

2

CAPÍTULO DOS

MÓDULO DE ENERGÍA

Autores

ANA DERLY PULIDO GUÍO

MAGDA MALLEN SIERRA URREGO



Mesa Técnica de Trabajo Interinstitucional

- Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, Grupo de Mitigación de Cambio Climático,
Roberto Esmeral.
- Ministerio de Tránsito y Transporte,
Guillermo Acevedo M.
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE),
Mónica Rodríguez y Marcela Mosquera.
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM),
Ana Derly Pulido Guío, Henry Oswaldo Benavides, Luz Dary Yepes Rubiano y Magda Mallen Sierra Urrego.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME),
Ciro Serrano, Enrique Garzón Lozano, Henry Josué Zapata y Sergio Mejía.
- Ecopetrol S.A.,
Carolina Kitchen.
- Universidad Nacional de Colombia, Sede Bogotá,
Néstor Rojas.

Colaboradores

- Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial, Dirección de Desarrollo Sectorial Sostenible,
Alexánder Valencia Cruz y Rodrigo Suárez.
- Ministerio de Minas y Energía,
Piedad Mier.
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM),
Henry Oswaldo Benavides.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME),
Ciro Serrano Camacho, Enrique Garzón Lozano, Henry Josué Zapata, Sergio Alonso Mejía Tobón.
- Avianca,
Andrés Muñoz Monroy y Gustavo Atehortúa Bustamante.
- Empresas Públicas de Medellín (EPM),
Óscar Alonso Fernández Taborda.

Coordinadora del Capítulo

Magda Mallen Sierra Urrego

Supervisión

Luz Dary Yepes Rubiano

CONTENIDO

	Página
INTRODUCCIÓN	7
2.1 GENERALIDADES DEL SECTOR ENERGÉTICO	72
2.1.1 Indicadores macroeconómicos	72
2.1.2 Importaciones y exportaciones	73
2.1.3 Producción energética nacional	73
2.1.4 Consumo energético nacional	74
2.2 CÁLCULO DE EMISIONES DE GEI PARA EL MÓDULO DE ENERGÍA	75
2.3 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN UTILIZADA PARA EL CÁLCULO DE LAS EMISIONES DE GEI	76
2.3.1 Proceso para el cálculo de emisiones de GEI	78
2.4 RESULTADOS DEL CÁLCULO DE EMISIONES DE GEI	79
2.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS	82
2.5.1 Comparación del cálculo de emisiones por los métodos de referencia y categoría de fuente	82
2.5.2 Análisis de resultados por categoría de fuente	83
2.5.3 Emisiones de GEI en unidades de CO ₂ equivalentes generadas por quema de combustibles fósiles, de biomasa y emisiones fugitivas, años 2000 y 2004	88
2.5.4 Análisis de tendencia de las emisiones de GEI en el módulo de energía para los años 1990, 1994, 2000 y 2004	90
2.5.5 Análisis de las emisiones de precursores de GEI y aerosoles generados por la quema de combustibles	92
2.6 ANÁLISIS COMPARATIVO DEL CÁLCULO DE EMISIONES POR LOS MÉTODOS DE REFERENCIA Y CATEGORÍA DE FUENTE	94
BIBLIOGRAFÍA	96
ANEXO 2.1 CÁLCULO DE LAS EMISIONES DE GEI PARA EL MÓDULO DE ENERGÍA	99
CONTENIDO DE TABLAS	
Tabla 2.1 Correspondencias de los combustibles propuestos por el IPCC contra los combustibles de la UPME	77
Tabla 2.2 Resultados de las emisiones de GEI para el Módulo de Energía (año 2000)	79
Tabla 2.3 Resultados de las emisiones de GEI para el Módulo de Energía (año 2004)	80
Tabla 2.4 Partidas informativas (bunkers internacionales y CO ₂ por quema de biomasa) Módulo de Energía año 2000	81
Tabla 2.5 Partidas informativas (bunkers internacionales y CO ₂ por quema de biomasa) Módulo de Energía año 2004	81



	Página
Tabla 2.6 Porcentaje de participación de emisiones de CO ₂ y variación años 2000 y 2004 de los diferentes sectores	83
Tabla 2.7 Total parque automotor en el país 2000-2006	83
Tabla 2.8 Total vehículos convertidos a GNV en el país 2002-2006	85
Tabla 2.9 Participación por actividad de las emisiones fugitivas de CH ₄ en los años 2000 y 2004	87
CONTENIDO DE FIGURAS	
Figura 2.1 Participación del sector minero e hidrocarburos en el PIB total	73
Figura 2.2 Evolución de la oferta interna de energía	74
Figura 2.3 Consumo final por sectores productivos	75
Figura 2.4 Metodologías para el cálculo de emisiones del módulo de energía	76
Figura 2.5 Estructura de cálculo para el Módulo de energía por las metodologías de nivel 1	78
Figura 2.6 (Comparación de resultados entre el Método de referencia y el Método por categoría de fuente.	82
Figura 2.7 Emisiones GEI Módulo de energía en Gg CO ₂ de los primeros diez países del Anexo I, más emisores del mundo año 2004	82
Figura 2.8 Emisiones de CO ₂ por categoría de fuente para los años 2000 y 2004	83
Figura 2.9 Emisiones de CO ₂ generadas por el sector transporte para los años 2000 y 2004	84
Figura 2.10 Emisiones de CH ₄ por categoría de fuente años 2000 y 2004	85
Figura 2.11 Emisiones de N ₂ O por categoría de fuente para los años 2000 y 2004	86
Figura 2.12 Emisiones de CH ₄ generadas por emisiones fugitivas para los años 2000 y 2004	87
Figura 2.13 Emisiones de CO ₂ equivalentes generadas en el Módulo de energía para los años 2000 y 2004	88
Figura 2.14 Participación por gas de las emisiones en unidades de CO ₂ eq para los años 2000 y 2004	89
Figura 2.15 Emisiones de CO ₂ eq por quema de combustibles fósiles para el año 2000	90
Figura 2.16 Emisiones de CO ₂ eq por quema de biomasa para el año 2000	90
Figura 2.17 Emisiones de CO ₂ eq por quema de combustibles fósiles para el año 2004	90
Figura 2.18 (Emisiones de CO ₂ eq por quema de biomasa para el año 2004	90
Figura 2.19 Comportamiento de las emisiones de CO ₂ por categoría de fuente años 1990, 1994, 2000 y 2004	91
Figura 2.20 Emisiones de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O por Quema de combustibles fósiles, Quema de biomasa y emisiones fugitivas años 1990, 1994, 2000 y 2004	91
Figura 2.21 Comportamiento de las emisiones de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O en unidades de CO ₂ eq para los años 1990, 1994, 2000 y 2004	92
Figura 2.22 Emisiones de NO _x para los años 2000 y 2004	93
Figura 2.23 Emisiones de CO para los años 2000 y 2004	93
Figura 2.24 Emisiones de COVDM para los años 2000 y 2004	94
Figura 2.25 Emisiones de SO ₂ para los años 2000 y 2004	95
CONTENIDO DE CUADROS	
Cuadro 2.1 Algunos efectos del cambio climático	72
Cuadro 2.2 Industria, asentamientos y sociedad	86
CONTENIDO DE FOTOS	
Foto 2.1 Portada Capítulo 2. Torre de energía ubicada en el sector rural cuenca del Río Tunjuelo, Bogotá. Mauricio Cabrera L., 2009	67

INTRODUCCIÓN

El Módulo de energía cuantifica las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y sus precursores generados por las actividades antrópicas relacionadas con la quema, extracción y manipulación de los combustibles fósiles (petróleo y sus derivados, carbón y gas natural) y con la quema de combustibles de biomasa (madera, vinazas, residuos agrícolas y biogás, entre otros). En este módulo se presenta una descripción general del sector energético que incluye los indicadores económicos más relevantes del mismo, una descripción de la metodología, las variables usadas en el cálculo de las emisiones de GEI y un análisis de los resultados obtenidos. Cabe anotar que por razones metodológicas, las emisiones de dióxido de carbono (CO_2), producto de la quema de combustibles de biomasa son contabilizadas en el Módulo de cambio del uso de la tierra, uso de la tierra y silvicultura, por lo tanto, en este capítulo sólo se tendrán en cuenta las emisiones de los gases de efecto invernadero diferentes al CO_2 por tal aspecto. Las emisiones del carbón utilizado en la industria del hierro y acero se relacionan en el Módulo de procesos industriales.

De acuerdo con la metodología establecida por el IPCC para la elaboración del inventario, el módulo de energía se divide en las siguientes categorías:

- **Quema de combustibles fósiles:** Se consideran emisiones generadas por la quema de combustibles fósiles con fines energéticos las centrales térmicas, hornos, estufas, calderas y motores. Dentro de esta categoría son calculadas las emisiones de los siguientes GEI:
 - Dióxido de carbono (CO_2).
 - Metano (CH_4).
 - Óxido nitroso (N_2O).

De algunos gases precursores de GEI como:

- Óxidos de nitrógeno (NO_x)
- Monóxido de carbono (CO)
- Compuestos Orgánicos Volátiles Diferentes al Metano (COVDM).

Y de precursores de aerosoles como:

- Dióxido de azufre (SO_2).
- **Emisiones fugitivas:** Son aquellas emisiones que se liberan a la atmósfera de forma accidental o premeditada por actividades de producción, procesamiento, almacenamiento y transformación de combustibles fósiles. De acuerdo con la metodología, esta categoría se subdivide en:
 - Emisiones de CH_4 procedentes de la extracción y manipulación del carbón.
 - Emisiones de CO_2 y CH_4 procedentes de las actividades relacionadas con el petróleo y el gas natural.



2.1 GENERALIDADES DEL SECTOR ENERGÉTICO

El sector energético colombiano está conformado por diversas entidades y empresas que cumplen actividades de explotación, generación, transmisión, transporte, distribución y/o comercialización de energía o combustibles que son usados con fines energéticos. A continuación, se presenta un breve recuento de los principales indicadores del sector energético el cual incluye los subsectores de hidrocarburos, energía eléctrica, carbón y comunes a estos¹.

2.1.1 Indicadores macroeconómicos

La recuperación y crecimiento sostenido de la economía nacional que se ve reflejada en el Producto Interno Bruto (PIB), representa un gran reto para el sector, que se enfrenta a una necesidad creciente de abastecimiento energético y al desafío de lograr resultados positivos de productividad y competitividad para el país².

El consumo energético final de Colombia se ha incrementado en un 11,5% entre 1990 y 2005, frente a un crecimiento acumulado del PIB del 54%. Sin embargo, cuando se excluye la biomasa, el crecimiento del consumo energético final resulta ser del 33%. Las tasas interanuales medias resultantes son para el PIB del 2,94%; del 1,9% para el consumo energético final sin biomasa y del 0.6% para el consumo energético final, incluyendo la totalidad de los energéticos. En términos generales, el comportamiento de la intensidad energética no ha sido homogéneo y se explica por varios factores como la urbanización y modernización

que conducen a una disminución del uso de la leña, la cual al ser sustituida por energéticos más eficientes produce una disminución del consumo expresado en energía neta³.

