuenta y documentados.

CUADRO 6.1 PRODUCTOS USADOS COMO ALIMENTACIÓN A PROCESOS, REDUCTORES Y PARA FINES NO ENERGÉTICOS	
Alimentación a proceso	Nafta
	GLP (butano/propano)
	Gas de refinería
	Gas / diesel oil y queroseno
	Gas natural
	Etano
Reductor	Coque para horno de coque (coque metalúrgico) y coque de petróleo
	Carbón y alquitrán de hulla / brea de alquitrán de hulla
	Gas natural
Productos no energéticos	Alquitrán
	Lubricantes
	Ceras de parafina
	Espíritu blanco

6.6.1 Alimentación a proceso

Las emisiones de carbono procedentes del uso de los combustibles arriba enumerados como alimentación a procesos se declaran dentro de las categorías de fuentes del capítulo Procesos industriales y uso de productos (IPPU). En consecuencia, todo el carbono del combustible provisto como alimentación a proceso se excluye del total de carbono del consumo aparente de energía. La mayoría de los combustibles usados como alimentación a procesos también se usan para elevación térmica en refinerías u otros sitios. Por ejemplo, el gas oil o el gas natural pueden suministrarse para fines de elevación térmica, además de los usos como alimentación a procesos. Por lo tanto, es fundamental que solo las cantidades de combustible entregado para alimentación a procesos se

³ En el Capítulo 5, Volumen 3, se presentan métodos detallados de abajo hacia arriba para estimar las emisiones procedentes del uso de combustibles para alimentación a procesos, reductores u otro uso no energético.

resten del carbono total del consumo aparente de energía. La distinción entre el uso como alimentación a procesos de los combustibles y el uso para las necesidades de combustión exige atención detallada.

El procesamiento de la alimentación a procesos puede producir gases o petróleo derivados. Del mismo modo, puede usarse parte de una provisión de alimentación a procesos para alimentar el proceso. La declaración de las emisiones procedentes de la quema de los gases secundarios (o las «descargas gaseosas») del procesamiento petroquímico o de la fabricación del hierro y del acero, o del uso directo de la alimentación a procesos como combustible se rige por el principio formulado en la Sección 1.2 del capítulo Introducción del presente volumen, para asignar las emisiones de la quema de combustible entre los sectores de IPPU y de quema de combustible. La aplicación del principio significa que algunos países declaran en sus inventarios parte del carbono de alimentación a procesos como emisiones procedentes de la quema de combustible. No obstante, dado que la simplicidad es un objetivo del Método de referencia, allí debe mantenerse la exclusión completa del carbono de alimentación a procesos. Es una *buena práctica* que las discrepancias que genere entre el Método de referencia y el método por sectores se cuantifiquen y expliquen en el paso de generación de informes.

6.6.2 Reductor

COQUE PARA HORNO DE COQUE Y COQUE DE PETRÓLEO

Los coques fabricados a partir de carbones y productos petrolíferos pueden usarse para la quema de combustible o los procesos industriales, principalmente en las industriales del hierro y del acero y de los metales no ferrosos. Cuando se lo utiliza como reductor en los procesos industriales, se calienta el coque con óxidos inorgánicos, los cuales reduce al eliminar el oxígeno del monóxido y dióxido de carbono. Las «descargas gaseosas» producidas de esta forma pueden quemarse en el sitio para ayudar a calentar el proceso o en otro sitio, en otra categoría de fuente. En el último caso, se declaran las emisiones como quema de combustible. La Sección 1.2 del capítulo Introducción del presente Volumen proporciona orientación sobre los principios de la generación de informes. Sin embargo, dado que los datos para esta actividad no siempre están disponibles y, para mantener la simplicidad del Método de referencia, deben excluirse las cantidades de coque suministradas para las industrias del hierro y del acero y de los metales no ferrosos del carbono total. El efecto se verá reflejado como la diferencia entre el Método de referencia y el método por sectores al hacer la comparación. Véase la Sección 6.8.

CARBÓN Y ALQUITRÁN DE HULLA / BREA DE ALQUITRÁN DE HULLA

Es posible inyectar carbón pulverizado en los altos hornos como reductor; se utiliza el carbón de forma similar como reductor en algunos procesos de fabricación del dióxido de titanio. El carbono mayormente entra en los gases de productos derivados asociados con los procesos y las emisiones cubiertos por la actividad en la que se queman los gases. Para el carbón pulverizado se da principalmente dentro de la industria del hierro y del acero y se declara en el sector IPPU. Solamente en el caso en el que el gas de alto horno se transfiere a otra industria como combustible, las emisiones se clasifican como sector Energía y la parte de las emisiones que puede atribuirse al carbón pulverizado y a otros hidrocarburos inyectados es muy pequeña.

La destilación del carbón en los hornos de coque para producir coque da como resultado la producción de alquitranes y aceites livianos recuperados del gas del horno de coque. Entre los aceites ligeros se incluyen el benceno, tolueno, xileno y no aromáticos, así como cantidades inferiores de otras sustancias químicas. Entre los alquitranes se incluyen: naftaleno, antraceno y brea. Los aceites livianos son valiosos como solventes y como sustancias químicas básicas. Se supone que las emisiones relacionadas están cubiertas por el sector IPPU.

Suele usarse la brea como aglutinante para la producción de ánodos. Pueden usarse los aceites más pesados asociados con las breas para colorantes, conservantes de la madera o en *road oils* para la colocación del asfalto. Todas estas actividades están cubiertas en el sector IPPU y se excluyen de la quema de combustible las emisiones relacionadas.

Si hay plantas de fabricación de coque en las que se queman los aceites o la brea para elevación térmica, se sugiere que se tomen en cuenta todos los casos de esta actividad de un país, para explicar las diferencias que existen entre el Método de referencia y el Método por sectores al efectuar la conciliación.

GAS NATURAL

En algunas plantas de hierro y acero, se puede inyectar el gas natural en los altos hornos como reductor para el proceso de fabricación del hierro. La clasificación de las emisiones relativas a la inyección de gas es idéntica a la efectuada para el carbón pulverizado antes analizado, y deben excluirse estas cantidades.

