

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 autoproductores (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

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

Donde:

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

$Consumo_{combustible_{combustible}}$ = 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:

$Emisiones_{GEI,combustible,tecnología}$ = 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)

$Factor\ emisión_{GEI,combustible,tecnología}$ = 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

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

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

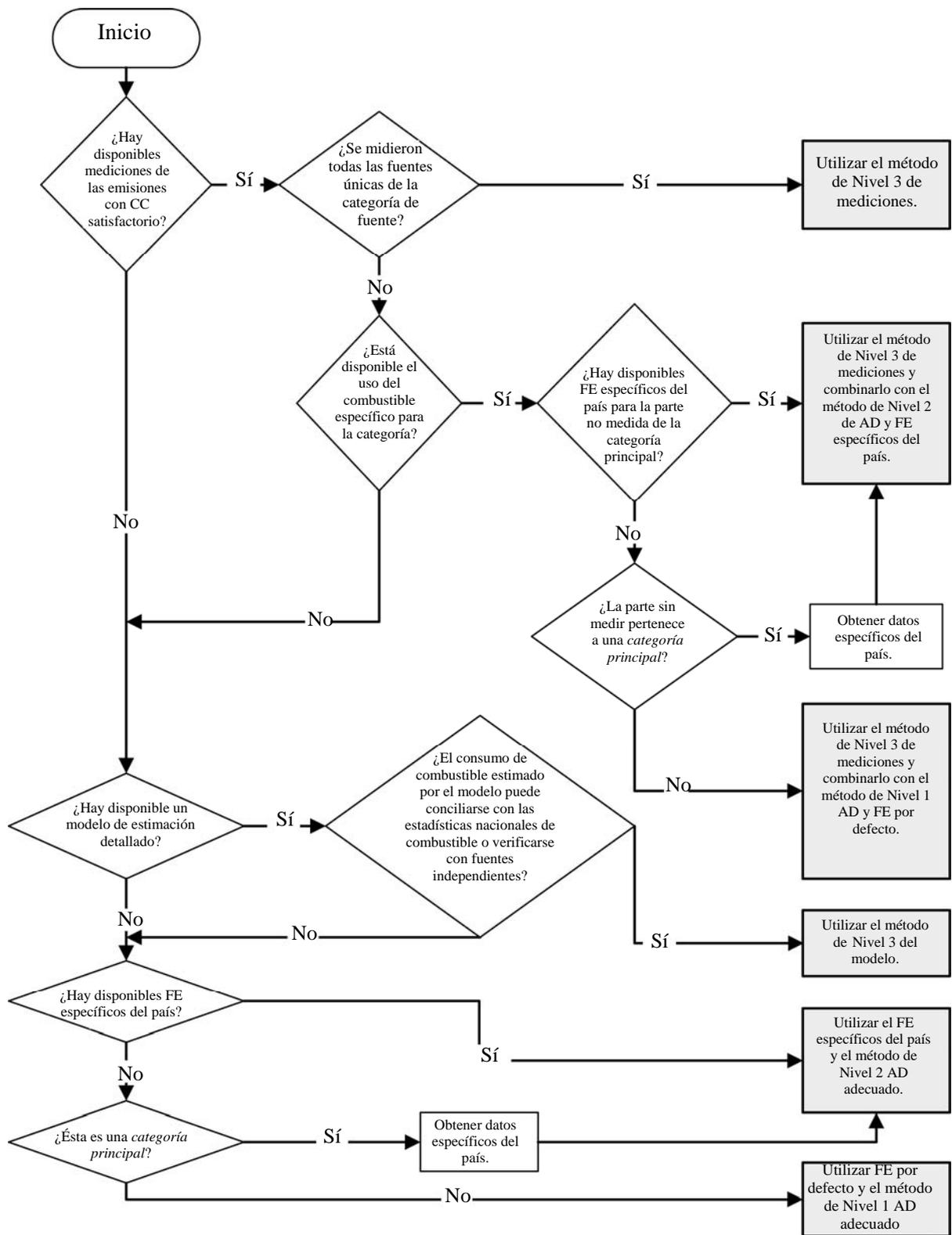
Esta sección presenta, para cada uno de los combustibles usados en las fuentes estacionarias, un conjunto de factores de emisión por defecto para usar en las estimaciones de emisión de Nivel 1 para las categorías de fuente. En numerosas categorías de fuente, se usan los mismos combustibles. Tienen los 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 INDUSTRIAS ENERGÉTICAS (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 INDUSTRIAS ENERGÉTICAS (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 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	
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 refinерías	73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Otro petróleo	Gas de refinерía	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 <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	
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 RESIDENCIAL Y AGRICULTURA/SILVICULTURA/PESCA/PISCIFACTORÍAS (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 cocido, 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 <i>et al.</i> , 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 <i>Directrices del IPCC de 1996</i> .			
r indica un factor de emisión que se revisó a partir de las <i>Directrices del IPCC de 1996</i> .			