Cuadro 2.1. Algunos efectos del cambio climático

El cambio climático afecta el funcionamiento de las infraestructuras hídricas existentes así como las prácticas de gestión hídrica. En algunos países y regiones que reconocen la incertidumbre de los cambios hidrológicos proyectados, se crean procedimientos de adaptación y prácticas de gestión de riesgo para el sector hídrico, dentro de las cuales se encuentran las hidroeléctricas.

Fuente: Adaptado del IPCC. Cambio climático 2007. Impacto, adaptación y vulnerabilidad. Resumen para responsables de políticas y resumen técnico. Contribución del Grupo de trabajo II al Cuarto Informe de Evaluación del IPCC. Cambridge, R.U.: Parry, O., et al. 2007. p. 49.

Una de las estrategias que permitió alcanzar mayores tasas de crecimiento económico fue la canalización de recursos de inversión hacia sectores considerados clave para el desarrollo, como son los hidrocarburos y la infraestructura en transporte. En el primer sector se canalizó alrededor del 63% del gasto público a través de Ecopetrol para exploración y extracción de hidrocarburos. Para el segundo, el 28,5% del gasto público se enfocó hacia la inversión, mantenimiento y rehabilitación de la infraestructura de transporte⁴. Por su parte, otros indicadores económicos, como la tasa de inflación, mantienen su reducción para el periodo, al igual que la leve tendencia a la baja de la tasa de desempleo, aunque la tasa de subempleo se ha mantenido en niveles relativamente constantes.

La participación de los sectores de Minas e Hidrocarburos dentro del PIB en el periodo 2000 a 2006, representó un 4,6% del PIB del país, lo cual es relativamente bajo. Es importante mencionar que los hidrocarburos dentro de la participación del PIB mostraron una tendencia decreciente, pasando del 3,01% en 2000 a 1,78% en el 2006. Para el sector minero, se registró entre 2000 y 2003 un crecimiento leve y sostenido, y entre 2003 y 2006 mucho mayor, debido principalmente al crecimiento del sector del carbón. Véase la Figura 2.1.

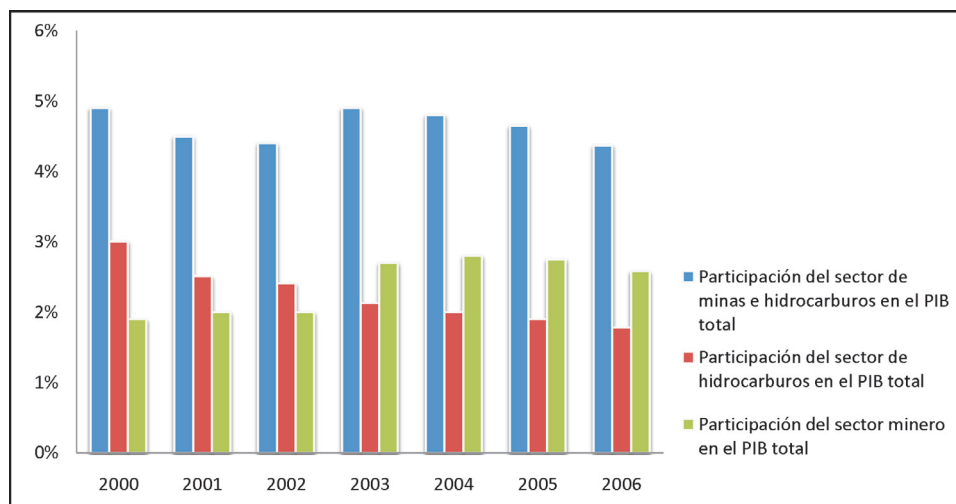
1 UPME. Plan Energético Nacional: Contexto y Estrategias 2006 - 2025. Capítulo II. Entorno Nacional, Numeral 2. Diagnóstico Energético Nacional.

2 Ibid. p. 10.

3 Plan Energético Nacional, Contexto y Estrategias 2006-2025. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). p.51

4 Ibid. p. 47

Figura 2.1. Participación del sector minero e hidrocarburos en el PIB total



Fuente: Ingeominas. Memorias al Congreso Nacional 2006 - 2007, p. 79.

2.1.2 Importaciones y exportaciones

Las importaciones de energía primaria son marginales dentro de la oferta total y corresponden a necesidades de petróleo por dificultades de transporte interno. En cambio, las exportaciones han tenido una creciente importancia a partir de 1985 y se componen de carbón y petróleo, y en el 2005 representaron el 58% de la producción primaria⁵.

Sin embargo, un hecho que merece ser puntualizado se basa en los resultados de la exploración petrolera, los que no han permitido un perfil netamente exportador de un modo sostenido. Se espera que la actual política petrolera rinda los resultados esperados y evite así una posible pérdida de autoabastecimiento a mediano plazo.

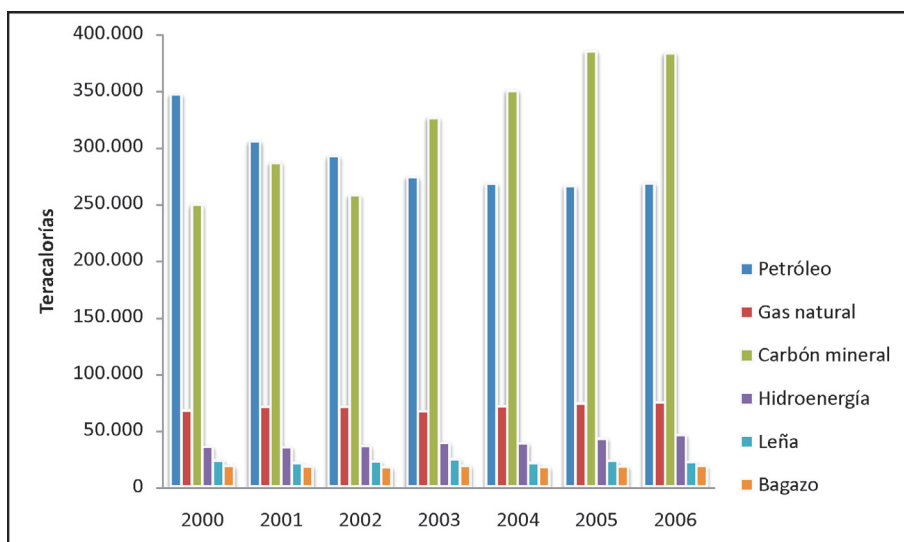
2.1.3 Producción energética nacional

La producción total de energía primaria creció a una tasa promedio anual de 1,6% para el periodo de análisis, comprendido entre el año 2000 y el 2006. El crecimiento estuvo determinado principalmente por el carbón (8,1% promedio anual), mientras que el petróleo decreció a una tasa del 4,1%, el gas natural presentó una tasa de crecimiento del 1,8% y la generación hidroeléctrica presentó un crecimiento del 4,6%. En el otro extremo, la leña soportó una reducción de su producción en todo el periodo, a una tasa de 0,6% promedio año, como consecuencia de su sustitución por energéticos más eficientes para cocción como el gas combustible.

En el año 2005, el petróleo representó el 48% de la oferta interna total, el gas natural el 21%, la hidroenergía el 12%, y la leña y carbón el 5,5%; destacándose el gas natural y la hidroenergía, que en términos relativos han incrementado su participación en 95% y 50%, respectivamente, mientras que el carbón y la leña han registrado importantes reducciones; véase la Figura 2.2.

5 Ibid. p.52

Figura 2.2. Evolución de la oferta interna de energía



Fuente: UPME. Balances energéticos 1975 – 2006.

2.1.4 Consumo energético nacional

En el mismo periodo de análisis (2000 a 2006), el consumo interno de energía primaria pasó de 222.271 a 231.603⁶ tercalorías⁷, con una tasa de crecimiento media anual de 1,9%.

El gas natural muestra una tasa de crecimiento promedio anual del 10,12%; como resultado de los programas de gestión racional de la demanda de energía, la diversificación de la matriz energética nacional y la política de penetración del gas en los sectores residencial, industrial y transporte por razones ambientales y de precio. En contraposición, el carbón mineral experimentó una tasa de decrecimiento promedio anual del 4,5%.

En definitiva, la biomasa y particularmente la leña, han venido perdiendo participación como consecuencia del uso del Gas Licuado de Petróleo (GLP) en zonas rurales y periferias de las ciudades.

Otros factores como la repotenciación de vehículos en el transporte público de pasajeros y los precios de los combustibles, han modificado sustancialmente la composición del consumo al interior de este sector: el Aceite Combustible para Motores (ACPM) ha presentado tasas de crecimiento superiores a periodos pasados, incrementando su participación en el mercado y, por consiguiente, generando una regresión del consumo de gasolina.

La industria colombiana es responsable de un 26,6% del consumo energético final del país y se ubica segunda después del transporte. La tasa de crecimiento del consumo total energético del sector industrial en el periodo 2000 a 2006, fue del 0,6% promedio anual, presentando interesantes modificaciones del consumo por fuente, gracias a los procesos de sustitución, los cuales muestran los siguientes resultados: el gas natural pasó de 18,6% al 29,7% sustituyendo principalmente al *fuel oil* y en alguna medida al carbón; el petróleo (crudo de castilla) tuvo una participación de cierta significación hasta 1999, con una disminución rápida de sus demanda a partir de este año; el *fuel oil* fue sustituido significativamente, decreciendo de 1,6% a 0,5%.

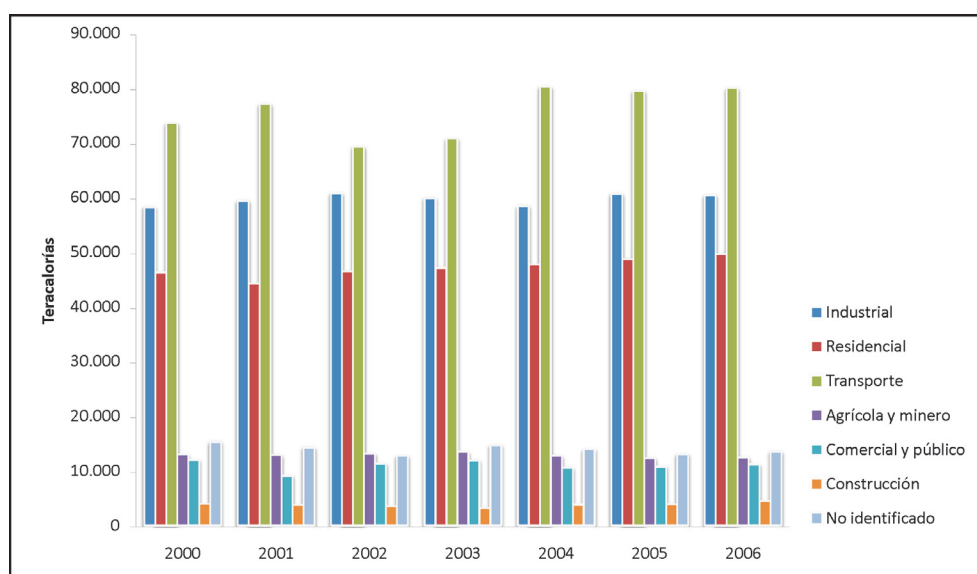
⁶ Balances Energéticos 1975 – 2006. República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). 2007. p. 32, cuadro 3.7

⁷ Véase el capítulo 1, o el glosario, donde se encuentra la conversión de unidades.