6.6.3 Uso de productos no energéticos

ALQUITRÁN

Se utiliza el alquitrán/asfalto para pavimentación de rutas e impermeabilización de techos en los que el carbono que contiene queda almacenado por largos períodos de tiempo. En consecuencia, no hay emisiones de la quema de combustible que surjan de las provisiones de alquitrán dentro del año del inventario.

LUBRICANTES

Las estadísticas referidas a los aceites lubricantes suelen cubrir no solo el uso de lubricantes en los motores, sino también los aceites y las grasas para fines industriales y los aceites para radiación y lubricantes para cuchillas. Todos los suministros de aceite lubricante deben excluirse del Método de referencia. Así se evita el posible cómputo doble de las emisiones procedentes de la quema de lubricantes de desecho cubiertas en el Método de referencia en la categoría «otros combustibles fósiles» pero se omite la inclusión de las emisiones procedentes de los lubricantes en los motores de dos tiempos. Véase el análisis en la Sección 6.8. «Simplificaciones en el Método de referencia».

CERAS DE PARAFINA (PETRÓLEO)

Se excluyen todas las cantidades de ceras de parafina del Método de referencia. Dentro de los muchos usos de las ceras de parafina hay dos usos principales que llevan a la quema de combustible como se define en la Sección 1.2. Se trata del uso de velas en los dispositivos de calefacción o calentamiento (por ejemplo, las chapas de fricción) y la incineración de materiales recubiertos con cera entre otros desechos de las plantas de desechos municipales con termo recuperación. El uso de velas para iluminación se considera principalmente un fin decorativo y no quema de combustible. Las emisiones procedentes de la quema de ceras en las plantas de desechos municipales con termo recuperación ya están incluidas en el Método de referencia (en la categoría «Otros combustibles fósiles»), de modo que deben excluirse las cantidades de cera pertinentes. Los datos relativos al aporte de las restantes fuentes pequeñas de energía son muy difíciles de obtener por lo que, dentro del Método de referencia, se excluyen estas fuentes de la quema de combustible.

ESPÍRITU BLANCO

El espíritu blanco lleva a las emisiones de solvente que no son emisiones procedentes de la quema de combustible y, por lo tanto, deben excluirse.

6.6.4 Método

La cantidad de carbono que debe excluirse de la estimación de las emisiones de quema de combustible se calcula según la ecuación siguiente.

ECUACIÓN 6.4
CARBONO EXCLUIDO DE LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LA QUEMA DE COMBUSTIBLE

$$\text{Carbono excluido}_{\text{combustible}} = \text{Datos de la actividad}_{\text{combustible}} \cdot CC_{\text{combustible}} \cdot 10^{-3}$$

Donde:

Carbono excluido	= carbono excluido de las emisiones procedentes de la quema de combustible (Gg C)
Datos de la actividad	= datos de la actividad (TJ)
CC	= contenido de carbono (tonelada de C/TJ)

En el Cuadro 6.2 se presentan los datos de la actividad para cada producto pertinente.

CUADRO 6.2 DATOS DE LA ACTIVIDAD PARA LOS FLUJOS DE CARBONO EXCLUIDO	
Combustible	Datos de la actividad¹
GLP, etano, nafta, gas de refinería ² , gas/diesel oil, queroseno	Suministros a las alimentaciones a procesos petroquímicos ³
Alquitrán	Suministro total
Lubricantes	Suministro total
Ceras de parafina ²	Suministro total
Espíritu blanco ²	Suministro total
Coques	Suministro total
Coque de petróleo calcinado	
Coque para horno de coque	Suministro a las industrias del hierro y el acero y de los metales no ferrosos
Alquitrán de hulla	Suministro a la industria química
Aceites livianos del carbón	
Alquitrán de hulla / brea	Suministro a la industria química y a la construcción
Gas natural	Suministro a las sustancias de alimentación a procesos petroquímicos y para la reducción directa de mineral ferroso en la industria del hierro y del acero.
Notas: ¹ Suministro significa la cantidad total de combustible entregado y no es lo mismo que consumo aparente (del que se excluye la producción de combustibles secundarios). ² El gas de refinería, las ceras de parafina y el espíritu blanco se incluyen en «otro petróleo». ³ A los fines del Método de referencia, los suministros usados como datos de la actividad deben ser el neto de cualquier petróleo devuelto a las refinerías del procesamiento petroquímico.	

6.7 CARBONO SIN OXIDAR DURANTE LA QUEMA DE COMBUSTIBLE

Una pequeña parte del carbono combustible que ingresa en la combustión escapa de la oxidación, pero la mayor parte de este carbono luego se oxida en la atmósfera. Se supone que el carbono que permanece sin oxidar (p. ej., como hollín o ceniza) se guarda en forma indefinida. A los fines del Método de referencia, a menos que esté disponible la información específica del país, debe usarse un valor por defecto de 1 (oxidación completa).

6.8 COMPARACIÓN ENTRE EL MÉTODO DE REFERENCIA Y UN MÉTODO POR SECTORES

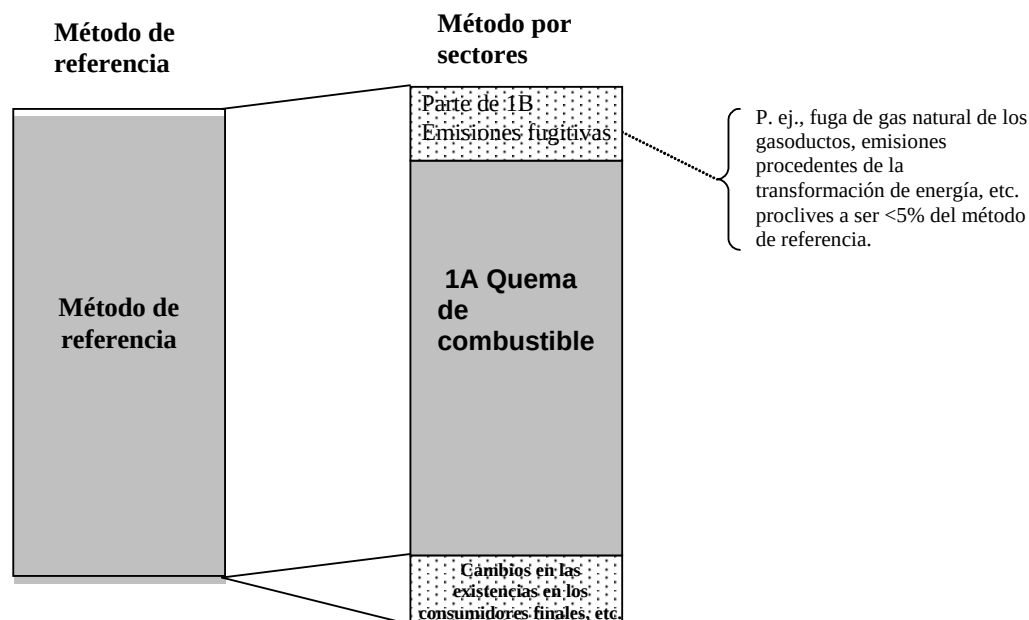
El Método de referencia y el Método por sectores suelen tener diferentes resultados porque el primero es un método de arriba hacia abajo que utiliza los datos de provisión de energía de un país y no tiene información detallada acerca del modo en el que se utilizan los combustibles individuales en cada sector.