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
<p>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.</p> <p>² Fuentes: Smith <i>et al.</i>, 1992, 1993; Smith <i>et al.</i>, 2000; Zhang <i>et al.</i>, 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).</p> <p>³ Fuente: Zhang <i>et al.</i>, 2000. Resultados de los estudios experimentales efectuados sobre una cantidad de estufas de hogares de la China.</p> <p>⁴ Fuente: Adaptado de Radian, 1990; Directrices del IPCC, versión revisada en 1996.</p> <p>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.</p> <p>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).</p> <p>⁷ Fuentes: Bhattacharya <i>et al.</i>, 2002; Smith <i>et al.</i>, 1992, 1993; Smith <i>et al.</i>, 2000; Zhang <i>et al.</i>, 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.</p> <p>⁸ Fuentes: Bhattacharya <i>et al.</i>, 2002; Smith <i>et al.</i>, 1992, 1993; Smith <i>et al.</i>, 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.</p> <p>⁹ Fuentes: Smith <i>et al.</i>, 2000; Zhang <i>et al.</i>, 2000. Resultados de los estudios experimentales efectuados sobre una cantidad de estufas de hogares de la China (CH₄) y la India (CH₄ y N₂O).</p> <p>¹⁰ Fuente: Smith <i>et al.</i>, 2000. Resultados de los estudios experimentales efectuados sobre una cantidad de estufas de hogares de la India.</p> <p>ND, datos no disponibles.</p> <p>n indica un factor de emisión nuevo que no estaba presente en las <i>Directrices del IPCC de 1996</i>.</p> <p>r indica un factor de emisión que se revisó a partir de las <i>Directrices del IPCC de 1996</i>.</p>			

CUADRO 2.10			
FACTORES DE EMISIÓN DE FUENTE COMERCIAL/INSTITUCIONAL			
Tecnología básica	Configuración	Factores de emisión¹ (kg/TJ de entrada de energía)	
		CH₄	N₂O
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).

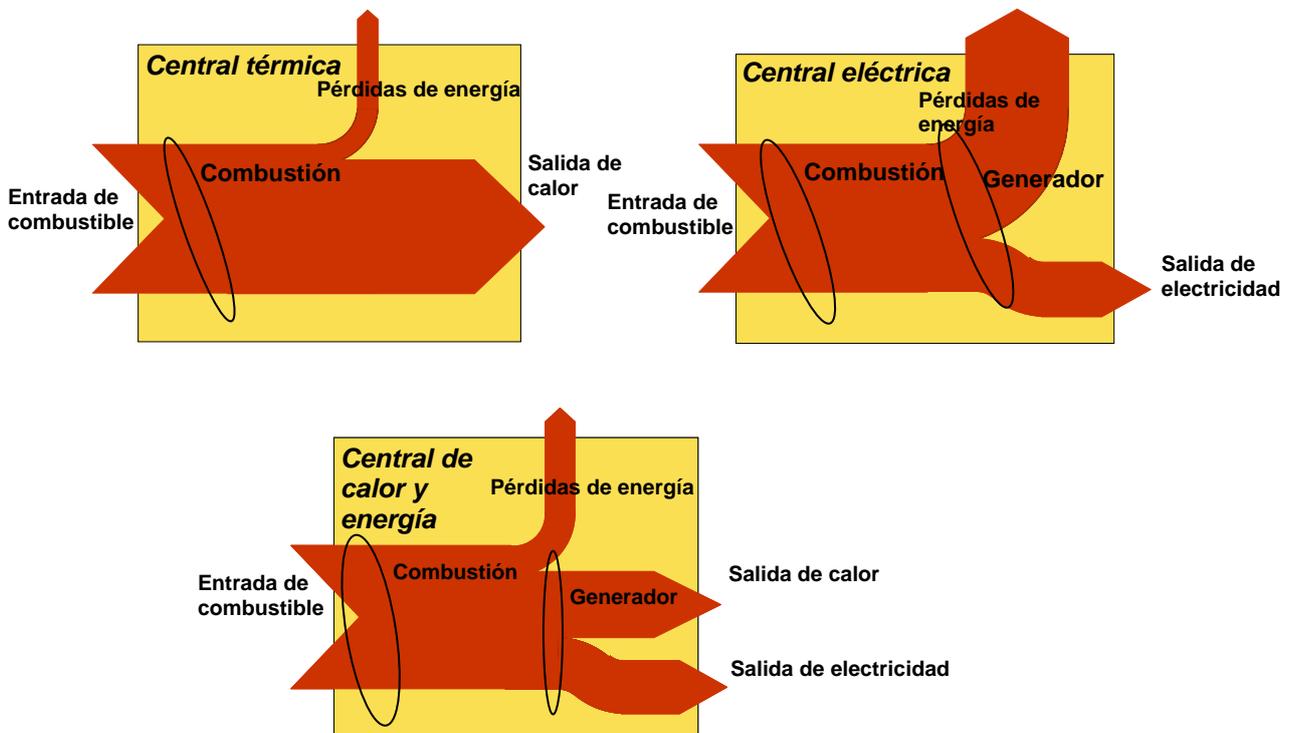
Las emisiones procedentes de la combustión durante los procesos de producción y conversión se contabilizan en las industrias de la energía. Las emisiones procedentes de los combustibles secundarios producidos por las industrias de la energía se contabilizan en el sector en el que se las utiliza. Al recopilar 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.