El consumo energético final del sector residencial alcanzó el 21% del consumo total, con un aumento en el periodo a una tasa promedio anual del 1,2%. Los procesos de sustitución en el sector residencial en el periodo llevaron a un incremento en el uso del gas natural de 12,1% a 17,4%, con significativos aumentos de participación a partir de 1997. La electricidad pasó del 27% al 29,3% debido al incremento de la cobertura a nivel nacional. Se mantuvo la tendencia de disminución del uso de la leña que pasó del 33,6% al 32,1% al ser sustituida principalmente por GLP y además por la sustitución casi completa del GLP por gas natural en zonas urbanas; así, el GLP pasó del 15,3% al 12% de participación en el periodo.

En el consumo energético final de los demás sectores, incluidos el comercial, agropecuario, construcción y otros, cuyo peso dentro de la matriz de consumo es del orden del 12%, se han registrado tasas de crecimiento poco significativas en el periodo 1990 a 2006. Las cifras del Balance Energético Nacional (BEN) para los años 2000 a 2006, se presentan en la Figura 2.3.

Figura 2.3. Consumo final por sectores productivos



Fuente: UPME, Balances energéticos 1975 – 2006

2.2 CÁLCULO DE EMISIONES DE GEI PARA EL MÓDULO DE ENERGÍA

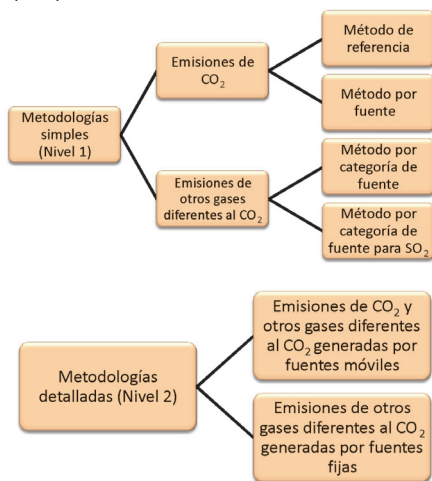
De acuerdo con la metodología propuesta por el Grupo Intergubernamental sobre cambio climático, para la elaboración del inventario de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del Módulo de energía, existen diferentes niveles metodológicos en concordancia con su complejidad, los cuales son utilizados dependiendo de la capacidad técnica, disponibilidad y calidad de información que posea cada país con miras a la estimación de sus emisiones. Para el Módulo de energía se proponen dos categorías de emisión, que son:

- Quema de combustibles fósiles
- Emisiones fugitivas

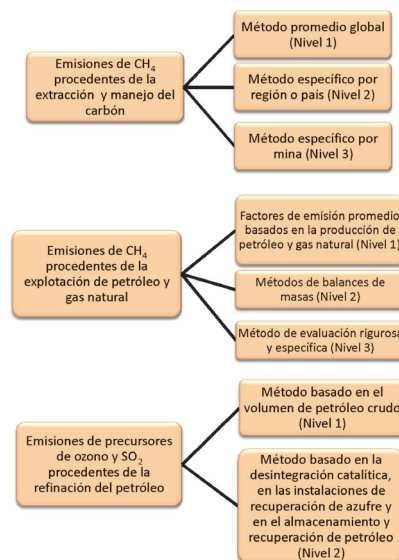
Las anteriores categorías a su vez se dividen en subcategorías, teniendo en cuenta criterios metodológicos. En la Figura 2.4 se presenta la estructura y el análisis de las variables e información requerida para la aplicación de las metodologías propuestas por el IPCC.

Figura 2.4 Metodologías para el cálculo de emisiones del Módulo de energía

Estructura de los niveles de complejidad propuestos por el IPCC para el cálculo de las emisiones de GEI por quema de combustibles fósiles



Estructura de los niveles de complejidad propuestos por el IPCC para el cálculo de las emisiones fugitivas



Fuente: Los autores, con información de Revised 1996 IPCC. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

2.3 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN UTILIZADA PARA EL CÁLCULO DE LAS EMISIONES DE GEI

Con el fin de llevar a cabo el análisis de las diferentes metodologías propuestas por el IPCC, así como la disponibilidad y la calidad de la información requerida para cada una de ellas, se conformó una mesa técnica para el módulo de energía por diferentes instituciones de carácter gubernamental y no gubernamental, sectoriales y académicas. Las organizaciones que hicieron parte de dicha mesa técnica de trabajo fueron: el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT) a través del Grupo de Mitigación de Cambio Climático; el Ministerio de Minas y Energía; el Ministerio de Transporte, el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE); la Secretaría Distrital de Ambiente (SDA); el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM); la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME); Ecopetrol S.A.; y la Universidad Nacional de Colombia.

Del análisis de los diferentes niveles de complejidad propuestos por el IPCC, se encontró que a pesar de los esfuerzos que ha venido realizando Colombia en el desarrollo de varias herramientas de recolección de información, el país aún no cuenta con la información requerida y con el nivel de detalle necesario para efectuar el cálculo con los niveles metodológicos 2 y 3, tanto para el cálculo de emisiones de GEI por quema de combustibles fósiles como para el cálculo de emisiones fugitivas. No obstante, el trabajo adelantado fue posible por el desarrollo de herramientas con la participación de diferentes entidades tales como el IDEAM, a través del Sistema de Información sobre Uso de Recursos (SIUR); el Ministerio de Transporte; con base en el Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT); el DANE, mediante la Encuesta Anual Manufacturera (EAM), entre otras.

La fuente principal de información para las metodologías del nivel 1, son los Balances Energéticos Nacionales (BEN), elaborados por la UPME, que es la unidad administrativa especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, encargada de realizar la planeación estratégica de los sectores de minas y energía de Colombia, para la formulación de las políticas de Estado y la toma de decisiones en beneficio del país⁸.

La Empresa Colombiana de Petróleos -Ecopetrol S.A.-, es la fuente de información para determinar las características de los combustibles, la venta de estos para aviación internacional y la producción correspondiente de los derivados de petróleo en sus refinerías. Es importante mencionar el ejercicio de revisión de la congruencia de las denominaciones de los combustibles propuestos por el IPCC con las denominaciones nacionales, para homologarlas según las características fisicoquímicas y de acuerdo con los nombres comerciales usados en el país, para así identificar los diferentes combustibles que son usados en Colombia. Véase la Tabla 2.1.

En resumen, la información suministrada para la estimación de GEI por emisiones fugitivas, corresponde al trabajo de las siguientes entidades: el Instituto Colombiano de Geología y Minería -Ingeominas-, que da cuenta de la producción de carbón mineral en las diferentes minas del país; la Empresa Colombiana de Petróleos, en cuanto a procesos de refinación del petróleo y centros de tratamiento de gas natural y; la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, todas ellas adscritas al Ministerio de Minas y Energía.

Tabla 2.1. Correspondencia entre la clasificación de combustibles utilizados por la UPME y los propuestos por el IPCC

TIPO DE ENERGÍA	UPME		IPCC
	SIGLA	NOMBRE	
ENERGÍA PRIMARIA	BZ	Bagazo	Other primary solid biomass
	CM	Carbón mineral	Other bituminous coal
	GN	Gas natural	Natural gas
	HE	Hydroenergía	
	LE	Leña	Wood/Wood waste
	PT	Petróleo	Crude oil
	RC	Residuos	Industrial wastes
ENERGÍA SECUNDARIA	AC	Alcohol carburante	Biogasoline
	CL	Carbón de leña	Charcoal
	CQ	Coque	Coke oven coke and lignite coke
	DO	Diesel oil	Gas/Diesel oil
	EE	Energía eléctrica	
	FO	Fuel oil	Residual Fuel oil
	GI	Gas industrial	Blast furnace gas
			Coke oven gas
	GL	Gas licuado de petróleo	Liquefied petroleum gases
	GR	Gas refinería	Refinery gas
	GM	Gasolina motor	Motor gasoline
	KJ	Kerosene y Jet fuel	Aviation gasoline
			Jet gasoline
			Jet kerosene
			Other kerosene
NE	No energéticos	Lubricants	

Fuente: Los autores, con información de la UPME y de *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*

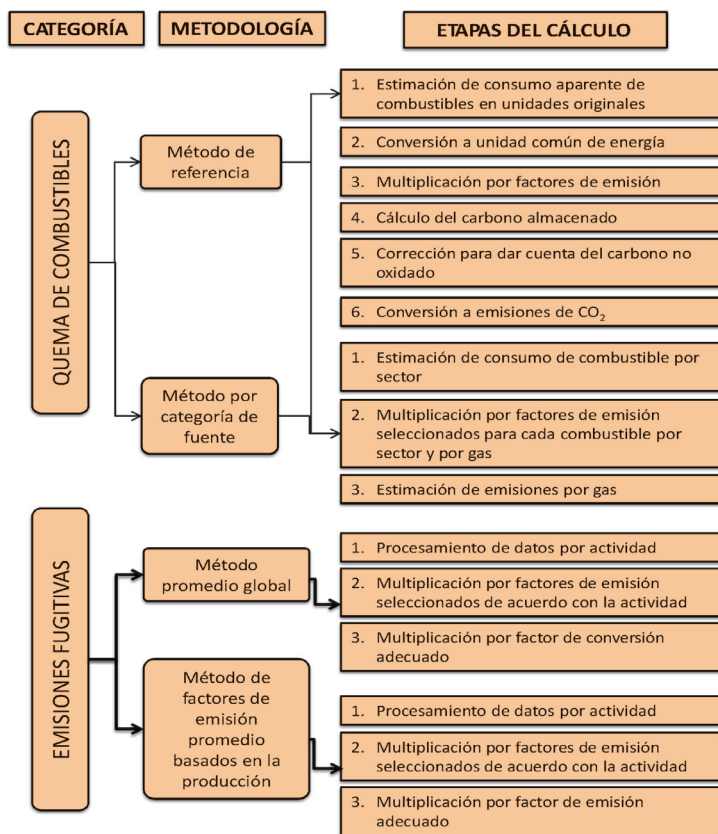


En el Anexo 2.1 se presenta la metodología de cálculo de las emisiones de GEI de las diferentes categorías del módulo de energía, tanto para el método de referencia como para el nivel 1; para tal efecto se consultaron diversas fuentes de información de las instituciones relacionadas con el tema energético, ambiental y estadístico, así como las opiniones de expertos en los diferentes temas, incluyendo las fuentes de información identificadas en la Primera Comunicación Nacional de Cambio Climático.