El Método de referencia proporciona estimaciones del CO₂ para compararlas con las estimaciones derivadas a través de un Método por sectores. Puesto que no toma en cuenta el carbono capturado, deben compararse los resultados con las emisiones de CO₂ antes de restar esas cantidades. Teóricamente, indica un límite superior al Método por sectores «1A Quema de combustible» porque parte del carbono del combustible no se quema pero se emite en forma de emisiones fugitivas (como fuga o evaporación en la etapa de producción y/o transformación).

Calcular las emisiones de CO₂ con los dos métodos puede llevar a diferentes resultados para algunos países. Típicamente, la brecha entre los dos métodos es relativamente pequeña (5 por ciento o menos) en comparación

con los flujos totales de carbono en cuestión. En los casos en los que 1) las emisiones fugitivas son proporcionales a los flujos de masa que entran en los procesos de producción y/o transformación, 2) los cambios en las existencias del nivel final del consumidor no son significativos y 3) las diferencias estadísticas en los datos de energía son limitados, el Método de referencia y el método por sectores deben llevar a evaluaciones similares de las tendencias de emisiones de CO₂.

Figura 6.1 Método de referencia versus método por sectores



Cuando efectivamente se producen discrepancias y/o una gran desviación de la serie temporal, las causas principales son las enumeradas a continuación.

- Grandes **diferencias estadísticas** entre la provisión y el consumo de energía en los datos energéticos básicos. Surgen las diferencias estadísticas de la recopilación de datos de diferentes partes del flujo de combustible, de los orígenes de la provisión a las diversas etapas de la conversión y el uso aguas abajo (*downstream*). Constituyen una parte normal y considerable del balance del combustible. Siempre deben analizarse las grandes diferencias estadísticas aleatorias para determinar el motivo de la diferencia, pero deben también buscarse las diferencias estadísticas más pequeñas e igualmente importantes, que sistemáticamente muestran un exceso de sobre demanda de suministro (o viceversa).
- **Desequilibrios de masa** significativos entre el petróleo crudo y otras sustancias de alimentación a procesos que entran en las refinerías y los productos de petróleo (bruto) fabricados.
- El uso de los **valores calóricos netos y de contenido de carbono aproximados** para los combustibles primarios que se convierten en vez de quemarse. Por ejemplo, puede parecer que no hay conservación de energía o carbono según el valor calórico y/o el contenido de carbono elegido para el petróleo crudo que ingresa en las refinerías y para la mezcla de productos que produce la refinería para un año dado. Puede traducirse en una estimación por encima o por debajo de los valores reales de las emisiones asociadas con el Método de referencia.
- La **asignación incorrecta de las cantidades de combustibles utilizados para conversión en productos derivados** (que no sean energía ni calor) **o las cantidades quemadas en el sector de energía**. Al reconciliar las diferencias existentes entre el Método de referencia y un método por sectores de Nivel 1, es importante garantizar que las cantidades declaradas en los sectores de transformación y energía (p. ej., para hornos de coque) reflejen correctamente las cantidades usadas para la conversión y para el uso de combustible, respectivamente, y que no se haya producido una asignación incorrecta. Nótese que las cantidades de combustibles convertidos en productos derivados deben haberse declarado en el sector de transformación del

balance de energía. Si se utiliza algún producto derivado para alimentar el proceso de conversión, las cantidades involucradas deben estar declaradas en el sector energía del balance de energía. En el Método por sectores del Nivel 1, no deben incluirse las entradas al sector de transformación en los datos de la actividad usados para estimar emisiones.

- **Información faltante sobre la combustión de ciertos resultados de la transformación.** Las emisiones procedentes de la quema de los combustibles secundarios producidos en los procesos integrados (por ejemplo, el gas de horno de coque) pueden haber sido pasada por alto en el Método por sectores de Nivel 1 si los datos son deficientes o no están disponibles. El uso de combustibles secundarios (el resultado del proceso de transformación) debe incluirse en el Método por sectores para todos los productos secundarios. No hacerlo produce la estimación por debajo de los valores reales del Método por sectores.
- **Simplificaciones del Método de referencia.** Hay pequeñas cantidades de carbono que deben incluirse en el Método de referencia porque sus emisiones quedan comprendidas en la quema de combustible. Se han excluido estas cantidades en los casos en los que los flujos son pequeños o no están representados por una estadística significativa dentro de los datos de la energía. Entre los ejemplos de cantidades no justificadas en el Método de referencia se incluyen los lubricantes usados en los motores de dos tiempos, los altos hornos y otros gases derivados que se usan para la quema de combustible fuera de su categoría de fuente de producción y combustión de productos parafinados en las plantas de desechos con termo recuperación. Por otra parte, hay flujos de carbono que deben excluirse del Método de referencia, pero por cuestiones similares a las anteriores, no se encuentran medios prácticos de excluirlos sin complicar excesivamente los cálculos. Incluyen los carbones y otros hidrocarburos inyectados en los altos hornos, así como los coques usados como reductores en la manufactura de sustancias químicas inorgánicas. Los efectos de estas simplificaciones se verán en la discrepancia existente entre el Método de referencia y un método por sectores y, si están disponibles los datos, es posible estimar sus magnitudes.
- **Información faltante acerca de los cambios en las existencias** que pueden producirse en el nivel del consumidor final. La pertinencia de las existencias del consumidor depende del método usado para el abordaje por sectores. Si se utilizan las cifras correspondientes al suministro (que suele ser el caso), los cambios en las existencias de los consumidores no son pertinentes. Si, por el contrario, el Método por sectores utiliza el consumo real del combustible, puede ocasionar una estimación por encima o por debajo de los valores reales del Método de referencia.
- **Pérdidas por distribución** elevadas del gas vuelven al Método de referencia mayor que el método por sectores,
- **El consumo no registrado** de gas u otros combustibles puede provocar una estimación por debajo de los valores del Método por sectores.
- El tratamiento de las **transferencias** y las **reclasificaciones de los productos energéticos** puede causar una diferencia en la estimación del Método por sectores, puesto que pueden usarse valores calóricos netos y factores de emisión diferentes, según cómo se clasifica el combustible.
- Debe destacarse que para los **países que producen y exportan grandes cantidades de combustible**, la incertidumbre respecto del suministro residual puede ser significativa y afectar el Método de referencia.