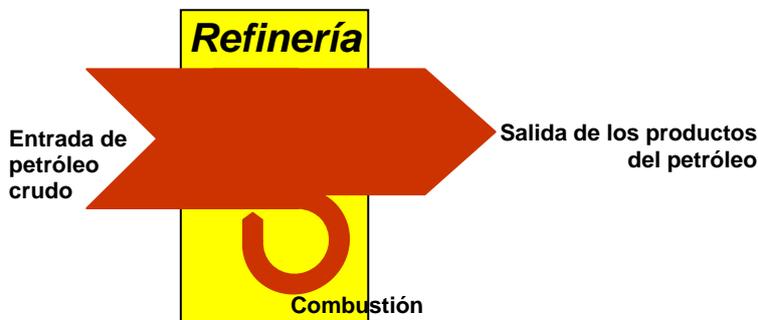
Figura 2.2 Las centrales de calor y energía utilizan los combustibles para producir energía eléctrica y/o calor útil.



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.

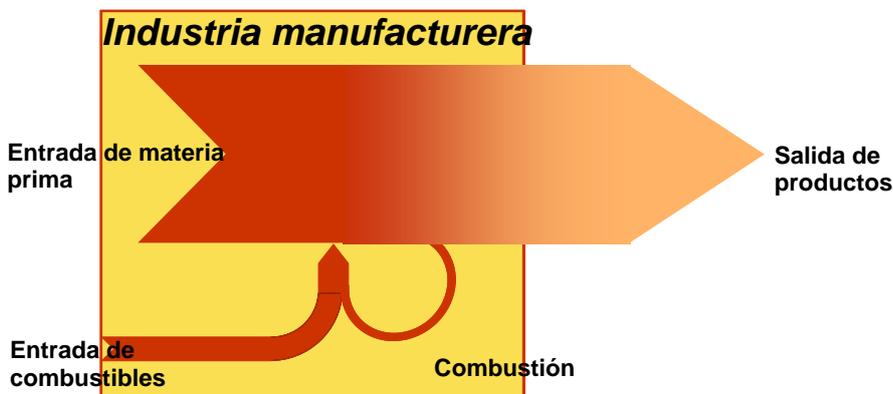
En muchos casos, los productos y combustibles exactos utilizados en refinerías para producir el calor y el vapor necesarios para los procesos de la refinería no se derivan fácilmente de las estadísticas de la energía. El combustible quemado dentro de las refinerías de petróleo suele ascender al 6 al 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.