2.3.1 Proceso para el cálculo de emisiones de GEI

El cálculo de las emisiones de GEI generadas por quema de combustibles se llevó a cabo mediante la aplicación de metodologías del nivel 1, teniendo en cuenta la información necesaria con base en la particularidad requerida. El detalle del proceso se presenta en el Anexo No. 2.1 y la estructura para el cálculo de emisiones de GEI en el Módulo de energía, que corresponde a la estructura definida en las guías metodológicas del IPCC y se describe el proceso de acuerdo con cada una de las metodologías. Véase la Figura 2.5.

Figura 2.5. Estructura de cálculo para el Módulo de energía por las metodologías de nivel 1.



Fuente: Los autores, con información de *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*

2.4 RESULTADOS DEL CÁLCULO DE EMISIONES DE GEI

De acuerdo con las metodologías empleadas para el cálculo expuestas en el Anexo No. 2.1, a continuación se presentan los resultados y tablas del reporte de las emisiones de GEI correspondientes al año 2000. Véase la Tabla 2.2 y la Tabla 2.3, generadas por la quema de combustibles fósiles, quema de biomasa y emisiones fugitivas producto de actividades de extracción, explotación, procesamiento y transporte del petróleo, gas y carbón; igualmente, se presentan las partidas informativas que reportan las emisiones de CO₂ por quema de biomasa y las emisiones de GEI generadas por *bunkers* internacionales para el año 2000. Véase la Tabla 2.4 (2000) y la Tabla 2.5 (2004).

Es necesario tener en cuenta que de acuerdo con lo establecido en las directrices del IPCC (1997), los procedimientos presentados para el cálculo de las emisiones garantizan que las emisiones procedentes del uso de los combustibles en el transporte marítimo y aéreo internacional se excluyen de los totales nacionales de emisiones. Sin embargo, deben ser notificados por separado las cantidades y tipos de combustibles entregados en los *bunkers* internacionales, para el transporte marítimo y aéreo, así como las emisiones. Adicionalmente, en el cálculo principal de las emisiones deberá ignorarse la producción de combustibles secundarios, puesto que el carbono de estos combustibles ya está contabilizado en el suministro de los combustibles primarios de los que se derivan. Sin embargo, es necesario contar con información sobre la producción de algunos productos combustibles secundarios para proceder al ajuste correspondiente al carbono almacenado en esos productos⁹.

Tabla 2.2. Resultados de las emisiones de GEI - año 2000

CATEGORÍA / SUBCATEGORÍA	GASES DE EFECTO INVERNADERO			PRECURSORES DE GEI Y AEROSOL				Gg CO ₂ eq	Participación dentro del módulo %
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM	SO ₂		
Gigagramos									
MÉTODO POR CATEGORÍA DE FUENTE									
A. Emisiones por quema de combustibles fósiles									
1. Industria de generación y transformación de la energía	16 810,58	0,35	0,09	46,48	5,03	1,31	18,73	16.845,83	25,72
a. Centrales térmicas	6 807,60	0,11	0,04	19,32	2,16	0,54	11,19	6.822,31	
b. Otros centros de transformación	10 002,98	0,24	0,05	27,16	2,87	0,77	7,54	10.023,52	
2. Industria manufacturera y de la construcción	13 866,49	1,17	0,16	41,67	15,09	2,22	62,85	13.940,66	21,28
3. Transporte	19 838,80	4,26	0,19	190,91	1.570,59	295,77	14,24	19.987,16	30,51
a. Aviación nacional	1.078,72	0,01	0,03	4,58	1,53	0,76	1,13	1.088,23	
b. Automotor	17 770,73	4,18	0,15	166,23	1.555,50	292,3	11,38	17.905,01	
c. Ferroviario	65,1	0,005	0,001	1,01	0,84	0,17	0,16	65,52	
d. Navegación nacional	924,25	0,06	0,01	19,09	12,72	2,54	1,57	928,61	
4. Comercial / Institucional	1.195,41	0,16	0,01	1,56	0,48	0,09	1,28	1.201,87	1,83
5. Residencial	3.723,11	1,35	0,03	4,85	7,79	0,88	1,92	3.760,76	5,74
6. Agricultura / Pesca / Forestal	1.527,47	0,05	0,01	10,9	9,06	1,81	2,17	1.531,62	2,34
7. Otros (no identificados)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total quema combustibles fósiles	56.961,86	7,34	0,49	296,37	1.608,04	302,08	101,19	57.267,90	87,42
B. Emisiones por quema de biomasa									
1. Industria de generación y transformación de la energía	*	0,17	0,02	0,57	5,67	0,28	3,41	9,77	0,01
a. Centrales térmicas	*	-	-	-	-	-	-	-	
b. Otros centros de transformación	*	0,17	0,02	0,57	5,67	0,28	3,41	9,77	
2. Industria manufacturera y de la construcción	*	1,49	0,2	4,96	157,44	2,48	34,89	93,29	0,14

Continúa

9 Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión revisada en 1996: Libro de trabajo. Módulo de energía pag. 1.2 y 1.3

Continuación

CATEGORÍA / SUBCATEGORÍA	GASES DE EFECTO INVERNADERO			PRECURSORES DE GEI Y AEROSOLES				Gg CO ₂ eq	Participación dentro del módulo %
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM	SO ₂		
	Gigagramos								
3. Transporte	*	-	-	-	-	-	-	-	-
4. Comercial / Institucional	*	2,39	0,01	1,19	83,55	1,19	0,94	53,29	0,08
5. Residencial	*	14,15	0,18	4,88	254,04	26,81	6,62	352,95	0,54
6. Agricultura / pesca / forestal	*	8,2	0,11	2,73	136,67	16,4	2,72	206,30	0,31
7. Otros (no identificados)	*	-	-	-	-	-	-	-	-
Total quema de biomasa	*	26,4	0,52	14,33	637,37	47,16	48,58	715,60	1,09
C. Emisiones fugitivas									
1. Actividades del carbón	-	156,19	-	-	-	-	-	3.279,99	5,01
2. Actividades del petróleo y gas natural	980,46	155,39	-	-	-	-	-	4.243,65	6,48
Total emisiones fugitivas	980,46	311,58	-	-	-	-	-	7.523,64	11,49
TOTAL	57.942,32	345,32	1,01	310,7	2.245,41	349,24	149,77	65.507,14	

* Emisiones contabilizadas en el Módulo de Lulucf y reportadas en la tabla de partidas informativas en el Módulo de energía.

- No se generan emisiones por la variable considerada. Fuente: IDEAM, 2007

Tabla 2.3. Resultados de las emisiones de GEI - año 2004

CATEGORÍA / SUBCATEGORÍA	GASES DE EFECTO INVERNADERO			PRECURSORES DE GEI Y AEROSOLES				Gg CO ₂ eq	Participación dentro del módulo %
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM	SO ₂		
	Gigagramos								
MÉTODO POR CATEGORÍA DE FUENTE									
A. Emisiones por quema de combustibles fósiles									
1. Industria de generación y transformación de la energía	15.249,84	0,33	0,08	41,18	4,41	1,16	17,6	15.281,57	23,16
a. Centrales térmicas	5.435,74	0,09	0,03	15,51	1,7	0,43	9,92	5.446,93	
b. Otros centros de transformación	9.814,10	0,24	0,05	25,67	2,71	0,73	7,68	9.834,64	
2. Industria manufacturera y de la construcción	13.037,62	1,08	0,12	38,01	12,22	1,85	44,19	13.097,50	19,85
3. Transporte	21.614,49	4,39	0,2	215,2	1.497,21	282,11	17,38	21.768,68	33,00
a. Aviación nacional	1.013,15	0,01	0,03	4,3	1,43	0,72	1,06	1.022,66	
b. Automotor	19.340,46	4,29	0,16	185,35	1.478,54	277,94	14,21	19.480,15	
c. Ferroviario	80,33	0,01	0,001	1,26	1,05	0,21	0,15	80,85	
d. Navegación nacional	1.180,55	0,08	0,01	24,29	16,19	3,24	1,96	1.185,33	
4. Comercial / Institucional	707,27	0,08	0,004	0,85	0,4	0,06	0,36	710,19	1,08
5. Residencial	3.908,27	1,27	0,02	4,79	7,67	0,85	1,77	3.941,14	5,97
6. Agricultura / Pesca / Forestal	1.404,56	0,14	0,01	10,76	8,32	1,67	1,87	1.410,60	2,14
7. Otros (no identificados)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total quema combustibles fósiles	55.922,05	7,29	0,44	310,79	1.530,23	287,7	83,17	56.209,68	85,20
B. Emisiones por quema de biomasa									
1. Industria de Generación y Transformación de la Energía	*	0,66	0,09	2,2	21,95	1,1	5,73	41,76	0,06
a. Centrales Térmicas	*	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Otros centros de Transformación	*	0,66	0,09	2,2	21,95	1,1	5,73	41,76	
2. Industria Manufacturera y de la Construcción	*	1,76	0,24	5,88	194,94	2,94	34,87	111,36	0,17
3. Transporte	*	-	-	-	-	-	-	-	-
4. Comercial / institucional	*	2,07	0,01	1,04	72,52	1,04	0,82	46,57	0,07
5. Residencial	*	8,14	0,11	2,77	142,19	15,75	3,93	205,04	0,31
6. Agricultura / pesca / forestal	*	8,13	0,11	2,71	135,53	16,26	3,57	204,83	0,31
7. Otros (no identificados)	*	-	-	-	-	-	-	-	-
Total quema de biomasa	*	20,76	0,56	14,6	567,13	37,09	48,92	609,56	0,92
C. Emisiones fugitivas									
1. Actividades del carbón	-	219,87	-	-	-	-	-	4.617,27	7,00
2. Actividades del petróleo y gas natural	1.079,87	164,57	-	-	-	-	-	4.535,84	6,88
Total emisiones fugitivas	1.079,87	384,44	-	-	-	-	-	9.153,11	13,87
TOTAL ENERGÍA	57.001,92	412,49	1	325,39	2.097,36	324,79	132,09	65.972,35	

* Emisiones contabilizadas en el Módulo de Lulucf (sigla en inglés) y reportadas en las partidas informativas en el Módulo de Energía.