6.9 FUENTES DE DATOS

El abordaje del IPCC para el cálculo de los inventarios de emisiones fomenta el uso de estadísticas de combustible recopiladas por un organismo nacional de reconocimiento oficial, puesto que suele ser la fuente de datos de la actividad más completa y accesible. No obstante, en algunos países, quienes deben compilar la información del inventario pueden no tener acceso directo a toda la gama de datos disponibles en su país y quizá deseen usar datos especialmente provistos por su país a las organizaciones internacionales, cuyas funciones de políticas exigen conocimientos del suministro y uso de la energía en el mundo. Actualmente existen dos fuentes principales de estadísticas internacionales sobre la energía: la Agencia Internacional de Energía (AIE) y las Naciones Unidas (ONU). Se presenta la información sobre estas fuentes de datos internacionales en el capítulo Introducción del volumen Energía (Sección 1.4.1.3).

6.10 INCERTIDUMBRES

Si el Método de referencia es el principal método de contabilización del CO₂ procedente de la quema de combustible, es una *buena práctica* efectuar un análisis de incertidumbre.

6.10.1 Datos de la actividad

La incertidumbre general de los datos de la actividad es una combinación de los errores sistemáticos con los aleatorios. Los países más desarrollados preparan los balances de provisión de combustible, lo que crea un control de los errores sistemáticos. En estas circunstancias, los errores sistemáticos generales suelen ser pequeños. Sin embargo, puede haber una contabilidad incompleta en los sitios en los que los individuos y los pequeños productores extraen combustible fósil (generalmente carbón) para su propio uso, que no ingresa en el sistema de contabilización formal. Con todo, los expertos creen que la incertidumbre que resulta de los errores en los datos de la actividad de los países con sistemas estadísticos bien desarrollados quizá se encuentre dentro de $\pm 5\%$ para un combustible dado. En el caso de los países con sistemas de datos de energía menos desarrollados, sería significativamente mayor, quizá de ± 10 por ciento para un combustible dado.

6.10.2 Contenido de carbono y valores calóricos netos

La incertidumbre asociada con el contenido de carbono y los valores calóricos netos es el resultado de dos elementos principales: la exactitud con la cual se miden los valores y la variabilidad en la fuente de suministro del combustible y la calidad del muestreo de los suministros disponibles. En consecuencia, pueden considerarse los errores principalmente aleatorios. La incertidumbre es el resultado –mayormente– de la variabilidad en la composición del combustible. Para los combustibles comercializados, es probable que sea menor que para los no comercializados (véanse los Cuadros 1.2 y 1.3).

6.10.3 Factores de oxidación

Los rangos de incertidumbre por defecto no están disponibles para los factores de oxidación. Es posible desarrollar incertidumbres para dichos factores sobre la base de la información provista por los grandes consumidores acerca de la exhaustividad de la combustión en los tipos de equipos que utilizan.

Referencias

IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories (2000)
Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

ANNEX 1

WORKSHEETS

Contents

Annex 1 Worksheets

1A	Fuel Combustion Activities	A1.6
1B.1	Solid Fuels	A1.11
1B.2	Oil and Natural Gas	A1.14
	Reference Approach	A1.16
	Auxiliary Worksheet (Reference Approach)	A1.19

1.1 INTRODUCTION

This Annex presents worksheets to enable inventory compilers to readily implement the Tier 1 methods. Volume 1, Chapter 8 gives guidance on how to report the resulting emission estimates.

Table 1 explains the main considerations concerning fuel consumption to be taken into account with respect to column A of the fuel combustion activities worksheets.

Worksheets for fuel combustion activities also cater for CO₂ capture from the subcategories 1A 1 and 1A 2.

Emissions of CO₂ from biomass fuels are estimated and reported in the AFOLU sector as part of the AFOLU methodology. In the reporting tables, emissions from combustion of biofuels are reported as information items but not included in the sectoral or national totals to avoid double counting.

Worksheets for fugitive emissions are of two types:

- (1) Emissions arising from mining, processing, storage and transportation of coal. This includes the new method of determining CH₄ emissions from abandoned coal mines.
- (2) Emissions from oil and natural gas systems.

Reference Approach worksheets are also included though its main purpose in the *2006 IPCC Guidelines* is to serve as an independent verification cross-check of the bottom-up approach methods described in Tiers 1, 2 and 3.