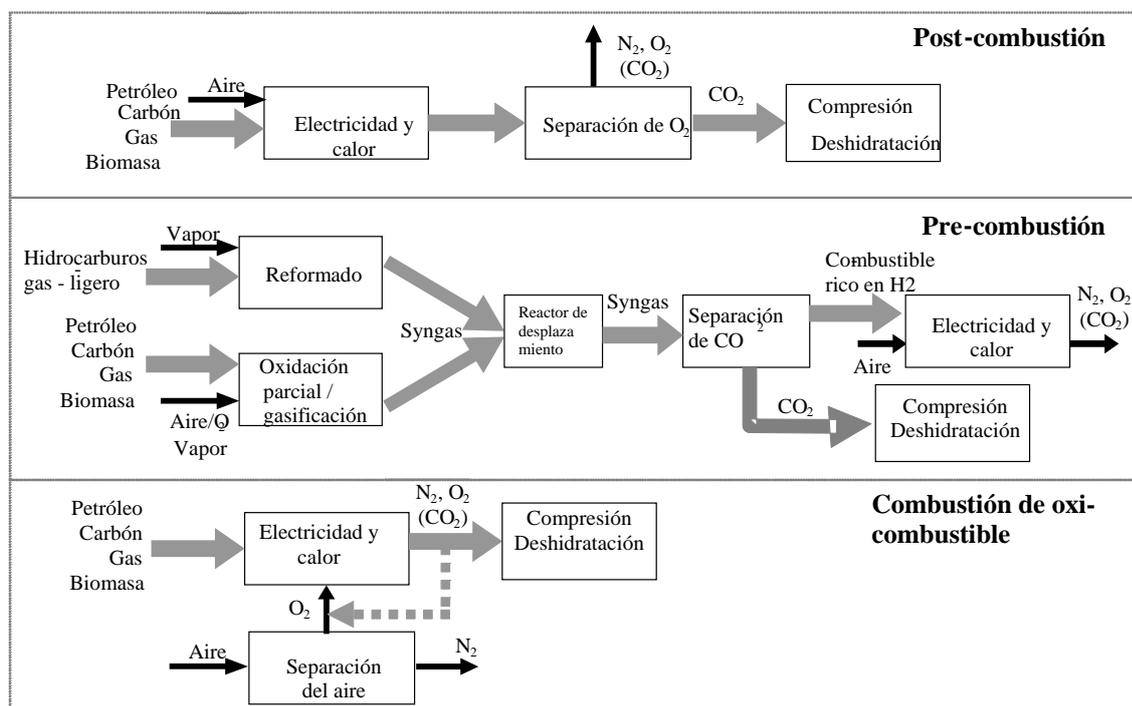
2.3.4 Captura de dióxido de carbono

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.

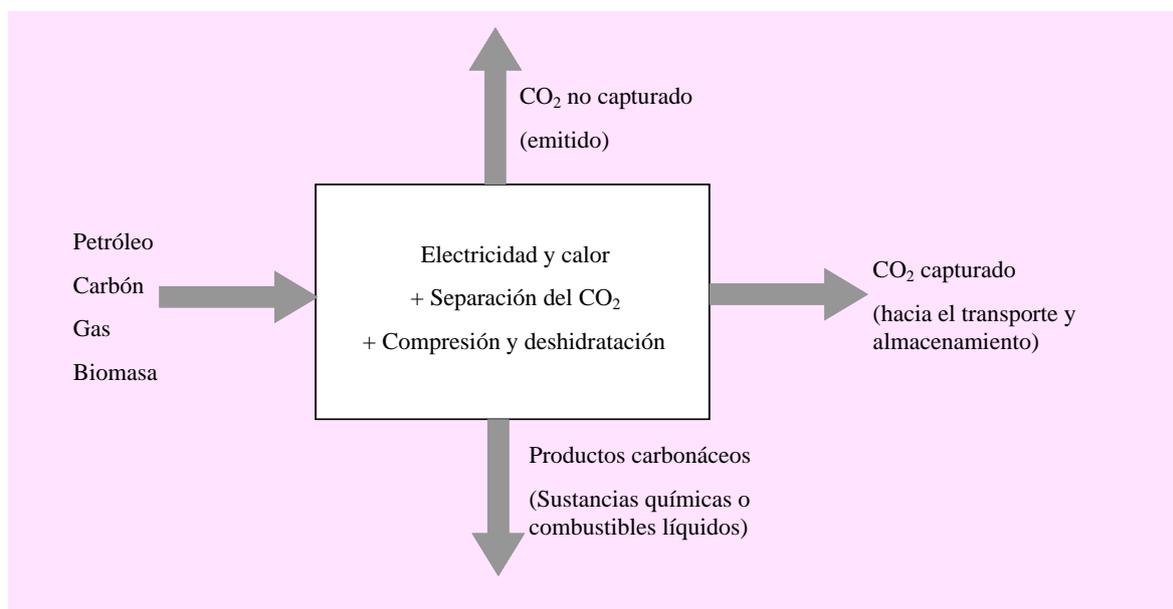
Figura 2.5 Sistemas de captura de CO₂ de las fuentes de combustión estacionaria



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 oxicomustible 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

$$E_{\text{tecnología de captura de CO}_2} = \frac{C_{\text{capturado CO}_2}}{C_{\text{combustible}} - C_{\text{productos}}} \cdot 100$$

Donde:

- Eficiencia_{tecnología de captura de CO₂} = eficiencia del sistema de captura de CO₂ (porcentaje)
- C_{capturado CO₂} = cantidad de carbono del caudal de CO₂ capturado (kg)
- C_{combustible} = cantidad de carbono en la entrada del combustible fósil o la biomasa a la planta (kg)
- C_{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	
Central eléctrica / Sistema de captura 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.

<p>ECUACIÓN 2.7</p> <p>TRATAMIENTO DE LA CAPTURA DE CO₂</p> <p>$Emisiones_s = Producción_s - Captura_s$</p>

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	CH ₄	N ₂ O
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 Winiwarter (2001) evaluaron las incertidumbres de los inventarios de gases de efecto invernadero y compararon los resultados declarados por cinco países, a saber: Austria (Winiwarter 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 CH₄ Y N₂O 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	
CH₄					
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
N₂O					
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
<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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).</p> <p>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).</p>					

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: *Orientación del IPCC para las buenas prácticas* 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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. 	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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. 	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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. 	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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://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.