- No se generan emisiones por la variable considerada. Fuente: IDEAM, 2007

Tabla 2.4. Partidas informativas bunkers internacionales y CO₂ por quema de biomasa - año 2000

EMISIONES DE GEI, PRECURSORES DE GEI Y AEROSOLES									Gg CO ₂ eq	Participación dentro del módulo %
CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM	SO ₂	Gigagramos			
BUNKERS INTERNACIONALES										
Aviación	869,93	0,006	0,02	3,69	1,23	0,61	0,93	876,26	64,38	
Marítimo	482,88	0,03	0,004	9,69	6,46	1,29	1,61	484,75	35,62	
Total bunkers internacionales	1.352,81	0,04	0,02	13,38	7,69	1,9	2,54	1.361,01		
EMISIONES DE CO₂ POR QUEMA DE BIOMASA										
1. Industria de generación y transformación de la Energía	414,17	*	*	*	*	*	*	414,17	3,88	
a. Centrales térmicas	-	-	-	-	-	-	-			
b. Otros centros de transformación	414,17	*	*	*	*	*	*	414,17		
2. Industria manufacturera y construcción	3.606,16	*	*	*	*	*	*	3.606,16	33,75	
3. Transporte	-	-	-	-	-	-	-			
4. Comercial / Institucional	915,93	*	*	*	*	*	*	915,93	8,57	
5. Residencial	3.746,76	*	*	*	*	*	*	3.746,76	35,07	
6. Agricultura /Pesca /Forestal	2.000,46	*	*	*	*	*	*	2.000,46	18,72	
7. Otros (no identificados)	-	-	-	-	-	-	-			
Total quema de biomasa	10.683,48	*	*	*	*	*	*	10.683,48		

* Emisiones contabilizadas en el Módulo de energía. - No se generan emisiones por la variable considerada. Fuente: IDEAM, 2007

Tabla 2.5. Partidas informativas bunkers internacionales y CO₂ por quema de biomasa - año 2004

EMISIONES DE GEI, PRECURSORES DE GEI Y AEROSOLES									Gg CO ₂ eq	Participación dentro del módulo %
CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM	SO ₂	Gigagramos			
BUNKERS INTERNACIONALES										
Aviación	817,49	0,01	0,02	3,47	8,42	0,58	0,88	823,9	56,70	
Marítimo	625,34	0,04	0,01	12,63	1,16	1,68	1,79	629,28	43,30	
Total bunkers internacionales	1.442,83	0,05	0,03	16,1	9,58	2,26	2,67	1.453,18		
EMISIONES DE CO₂ POR QUEMA DE BIOMASA										
1. Industria de generación y transformación de la energía	1.664,49	*	*	*	*	*	*	1.664,49	15,29	
a. Centrales térmicas	-	-	-	-	-	-	-			
b. Otros centros de transformación	1.664,49	*	*	*	*	*	*	1.664,49		
2. Industria manufacturera y construcción	4.315,28	*	*	*	*	*	*	4.315,28	39,64	
3. Transporte	-	-	-	-	-	-	-			
4. Comercial / Institucional	795,06	*	*	*	*	*	*	795,06	7,30	
5. Residencial	2.128,02	*	*	*	*	*	*	2.128,02	19,55	
6. Agricultura /Pesca /Forestal	1.984,31	*	*	*	*	*	*	1.984,31	18,23	
7. Otros (no identificados)	-	-	-	-	-	-	-			
Total quema de biomasa	10.887,16	*	*	*	*	*	*	10.887,16		

* Emisiones contabilizadas en el Módulo de energía. - No se generan emisiones por la variable considerada. Fuente: IDEAM, 2007

Módulo de energía



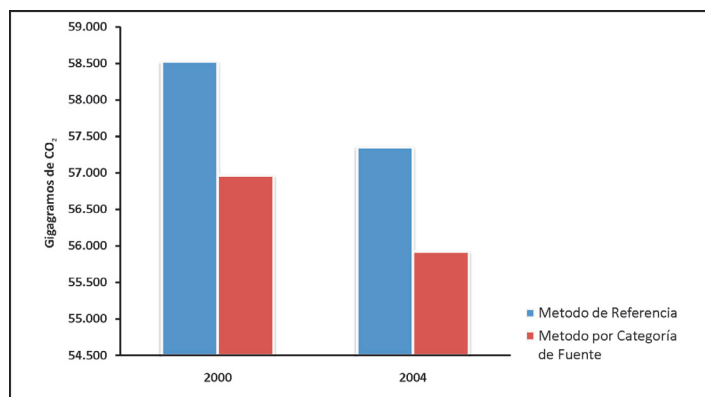
2.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con base en los resultados obtenidos del cálculo de las emisiones de GEI para el Módulo de energía, a continuación se presentan los análisis y comparaciones por categoría de fuente por tipo de gas, así como un examen del comportamiento, teniendo en cuenta los inventarios de emisiones de GEI para los años 1990, 1994, 2000 y 2004.

2.5.1 Comparación del cálculo de emisiones por los métodos de referencia y categoría de fuente

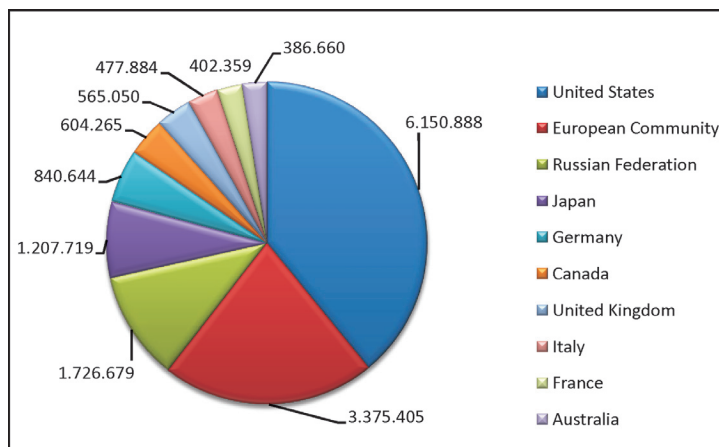
Del análisis realizado se obtuvo una diferencia del 2,7% y 2,6% para los años 2000 y 2004, respectivamente, entre los métodos de referencia y categoría de fuente. Véase la Figura 2.6. Estas diferencias se explican principalmente porque la suma del consumo final sectorial de combustibles (quema de combustibles fósiles) no es exactamente igual al consumo aparente nacional, pues esta última cifra involucra el combustible no aprovechado, pérdidas y datos de ajuste del balance entre la oferta y la demanda.

Figura 2.6. Comparación de resultados entre el Método de referencia y el Método por categoría de fuente.



Fuente: Los autores, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero años 2000 y 2004

Figura 2.7. Emisiones GEI Módulo de energía en Gg CO₂ de los primeros diez países del Anexo I, más emisores del mundo, año 2004



Fuente: Consultada en abril/2009. En: http://unfccc.int/ghg_data/ghg_data_unfccc/ghg_profiles

Al realizar un paralelo con los valores obtenidos en el año 2004 para Colombia, se puede ver la diferencia de emisiones provenientes del sector de energía que hay frente a los países industrializados, donde se advierte una clara distancia. Por otra parte, en la Figura 2.7 se presentan las emisiones de GEI en Gg de CO₂ del Módulo de energía de los primeros diez (10) países Parte del Anexo I de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

2.5.2 Análisis de resultados por categoría de fuente

2.5.2.1 Emisiones de CO₂ generadas por quema de combustibles fósiles (Método por categoría de fuente)

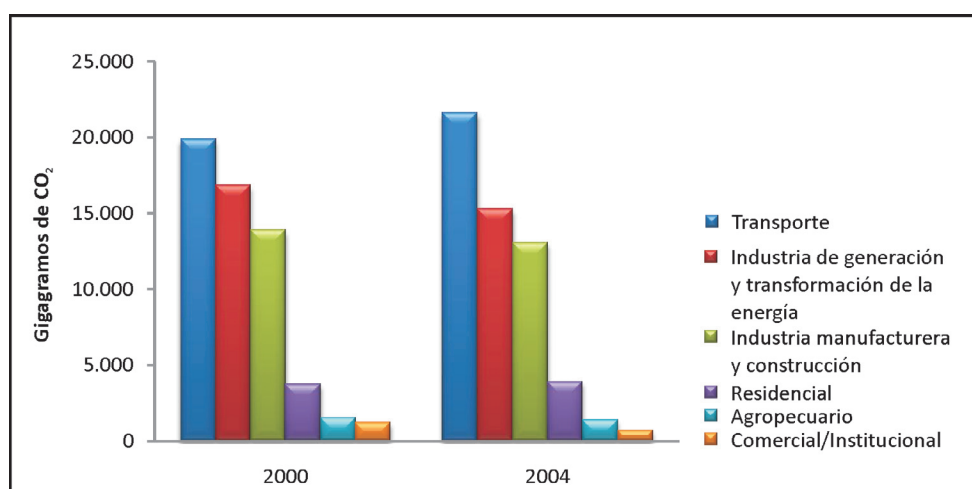
El cálculo de emisiones de CO₂ generados por la quema de combustibles fósiles, se obtiene al aplicar el Método por categoría de fuente, para los años 2000 y 2004, el cual alcanzó un total de 56.961,86 Gg de CO₂ y 55.922,05 Gg de CO₂ respectivamente. Adicionalmente, se encontró una reducción del total de las emisiones de CO₂ generadas en el año 2004, respecto a las calculadas en el año 2000 en un 1,8%; registrando un decremento en los diferentes sectores, con excepción del sector transporte (3,9%) y residencial (0,5%). Véase la Tabla 2.6. Los valores en gigagramos de CO₂ se pueden observar en la Figura 2.8.