TABLE 1 MAIN CONSIDERATIONS CONCERNING THE FUEL CONSUMPTION TO BE INCLUDED IN COLUMN A OF THE FOUR WORKSHEETS	
Fuel¹	Activity data
Liquid Fuels	
Crude Oil	Only the amount used as a fuel should be included.
Orimulsion	Only the amount used as a fuel should be included.
Natural Gas Liquids	Only the amount used as a fuel should be included.
Motor Gasoline	Generally, all consumption is used as a fuel.
Aviation Gasoline	In unusual circumstances small quantities may be burned as a fuel in stationary sources.
Jet Gasoline	In unusual circumstances small quantities may be burned as a fuel in stationary sources.
Jet Kerosene	In unusual circumstances small quantities may be burned as a fuel in stationary sources.
Other Kerosene	Only the amount used as a fuel should be included. Do not include the fraction used as petrochemical feedstock.
Shale Oil	Only the amount used as a fuel should be included.
Gas/Diesel Oil	Only the amount used as a fuel should be included. Do not include the amount used as petrochemical feedstock.
Residual Fuel Oil	Generally, all consumption is used as a fuel.
Liquefied Petroleum Gases	Only the amount used as a fuel should be included. Do not include the amount used as petrochemical feedstock.
Ethane	Only the amount used as a fuel should be included. Do not include the amount used as petrochemical feedstock.
Naphtha	Only the amount used as a fuel should be included. Do not include the amount used as petrochemical feedstock.
Lubricants	Only include the amount of fuel that is mixed with gasoline for 2-stroke engines.
Petroleum Coke	Only the amount used as a fuel should be included. The amount used as a feedstock (e.g. in coke ovens for the steel industry, for electrode manufacture and for production of chemicals) should not be included.
Refinery Feedstocks	Generally used as a feedstock. The amount used as petrochemical feedstock should not be included.
Refinery Gas	Only the amount used as fuel should be included. Do not include the amount used as petrochemical feedstock.
Paraffin Waxes	Only the amount used as a fuel should be included. Do not include the amount that is burned as waste.
Other Petroleum Products	Only the amount used as a fuel should be included. Do not include the amount used as petrochemical feedstock.
Solid Fuels	
Anthracite	Only the amount used as a fuel should be included.
Coking Coal	Only the amount used as a fuel should be included.
Other Bituminous Coal	Only the amount used as a fuel should be included.
Sub-Bituminous Coal	Only the amount used as a fuel should be included.
Lignite	Only the amount used as a fuel should be included.
Oil Shale / Tar Sands	Only the amount used as a fuel should be included.
Brown Coal Briquettes	Generally, all consumption is used as a fuel.
Patent Fuel	Generally, all consumption is used as a fuel.
Coke Oven Coke / Lignite Coke	Do not include amount delivered to industrial processes (e.g. metal production).
Gas Coke	Generally, all consumption is used as a fuel.
Coal Tar	Do not include amount delivered to the chemical and petrochemical industries or for construction.
Gas Works Gas	Only the amount used as a fuel should be included.

¹ Fuels not burned for energy purposes are not included in this table (e.g. bitumen and white spirits).

TABLE 1 (CONTINUED)	
MAIN CONSIDERATIONS CONCERNING THE FUEL CONSUMPTION TO BE INCLUDED IN COLUMN A OF THE WORKSHEETS	
Fuel²	Activity data
Coke Oven Gas	Include the amount that is used as a fuel except the gas used in the iron and steel industry since these emissions are accounted for in the IPPU sector.
Blast Furnace Gas	Include the amount that is used as a fuel except the gas used in the iron and steel industry since these emissions are accounted for in the IPPU sector.
Oxygen Steel Furnace Gas	Include the amount that is used as a fuel except the gas used in the iron and steel industry since these emissions are accounted for in the IPPU sector.
Natural Gas	
Natural Gas (Dry)	Only the amount used as a fuel should be included. Do not include the amount used as petrochemical feedstock or used for reducing purposes in blast furnaces or direct reduction processes.
Other Fossil Fuels	
Municipal Wastes (non-biomass fraction)	Only the non-biomass fraction that is used as a fuel should be included.
Industrial Wastes	Only the amount used as a fuel should be included. Do not include the amount that is burned without energy recovery. For waste gas from the petrochemical industry, do not include the amount combusted since these emissions are accounted for in the IPPU sector.
Waste Oils	Only the amount used as a fuel should be included.
Peat	
Peat	Only the amount used as a fuel should be included
Biomass	
Wood/Wood Waste	Only the amount used as fuel should be included.
Sulphite lyes (Black Liquor)	Only the amount used as fuel should be included.
Other Primary Solid Biomass	Only the amount used as fuel should be included.
Charcoal	Only the amount used as fuel should be included.
Biogasoline	In unusual circumstances small quantities may be burned as a fuel in stationary sources.
Biodiesels	In unusual circumstances small quantities may be burned as a fuel in stationary sources.
Other Liquid Biofuels	Only the amount used as fuel should be included.
Landfill Gas	Only the amount used as fuel should be included.
Sludge Gas	Only the amount used as fuel should be included.
Other Biogas	Only the amount used as fuel should be included.
Municipal Wastes (biomass fraction)	Only the amount used as a fuel should be included. Do not include the amount that is burned without energy recovery.

² Fuels not burned for energy purposes are not included in this table (e.g. bitumen and white spirits).

Sector	Energy								
Category	Fuel combustion activities								
Category Code	1A^(a)								
Sheet	1 of 4 (CO₂, CH₄ and N₂O from fuel combustion by source categories – Tier 1)								
	Energy consumption			CO₂		CH₄		N₂O	
	A Consumption (Mass, Volume or Energy unit)	B Conversion Factor ^(b) (TJ/unit)	C Consumption (TJ)	D CO ₂ Emission Factor (kg CO ₂ /TJ)	E CO ₂ Emissions (Gg CO ₂)	F CH ₄ Emission Factor (kg CH ₄ /TJ)	G CH ₄ Emissions (Gg CH ₄)	H N ₂ O Emission Factor (kg N ₂ O /TJ)	I N ₂ O Emissions (Gg N ₂ O)
			C=A*B		E=C*D/10⁶		G=C*F/10⁶		I=C*H/10⁶
Liquid fuels									
Crude Oil									
Orimulsion									
Natural Gas Liquids									
Motor Gasoline									
Aviation Gasoline									
Jet Gasoline									
Jet Kerosene									
Other Kerosene									
Shale Oil									
Gas / Diesel Oil									
Residual Fuel Oil									
LPG									
Ethane									
Naphtha									
^a Fill out a copy of this worksheet for each source category listed in Table 2.16 of the Stationary Combustion Chapter and insert the source category name next to the worksheet number. ^b When the consumption is expressed in mass or volume units, the conversion factor is the net calorific value of the fuel.									

Sector	Energy								
Category	Fuel Combustion Activities								
Category Code	1A^(a)								
Sheet	2 of 4 (CO₂, CH₄ and N₂O from fuel combustion by source categories – Tier 1)								
	Energy consumption			CO₂		CH₄		N₂O	
	A Consumption (Mass, Volume or Energy unit)	B Conversion Factor (TJ/unit)	C Consumption (TJ)	D CO ₂ Emission Factor (kg CO ₂ /TJ)	E CO ₂ Emissions (Gg CO ₂)	F CH ₄ Emission Factor (kg CH ₄ /TJ)	G CH ₄ Emissions (Gg CH ₄)	H N ₂ O Emission Factor (kg N ₂ O /TJ)	I N ₂ O Emissions (Gg N ₂ O)
			C=A*B		E=C*D/10⁶		G=C*F/10⁶		I=C*H/10⁶
Lubricants									
Petroleum Coke									
Refinery Feedstocks									
Refinery Gas									
Paraffin Waxes									
Other Petroleum Products									
Solid fuels									
Anthracite									
Coking Coal									
Other Bituminous Coal									
Sub-bituminous coal									
Lignite									
Oil Shale and Tar Sands									
Brown Coal Briquettes									

^a Fill out a copy of this worksheet for each source category listed in Table 2.16 of the Stationary Combustion chapter and insert the source category name next to the worksheet number.

Sector	Energy								
Category	Fuel combustion activities								
Category Code	1A^(a)								
Sheet	3 of 4 (CO₂, CH₄ and N₂O from fuel combustion by source categories – Tier 1)								
	Energy consumption			CO₂		CH₄		N₂O	
	A Consumption (Mass, Volume or Energy unit)	B Conversion Factor (TJ/unit)	C Consumption (TJ)	D CO ₂ Emission Factor (kg CO ₂ /TJ)	E CO ₂ Emissions (Gg CO ₂)	F CH ₄ Emission Factor (kg CH ₄ /TJ)	G CH ₄ Emissions (Gg CH ₄)	H N ₂ O Emission Factor (kg N ₂ O /TJ)	I N ₂ O Emissions (Gg N ₂ O)
			C=A*B		E=C*D/10⁶		G=C*F/106		I=C*H/106
Patent Fuel									
Coke Oven Coke / Lignite Coke									
Gas Coke									
Coal Tar									
Gas Work Gas									
Coke Oven Gas									
Blast Furnace Gas									
Oxygen Steel Furnace Gas									
Natural gas									
Natural Gas (Dry)									
Other fossil fuels									
Municipal wastes (non-biomass fraction)									
Industrial Wastes									
Waste Oils									
Peat									
Peat									
Total									
^a Fill out a copy of this worksheet for each source category listed in Table 2.16 of the Stationary combustion chapter and insert the source category name next to the worksheet number.									

Sector	Energy								
Category	Fuel combustion activities								
Category Code	1A^(a)								
Sheet	4 of 4 (CO₂, CH₄ and N₂O from fuel combustion by source categories – Tier 1)								
	Energy consumption			CO₂		CH₄		N₂O	
	A Consumption (Mass, Volume or Energy unit)	B Conversion Factor (TJ/unit)	C Consumption (TJ)	D CO ₂ Emission Factor (kg CO ₂ /TJ)	E CO ₂ Emissions (Gg CO ₂)	F CH ₄ Emission Factor (kg CH ₄ /TJ)	G CH ₄ Emissions (Gg CH ₄)	H N ₂ O Emission Factor (kg N ₂ O /TJ)	I N ₂ O Emissions (Gg N ₂ O)
			C=A*B		E=C*D/10⁶		G=C*F/10⁶		I=C*H/10⁶
Biomass				Information Items^b					
Wood / Wood Waste									
Sulphite Lyes									
Other Primary Solid Biomass									
Charcoal									
Biogasoline									
Biodiesels									
Other Liquid Biofuels									
Landfill Gas									
Sludge Gas									
Other Biogas									
Municipal wastes (biomass fraction)									
				Total		Total		Total	

^a Fill out a copy of this worksheet for each source category listed in Table 2.16 of the Stationary combustion chapter and insert the source category name next to the worksheet number.

^b Information item: Emissions from biomass fuels are only reported as an information item because they are not added to the national totals. They are dealt with in the AFOLU sector.

Sector	Energy																				
Category	Fuel combustion activities																				
Category Code	1A 1 and 1A 2																				
Sheet	1 of 1 (CO ₂ emissions from capture for sub-categories 1A 1 and 1A 2 by type of fuel (Gg CO ₂))																				
	Liquid fuels			Solid fuels			Natural gas			Other fossil fuels			Peat			Biomass			Total		
	A ^a CO ₂ produced	B CO ₂ captured	C CO ₂ emitted	D ^a CO ₂ produced	E CO ₂ captured	F CO ₂ emitted	G ^a CO ₂ produced	H CO ₂ captured	I CO ₂ emitted	J ^a CO ₂ produced	K CO ₂ captured	L CO ₂ emitted	M ^a CO ₂ produced	N CO ₂ captured	O CO ₂ emitted	P ^a CO ₂ produced	Q CO ₂ captured	R CO ₂ emitted	S ^a CO ₂ produced	T CO ₂ captured	U CO ₂ emitted
			C=A-B			F=D-E			I=G-H			L=J-K			O=M-N			R=Q	S=A+D +G+J	T=B+E +H+K+N+Q	U=C+F +I+L+O
1A Fuel Combustion Activities																					
1A1 Energy Industries																					
1A1a Main Activity Electricity and Heat Production																					
1A1ai Electricity Generation																					
1A1aii Combined Heat and Power Generation (CHP)																					
1A1aiii Heat Plants																					
1A1b Petroleum Refining																					
1A1c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries																					
1A1ci Manufacture of Solid Fuels																					
1A1cii Other Energy Industries																					
1A2 Manufacturing Industries and Construction																					
1A2a Iron and Steel																					
1A2b Non-Ferrous Metals																					
1A2c Chemicals																					
1A2d Pulp, Paper and Print																					
1A2e Food Processing, Beverages and Tobacco																					
1A2f Non-Metallic Minerals																					
1A2g Transport Equipment																					
1A2h Machinery																					
1A2i Mining and Quarrying																					
1A2j Wood and wood products																					
1A2k Construction																					
1A2l Textile and Leather																					
1A2m Non-specified Industry																					
Note: CO ₂ produced is the sum of the amounts of CO ₂ captured and emitted.																					