Tabla 2.6. Porcentaje de participación de emisiones de CO₂ y variación años 2000 y 2004 de los diferentes sectores

Sector	% de participación por sector en el año 2000	% de participación por sector en el año 2004
Transporte	34,8	38,7
Generación y transformación de energía	29,5	27,3
Industria manufacturera y de la construcción	24,3	23,3
Residencial	6,5	7,0
Agropecuario	2,7	2,5
Comercial	2,1	1,3
Total (Gg de CO₂)	56.961,86	55.922,05

Fuente: IDEAM, 2008. Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, años 2000 y 2004

Figura 2.8. Emisiones de CO₂ por categoría de fuente para los años 2000 y 2004



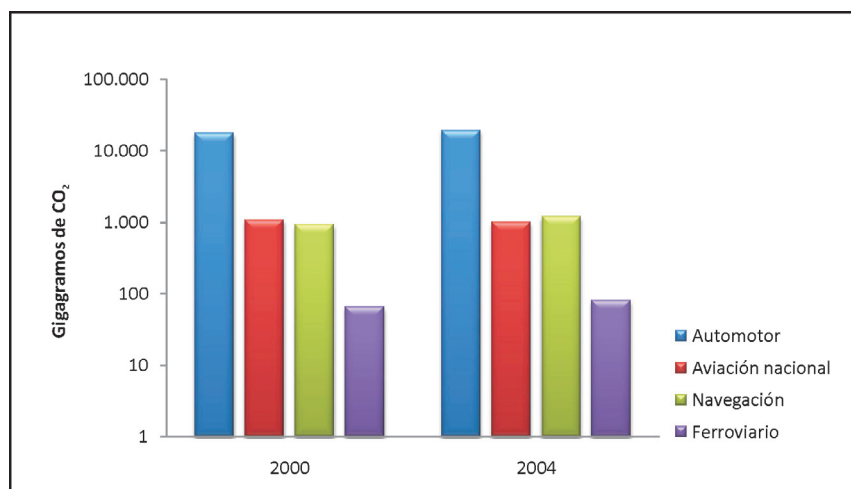
Fuente: IDEAM, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, años 2000 y 2004

El consumo de gas natural en las refinerías constituye el eje de compensación de los incrementos marginales de consumo en otros sectores¹⁰; de esta forma, en el año 2004, el consumo en refinerías se desplazó hacia otros sectores como el manufacturero, el residencial, de transporte y el comercial. El consumo de carbón también decreció, aparentemente por dos razones: el comportamiento hídrico favorable y el incremento sostenido en los precios internos del carbón en el periodo 2000 a 2004 (\$29.234/t en el 2000 y \$75.040/t en el 2004)¹¹.

En el sector manufacturero y de la construcción se presenta un aumento en el consumo de gas natural, desplazando principalmente el consumo del carbón y del gas licuado de petróleo¹² por razones de precio y facilidades en el suministro. La disminución en el consumo del carbón, en contraposición con el incremento del consumo del gas natural, determina la disminución en las emisiones de CO₂ de los sectores en mención. En el sector comercial se presenta una reducción en las emisiones del 6%, determinada por una posible disminución en el consumo de diesel.

Los sectores transporte y residencial presentaron un incremento en las emisiones de CO₂. En el sector transporte, el 89,5% de las emisiones son generadas por los automotores (Véase la Figura 2.9), subsector que determina el comportamiento creciente de las emisiones en el periodo, el cual podría relacionarse por el incremento del parque automotor.

Figura 2.9. Emisiones de CO₂ generadas por el sector transporte para los años 2000 y 2004



Fuente: IDEAM, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero años, 2000 y 2004

Tal aumento de emisiones de CO₂ se registra a pesar de las políticas nacionales, las cuales se ven apalancadas básicamente por la mayor eficiencia, menores precios y fácil adquisición del diesel, lo cual explica en parte la sustitución de la gasolina motor por el diesel *oil*. La Tabla 2.7 presenta el crecimiento del parque automotor desde el año 2000 al 2006.

Se destaca, igualmente, la conversión de los motores a Gas Natural Vehicular (GNV), impulsada por políticas de sustitución de combustibles y ambientales; a pesar de la escasa infraestructura de distribución en el territorio nacional en su momento (25 estaciones de GNV en el 2000 y 91 en el 2004)¹³. En la Tabla 2.8 se presenta el total de vehículos convertidos a Gas Natural Comprimido Vehicular desde el año 2002 al 2006.

10 Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. La Cadena del Gas Natural en Colombia. Bogotá: UPME, 2006, p. 63.

11 Ministerio de Minas y Energía. Op. cit., p. 249.

12 Unidad de Planeación Minero Energética. Plan Energético Nacional Contexto y Estrategias 2006 – 2025. Bogotá: UNME, abril 2007. p. 55.

13 Ministerio de Minas y Energía. Op. cit., p. 147.

Tabla 2.7. Total parque automotor en el país 2000-2006

Año	Total parque automotor
2000	91.089
2001	90.455
2002	107.728
2003	149.087
2004	168.833
2005	279.597
2006	477.208

Fuente: Adaptado de Ministerio de Transporte 2009.¹⁴

Tabla 2.8. Total vehículos convertidos a GNV en el país, 2002-2006

Año	Total vehículos convertidos
2002	18.369
2003	29.922
2004	53.169
2005	96.276
2006	168.523

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, reporte estadístico conversión gas vehicular 2008¹⁵

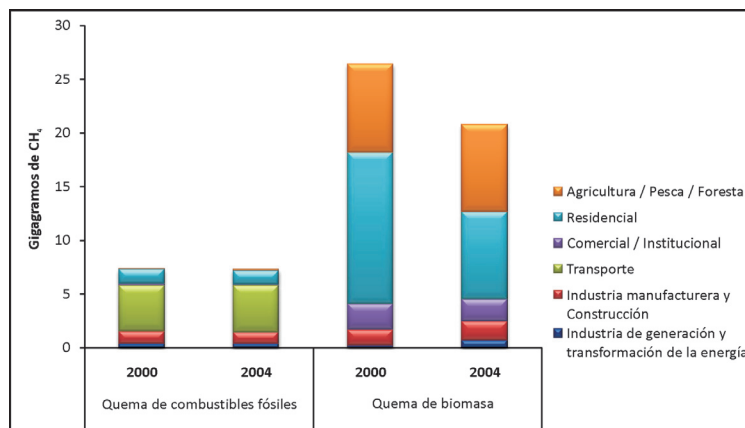
Si bien en el sector residencial se sustituye el GLP y el carbón por gas natural, se presentó un incremento en las emisiones de CO₂, este comportamiento se debe principalmente a que la tasa de incremento en el consumo de gas natural es aproximadamente el doble de la tasa de decrecimiento en el consumo de GLP y del carbón.

2.5.2.2 Emisiones de CH₄ generadas por quema de combustibles fósiles y de biomasa

El cálculo de las emisiones de metano (CH₄) a través del Método por categoría fuente para los años 2000 y 2004 alcanzó 33,74 Gg y 28,05 Gg de CH₄, respectivamente. La mayor cantidad de emisiones de metano son generadas por la quema de biomasa del sector residencial y la agricultura, y por la quema de combustibles fósiles en el sector transporte, principalmente por el subsector automotor.

Para el año 2004 se presentó una disminución de las emisiones del 16,9%, respecto a las calculadas para el año 2000, este resultado se atribuye a la disminución en el consumo de biomasa en el sector residencial, debido a las políticas de masificación del gas natural, especialmente en el sector rural. Véase la Figura 2.10.

Figura 2.10. Emisiones de CH₄ por categoría de fuente años, 2000 y 2004



Fuente: IDEAM, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero años, 2000 y 2004.

14 Consultado de la página web <http://www.mintransporte.gov.co/Servicios/Estadisticas/home.htm>

15 Consultado de la página web: http://www.minminas.gov.co/minminas/gas.jsp?cargaHome=3&id_categoria=127.

2.5.2.3 Emisiones de N₂O generadas por quema de combustibles fósiles y de biomasa

Cuadro 2.2. Industria, asentamientos y sociedad

Una evaluación mundial de los datos a partir de 1970 muestra que es probable que el calentamiento antropogénico haya tenido una influencia perceptible sobre muchos sistemas físicos y biológicos.

Adicionalmente, el desarrollo sostenible puede reducir la vulnerabilidad al cambio climático y el cambio climático podría impedir que la capacidad de las naciones logre vías de desarrollo sostenible. Es decir, la vulnerabilidad en el futuro no sólo depende del cambio climático, sino también de las vías de desarrollo.

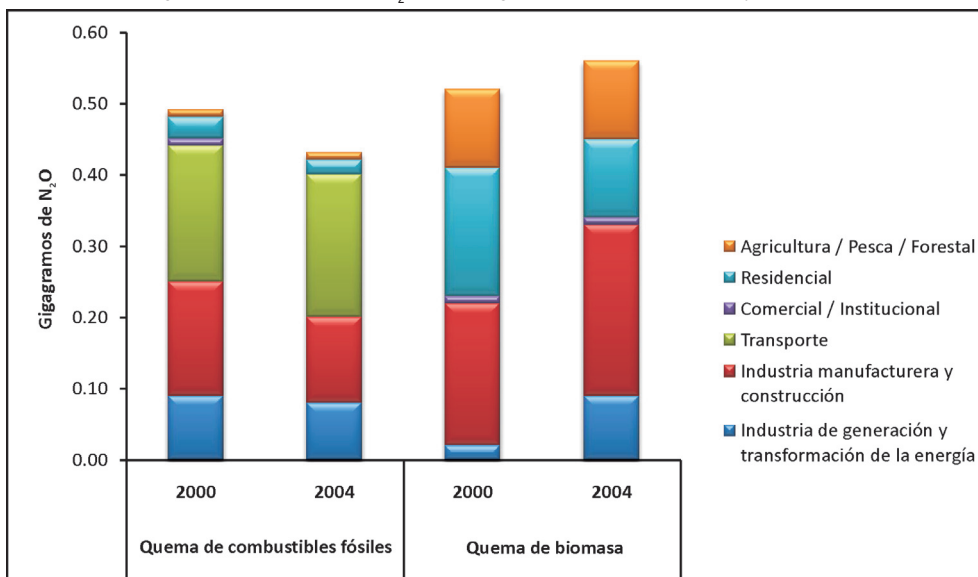
Fuente: IPCC. Cambio climático 2007. Impacto, adaptación y vulnerabilidad. Resumen para responsables de políticas y resumen técnico. Contribución del Grupo de trabajo II al Cuarto Informe de Evaluación del IPCC. Cambridge, R.U.: Parry, O., et al. 2007. p. 14 y 18.

Las emisiones totales de óxido nitroso (N₂O) calculadas con el método por categoría fuente fueron de 1,01 Gg para el año 2000 y de 1,00 Gg para el año 2004, lo cual representa una relativa estabilidad para el periodo analizado.

Si bien la quema de biomasa en el sector de la industria manufacturera, de la construcción y en el sector residencial, son los que generan las mayores emisiones de N₂O, se observa la reducción de las emisiones por quema de combustibles fósiles, especialmente por el sector del transporte y residencial. Estos comportamientos se atribuyen a la sustitución del carbón y del petróleo y sus derivados por el gas. Las razones para el cambio en el consumo de combustibles, como se mencionó para el caso de las emisiones de CO₂ en la industria, se deben principalmente al precio y disponibilidad. Para el

sector residencial y comercial, la disminución de emisiones se explica en gran proporción por la masificación del programa de gas natural; véase la Figura 2.11.

Figura 2.11. Emisiones de N₂O por categoría de fuente, años 2000 y 2004



Fuente: IDEAM, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, años 2000 y 2004

2.5.2.4 Emisiones fugitivas de GEI generadas en los años 2000 y 2004

En el cálculo de las emisiones fugitivas se tiene en cuenta las emisiones de metano (CH₄) generadas por las actividades de exploración y explotación del carbón; por la producción, transporte, almacenamiento y refinación de petróleo; por producción, transmisión, distribución y otras fugas del gas natural; asimismo, se calculan las emisiones de CH₄ y CO₂ generadas por las actividades de venteo y quema en teas procedente de la producción de petróleo y gas.