Sector	Energy						
Category	Solid Fuels - Coal Mining and Handling - Underground Mines						
Category Code	1B 1 a i						
Sheet	1of 3 (CH ₄ and CO ₂ emissions from underground mining activities)						
CH ₄ Emissions							
	A Amount of Coal Produced (tonne)	B Emission Factor (m ³ tonne ⁻¹)	C Methane Emissions (m ³) C = A*B	D Conversion Factor (Gg CH ₄ m ⁻³)	E Methane Emissions (Gg CH ₄) E=C*D	F Methane Recovered (Gg CH ₄)	G Methane Emissions to be Reported (Gg CH ₄) G=E-F
Mining (1.B.1.a.i.1)				0.67x10 ⁻⁶			
Post-Mining (1.B.1.a.i.2)				0.67x10 ⁻⁶			
CO ₂ Emissions							
	A Amount of Coal Produced (tonne)	B Emission Factor (m ³ tonne ⁻¹)	C CO ₂ Emissions (m ³) C=A*B	D Conversion Factor (Gg CO ₂ m ⁻³)	E CO ₂ Emissions (Gg CO ₂) E=C*D		
Mining (1.B.1.a.i.1)				1.83x10 ⁻⁶			
Post-Mining (1.B.1.a.i.2)				1.83x10 ⁻⁶			

Sector	Energy						
Category	Solid Fuels - Coal Mining and Handling - Underground Mines						
Category Code	1B 1 a i						
Sheet	2 of 3 (Methane emissions from abandoned coal mines)						
CH4 Emissions							
Closure Interval (e.g., 1901-1925)	A Number of Abandoned Mines	B Fraction of Gassy Coal Mines	C Emission Factor (m³ year⁻¹)	D Conversion Factor (Gg CH₄ m⁻³)	E Methane Emissions (Gg CH₄) E=A*B*C*D	F Methane Recovered (Gg CH₄)	G Methane Emissions to be Reported (Gg CH₄) G=E-F
				0.67x10 ⁻⁶			
				0.67x10 ⁻⁶			
				0.67x10 ⁻⁶			
Total							

Sector	Energy				
Category	Solid Fuels - Coal Mining and Handling - Underground Mines				
Category Code	1B 1 a i				
Sheet	3 of 3 (CO ₂ emissions and unburnt CH ₄ emissions from drained methane flared or catalytically oxidised)				
CO ₂ emissions from CH ₄ flaring					
	A Volume of Methane Combusted (m ³)	B Conversion Factors (Gg CH ₄ m ⁻³)	C Factor to Take Account of Combustion Efficiency	D Stoichio-metric Mass Factor	E Emissions (Gg) E=A*B*C*D
CO ₂		0.67x10 ⁻⁶	0.98	2.75	
CH ₄			0.02	1	

Sector	Energy				
Category	Solid Fuels - Coal Mining and Handling - Surface Mines				
Category Code	1B 1 a ii				
Sheet	1of 1 (CH ₄ and CO ₂ emissions from surface mining activities)				
CH ₄ Emissions					
	A Amount of Coal Produced (tonne)	B Emission Factor (m ³ tonne ⁻¹)	C Methane Emissions (m ³) C = A*B	D Conversion Factor (Gg CH ₄ m ⁻³)	E Methane Emissions (Gg CH ₄) E=C*D
Mining (1.B.1.a.ii.1)				0.67x10 ⁻⁶	
Post-Mining (1.B.1.a.ii.2)				0.67x10 ⁻⁶	
CO ₂ Emissions					
	A Amount of Coal Produced (tonne)	B Emission Factor (m ³ tonne ⁻¹)	C CO ₂ Emissions (m ³) C=A*B	D Conversion Factor (Gg CO ₂ m ⁻³)	E CO ₂ Emissions (Gg CO ₂) E=C*D
Mining (1.B.1.a.ii.1)				1.83x10 ⁻⁶	
Post-Mining (1.B.1.a.ii.2)				1.83x10 ⁻⁶	

The following worksheet for the Tier 1 approach should be filled in for each source category and subcategory. The potential subcategories are indicated in Tables 4.2.2 and 4.2.4 to 4.2.5 of the Chapter 4: Fugitive Emissions.

Sector		Energy							
Category		Oil and natural gas							
Category Code		1B 2							
Sheet		1 of 2							
				CO ₂		CH ₄		N ₂ O	
IPCC Code	Sector Name	Subcategory	A Activity	B Emission Factor	C Emissions (Gg)	D Emission Factor	E Emissions (Gg)	F Emission Factor	G Emissions (Gg)
					$C=A*B$		$E=A*D$		$G=A*F$
1.B.2	Oil and Natural Gas								
1.B.2.a	Oil								
1.B.2.a.i	Venting								
1.B.2.a.ii	Flaring								
1.B.2.a.iii	All Other								
1.B.2.a.iii.1	Exploration								
1.B.2.a.iii.2	Production and Upgrading								
1.B.2.a.iii.3	Transport								
1.B.2.a.iii.4	Refining								
1.B.2.a.iii.5	Distribution of oil products								
1.B.2.a.iii.6	Other								
				TOTAL		TOTAL		TOTAL	
1.B.2.b	Natural Gas								
1.B.2.b.i	Venting								
1.B.2.b.ii	Flaring								

Sector		Energy							
Category		Oil and natural gas							
Category Code		1B 2							
Sheet		2 of 2							
				CO₂		CH₄		N₂O	
IPCC Code	Sector Name	Subcategory	A Activity	B Emission Factor	C Emissions (Gg)	D Emission Factor	E Emissions (Gg)	F Emission Factor	G Emissions (Gg)
					$C=A*B$		$E=A*D$		$G=A*F$
1.B.2.b.iii	All Other								
1.B.2.b.iii.1	Exploration								
1.B.2.b.iii.2	Production								
1.B.2.b.iii.3	Processing								
1.B.2.b.iii.4	Transmission and Storage								
1.B.2.b.iii.5	Distribution								
1.B.2.b.iii.6	Other								
				TOTAL		TOTAL		TOTAL	
1.B.3	Other emissions from Energy Production								

Sector			Energy					
Category			Fuel combustion activities					
Category Code			1A					
Sheet			1 of 3 (CO ₂ from energy sources - Reference Approach)					
			STEP 1					
			A	B	C	D	E	F
			Production	Imports	Exports	International Bunkers	Stock Change	Apparent Consumption
Fuel Types								F=A+B-C-D-E
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil						
		Orimulsion						
		Natural Gas Liquids						
	Secondary Fuels	Gasoline						
		Jet Kerosene						
		Other Kerosene						
		Shale Oil						
		Gas / Diesel Oil						
		Residual Fuel Oil						
		LPG						
		Ethane						
		Naphtha						
		Bitumen						
		Lubricants						
		Petroleum Coke						
		Refinery Feedstocks						
		Other Oil						
Liquid Fossil Total								
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)						
		Coking Coal						
		Other Bit. Coal						
		Sub-bit. Coal						
		Lignite						
		Oil Shale						
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel						
		Coke Oven/Gas Coke						
		Coal Tar						
Solid Fossil Total								
Gaseous Fossil		Natural Gas (Dry)						
Other	Municipal Wastes (non-bio. fraction)							
	Industrial Wastes							
	Waste Oils							
Other Fossil Fuels Total								
Peat								
Total								

^(a) If anthracite is not separately available, include with Other Bituminous Coal.

Sector			Energy				
Category			Fuel combustion activities				
Category Code			1A				
Sheet			2 of 3 (CO₂ from energy sources - Reference Approach)				
			STEP 2		STEP 3		
			G(a) Conversion Factor (TJ/Unit)	H Apparent Consumption (TJ)	I Carbon Content (t C/TJ)	J Total Carbon (Gg C)	
Fuel Types				H=F*G		J=H*I/1000	
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil					
		Orimulsion					
		Natural Gas Liquids					
	Secondary Fuels	Gasoline					
		Jet Kerosene					
		Other Kerosene					
		Shale Oil					
		Gas / Diesel Oil					
		Residual Fuel Oil					
		LPG					
		Ethane					
		Naphtha					
		Bitumen					
		Lubricants					
		Petroleum Coke					
		Refinery Feedstocks					
		Other Oil					
		Liquid Fossil Total					
		Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite			
Coking Coal							
Other Bit. Coal ^(b)							
Sub-bit. Coal							
Lignite							
Oil Shale							
Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel						
	Coke Oven/Gas Coke						
	Coal Tar						
	Solid Fossil Total						
Gaseous Fossil		Natural Gas (Dry)					
Other	Municipal Wastes (non-bio. fraction)						
	Industrial Wastes						
	Waste Oils						
Other Fossil Fuels Total							
Peat							
Total							
^a Please specify units. ^b If anthracite is not separately available, include with Other Bituminous Coal.							

Sector			Energy			
Category			Fuel combustion activities			
Category Code			1A			
Sheet			3 of 3 (CO ₂ from energy sources - Reference Approach)			
			STEP 4		STEP 5	
			K Excluded Carbon (Gg C)	L Net Carbon Emissions (Gg C)	M Fraction of Carbon Oxidised	N Actual CO ₂ Emissions (Gg CO ₂)
Fuel Types				L=J-K		N=L*M*44/12
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil				
		Orimulsion				
		Natural Gas Liquids				
	Secondary Fuels	Gasoline				
		Jet Kerosene				
		Other Kerosene				
		Shale Oil				
		Gas / Diesel Oil				
		Residual Fuel Oil				
		LPG				
		Ethane				
		Naphtha				
		Bitumen				
		Lubricants				
		Petroleum Coke				
		Refinery Feedstocks				
		Other Oil				
Liquid Fossil Total						
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite				
		Coking Coal				
		Other Bit. Coal ^(a)				
		Sub-bit. Coal				
		Lignite				
		Oil Shale				
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel				
		Coke Oven/Gas Coke				
		Coal Tar				
Solid Fossil Total						
Gaseous Fossil		Natural Gas (Dry)				
Other	Municipal Wastes (non-bio-fraction)					
	Industrial Wastes					
	Waste Oils					
Other Fossil Fuels Total						
Peat						
Total						

If anthracite is not separately available, include with Other Bituminous Coal.

^aIf anthracite is not separately available, include with Other Bituminous Coal.

Sector	Energy				
Category	Reference Approach (Auxiliary Worksheet 1-1: Estimating Excluded Carbon)				
Category Code	1A				
Sheet	1 of 1 Auxiliary Worksheet 1-1: Estimating Excluded Carbon				
	A Estimated Fuel Quantities	B Conversion Factor (TJ/Unit)	C Estimated Fuel Quantities (TJ)	D Carbon Content (t C/TJ)	E Excluded Carbon (Gg C)
Fuel Types			C=A*B		E=C*D/1000
LPG(a)					
Ethane(a)					
Naphtha(a)					
Refinery Gas(a) (b)					
Gas/Diesel Oil(a)					
Other Kerosene(a)					
Bitumen(c)					
Lubricants(c)					
Paraffin Waxes(b) (c)					
White Spirit(b) (c)					
Petroleum Coke(c)					
Coke Oven Coke(d)					
Coal Tar (light oils from coal)(e)					
Coal Tar (coal tar/pitch)(f)					
Natural Gas(g)					
Other fuels(h)					
Other fuels(h)					
Other fuels(h)					
Note: Deliveries refers to the total amount of fuel delivered and is not the same thing as apparent consumption (where the production of secondary fuels is excluded). ^a Enter the amount of fuel delivered to petrochemical feedstocks. ^b Refinery gas, paraffin waxes and white spirit are included in "other oil". ^c Total deliveries. ^d Deliveries to the iron and steel and non-ferrous metals industries. ^e Deliveries to chemical industry. ^f Deliveries to chemical industry and construction. ^g Deliveries to petrochemical feedstocks and blast furnaces. ^h Use the Other fuels rows to enter any other products in which carbon may be stored. These should correspond to the products shown in Table 1-1.					