Como resultado del cálculo para los años 2000 y 2004, se obtuvo un total de emisiones de 311,58 Gg y 384,44 Gg de CH₄, respectivamente. La participación de cada una de las actividades se puede observar en la Tabla 2.9.

Las emisiones de metano generadas por la minería de carbón aumentaron del año 2000 al 2004 en un 40,8%; dicho aumento se relaciona directamente con la creciente producción de carbón. Por su parte, la minería subterránea aporta en promedio el 85% de las emisiones de metano, mientras que el 15% restante lo aporta la minería superficial; véase la Figura 2.12.

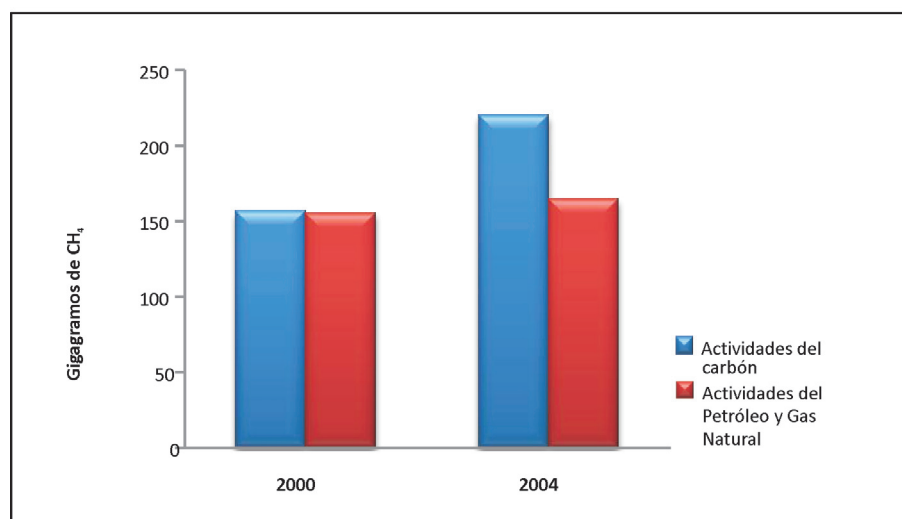
Tabla 2.9. Participación por actividad de las emisiones fugitivas de CH₄ en los años 2000 y 2004

Actividades que generan emisiones fugitivas de CH ₄	% de participación por actividad en el año 2000	% de participación por actividad en el año 2004
Minería de carbón	50,13%	57,19%
Actividades del gas natural	34,43%	29,76%
Venteo y flameado	13,95%	12,10%
Actividades del petróleo	1,49%	0,94%
Total (Gg de CH₄) y porcentaje	(311,58) 100%	(384,44) 100%

Fuente: IDEAM, 2009. Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, años 2000 y 2004.

Si bien el 82,5% de las emisiones fugitivas en esta categoría se genera por la producción de petróleo, las emisiones de metano derivadas del petróleo disminuyeron del año 2000 al año 2004 en un 22,10%, teniendo en cuenta que el petróleo producido se redujo en un 23,12%.

Figura 2.12. Emisiones de CH₄ generadas por emisiones fugitivas, años 2000 y 2004



Fuente: IDEAM, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero años 2000 y 2004

Las emisiones de CO₂ generadas en el proceso de flameado o quemado de gas natural en teas fueron de 980,46 Gg en el 2000 y de 1.079,87 Gg en el 2004, presentándose un incremento del 10,12% respecto al año 2000, por el aumento del gas no aprovechado, según lo reportado en el Balance Energético Nacional.

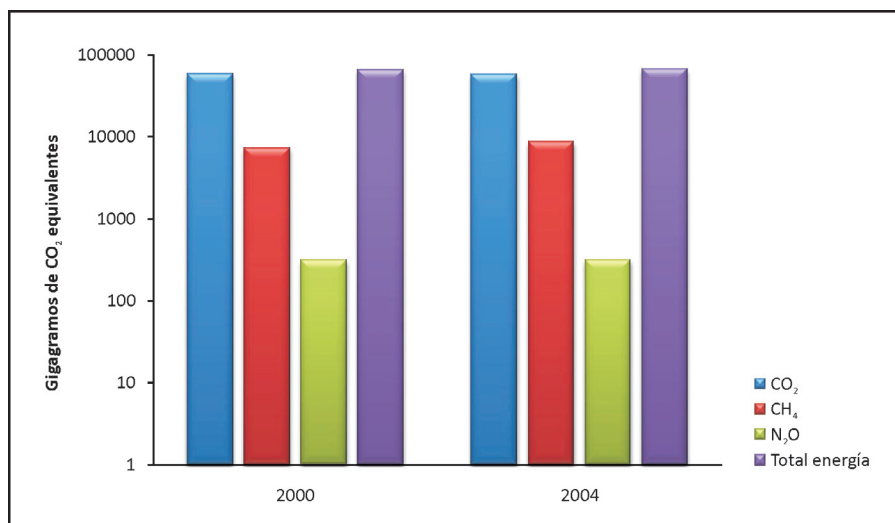
2.5.3 Emisiones de GEI en unidades de CO₂ equivalentes generadas por quema de combustibles fósiles, de biomasa y emisiones fugitivas, años 2000 y 2004

El total de las emisiones de GEI expresadas en unidades de CO₂ equivalentes para el año 2000 alcanzó 65.507,35 Gg, mientras para el año 2004 fue de 65.972,66 Gg, lo cual se traduce en un leve crecimiento del 0,70%, atribuido a varios comportamientos ya mencionados.

Las emisiones de CO₂ por quema de combustibles fósiles mostraron un decremento en el año 2004, respecto al año 2000; sin embargo, las emisiones fugitivas mostraron un incremento representativo para el periodo por el aumento de las emisiones de CH₄. Lo anterior se ilustra a través de la Figura 2.13.

En la Figura 2.14 se muestra la participación por gas de las emisiones, expresadas en unidades de CO₂ equivalentes para los años 2000 y 2004.

Figura 2.13. Emisiones de CO₂ equivalentes generadas en el módulo de energía, años 2000 y 2004



Fuente: IDEAM, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, años 2000 y 2004

Para el año 2000 se generaron por quema de combustibles fósiles y de biomasa 57.983,71 Gg de CO₂ equivalentes, de los cuales el 35% lo emite el sector transporte y, de éste, el 89,6% lo aporta el sector automotor.

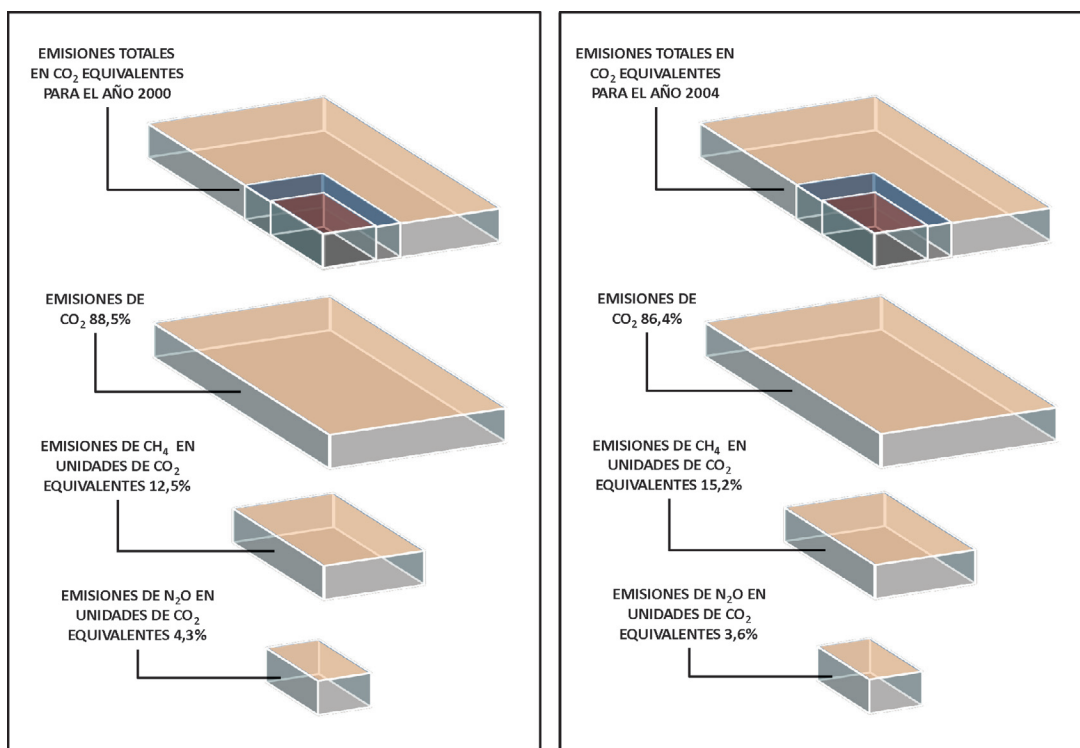
La industria de generación y transformación de la energía emite el 29%, con un 40% que aportan las centrales térmicas¹⁶, y el 60% los otros centros de transformación: autoprodutores, centros de tratamiento de gas, refinerías, coquerías y altos hornos.

La industria manufacturera (alimentos, bebidas y tabaco, textil y confecciones, calzado y cueros, maderas y muebles, papel e imprenta, químicos, cemento, piedras, vidrio y cerámicas, hierro, acero y no ferrosos, maquinaria y equipos, y otros) y de la construcción, emiten el 24% de las emisiones totales del Módulo de energía.

16 Todas las centrales que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional.

El sector residencial produce emisiones del 7%, derivadas de las actividades de cocción, iluminación, calentamiento de agua, refrigeración de alimentos, aire acondicionado y otros, además por el uso de combustibles diferentes a la energía eléctrica en el sector rural y urbano. El 3% de las emisiones son generadas por el sector de la agricultura, pesca y forestal (uso de tractores, el secado de granos, el procesamiento agrícola, el riego, la fumigación y otros); y el 2% lo emite el sector comercial e institucional. En la Figura 2.15 y la Figura 2.16 se presentan las emisiones de CO₂ equivalentes por quema de combustibles fósiles y biomasa del año 2000.

Figura 2.14. Participación por gas de las emisiones en unidades de CO₂ eq, años 2000 y 2004



Fuente: IDEAM, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, años 2000 y 2004

Para el año 2004, se generaron por quema de combustibles fósiles y de biomasa, por las diferentes actividades productivas consideradas en esta metodología, 56.819,55 Gg de CO₂ equivalentes. De este total, el 39% es emitido por el sector transporte, del cual el 89,5% es aportado por el sector automotor. La industria de generación y transformación de la energía emite el 27%, del cual el 36% es aportado por las centrales térmicas¹⁷ y el 64% por otros centros de transformación. La industria manufacturera y de la construcción emite el 23%. El 7%, el 3% y el 2% fueron emitidos por el sector residencial; de agricultura, pesca y forestal; y por el sector comercial e institucional, respectivamente; véase la Figura 2.17 y la Figura 2.18.

17 Todas las centrales que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional.

Figura 2.15. Emisiones de CO₂ eq por quema de combustibles fósiles, año 2000

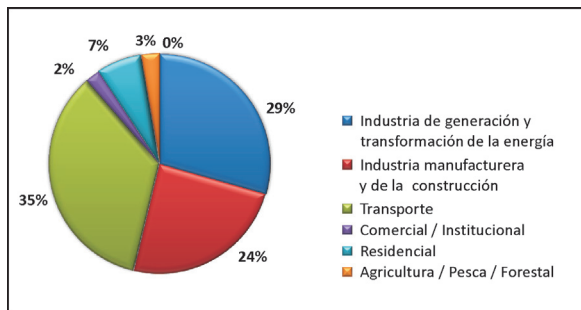
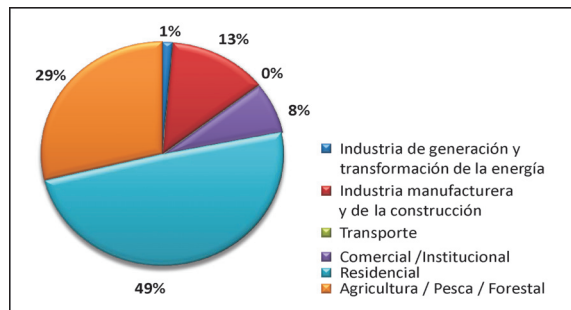


Figura 2.16. Emisiones de CO₂ eq por quema de biomasa, año 2000



Fuente: Los autores, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, años 2000 y 2004.

Figura 2.17. Emisiones de CO₂ eq por quema de combustibles fósiles, año 2004

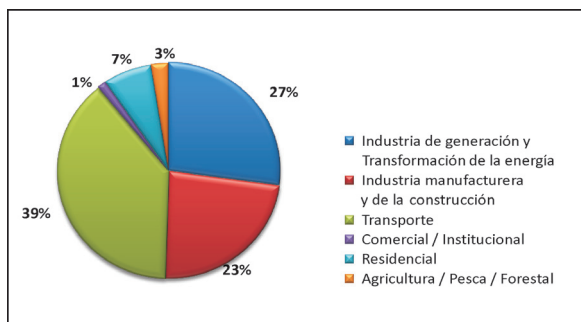
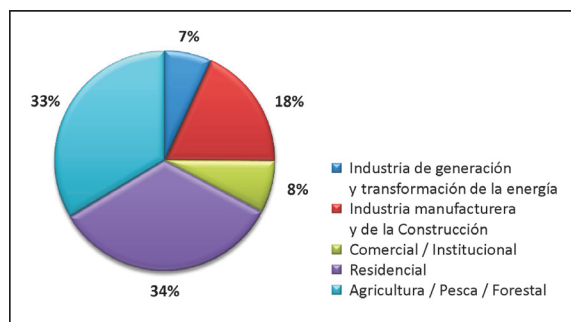


Figura 2.18. Emisiones de CO₂ eq por quema de biomasa, año 2004



Fuente: Los autores, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero años 2000 y 2004.

2.5.4 Análisis de tendencia de las emisiones de GEI en el módulo de energía para los años 1990, 1994, 2000 y 2004

De acuerdo con el primer inventario de GEI para los años 1990 y 1994 de la Primera Comunicación Nacional, y los resultados del presente inventario para los años 2000 y 2004, se describe a continuación, de manera general, el comportamiento de las emisiones del Módulo de energía.

Es importante resaltar que para el cálculo de las emisiones de los años 1990, 1994, 2000 y 2004, se empleó la misma metodología y criterios (ajustados de acuerdo al año), sin realizar ningún cambio que pudiera generar diferencias significativas que impidieran llevar a cabo un análisis comparativo de los dos inventarios.

2.5.4.1 Tendencia de las emisiones de CO₂ generadas en el módulo de energía por categoría de fuente

En general se observa una tendencia creciente en la generación de emisiones de CO₂ por quema de combustibles fósiles hasta el año 2000. Los hechos significativos que motivan la reducción de emisiones que se presentan en el periodo 2000 a 2004 son: las políticas de sustitución de combustibles y de precios, y los fenómenos hídricos favorables. En la Figura 2.19 se presenta el comportamiento de las emisiones de CO₂ por categoría de fuente de los años 1990, 1994, 2000 y 2004 por la generación de energía; adicionalmente se presentan en la Figura 2.20 las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O por quema de combustibles fósiles, quema de biomasa y emisiones fugitivas para los años 1990, 1994, 2000 y 2004.

Figura 2.19. Comportamiento de las emisiones de CO₂ por categoría de fuente años, 1990, 1994, 2000 y 2004

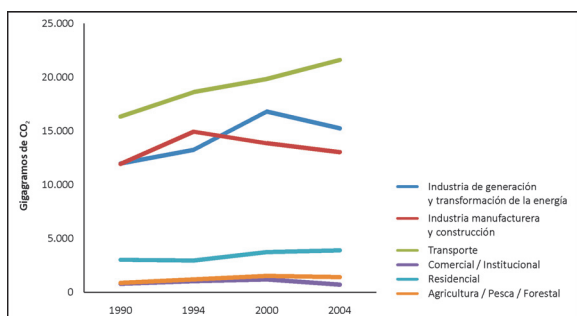
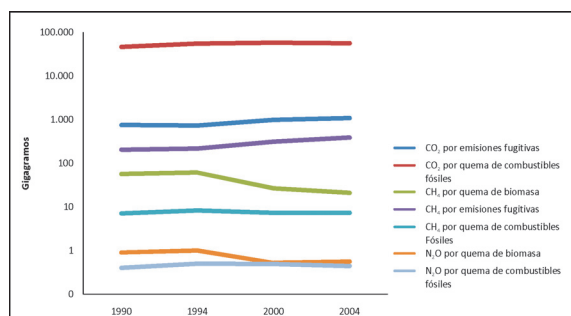


Figura 2.20. Emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O por quema de combustibles fósiles, quema de biomasa y emisiones fugitivas, años 1990, 1994, 2000 y 2004



Fuente: Los autores, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, años 1990, 1994, 2000 y 2004

2.5.4.2 Tendencia de las emisiones de CO₂ generadas en el Módulo de energía por quema de combustibles fósiles y emisiones fugitivas

El comportamiento de las emisiones de CO₂ para el módulo de energía por quema de combustibles fósiles y emisiones fugitivas para el periodo, muestra un notorio crecimiento hasta el año 2000, y un decremento leve para el año 2004; se pueden inferir como causas los efectos de las políticas del sector energético en el país que inciden en el comportamiento de las emisiones de GEI, además del decrecimiento de la producción del petróleo nacional.

En relación con los cálculos del año 1990, las emisiones totales de CO₂ generadas por quema de combustibles fósiles y emisiones fugitivas, aumentaron para los años 2000 y 2004. El incremento fue del 23,58% para el año 2000 y del 21,58% para el año 2004.

2.5.4.3 Tendencia de las emisiones de CH₄ generadas en el Módulo de energía por quema de combustibles fósiles, de biomasa y emisiones fugitivas

El metano (CH₄) presenta una tendencia creciente en las emisiones totales en relación con las generadas en 1990. Aunque se muestra una reducción de este gas por quema de biomasa, como consecuencia de las políticas de masificación del gas natural en el sector residencial, a la vez se presenta un incremento en las emisiones fugitivas por el aumento en la producción del carbón.

Las emisiones totales de CH₄ generadas por quema de combustibles fósiles de biomasa y emisiones fugitivas, aumentaron para los años 2000 y 2004 en relación con las emisiones calculadas para 1990. El incremento fue del 28,71% para el año 2000 y del 53,74% para el año 2004.

También es importante mencionar que las emisiones fugitivas por actividades del petróleo aumentaron en un 40,94% para el año 2000, correspondiendo para el año 2004 el 9,79%. La tendencia en las emisiones generadas por actividades del petróleo es decreciente a partir de 1999, año en el cual se presentó la mayor producción en la historia petrolera del país, según el periodo de análisis del presente inventario.

2.5.4.4 Tendencia de las emisiones de N₂O generadas en el Módulo de energía por quema de combustibles fósiles, de biomasa y emisiones fugitivas

Las emisiones de óxido nitroso (N₂O) disminuyeron en un 23,08% para el año 2000 y en un 22,31% para el año 2004, respecto de las emisiones calculadas para el año 1990. Este comportamiento se le atribuye a la disminución de la quema de biomasa, especialmente en el sector residencial y de la



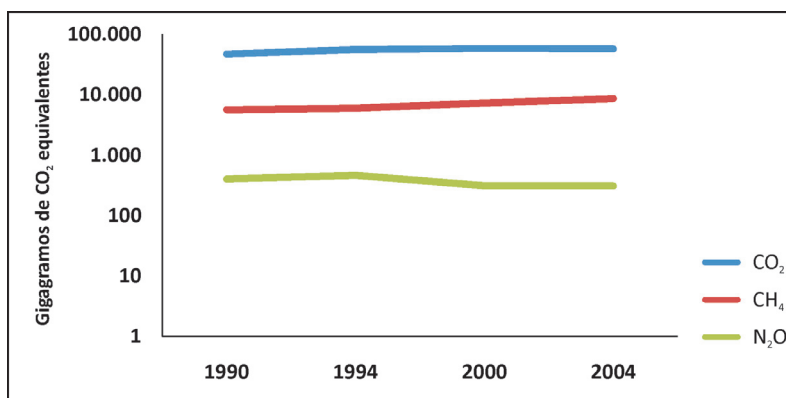
agricultura, como resultado de la masificación del gas natural. En relación con el año 1990, las emisiones por quema de combustibles fósiles muestran un aumento del 22,50% en el año 2000 y del 10% en el año 2004.

2.5.4.5 Tendencia de las emisiones de GEI en unidades de CO₂ equivalentes generadas en el Módulo de energía

El comportamiento de las emisiones de GEI en unidades de CO₂ equivalente, para los años 2000 y 2004, en relación con el año 1990, muestra un porcentaje de incremento del 23,78% y del 24,66% respectivamente.

El porcentaje de incremento para el CO₂ en los años 2000 y 2004, respecto al año 1990 es del 23,58% y del 21,58%. El CH₄ presenta un incremento del 28,71% y del 53,74%, y para el N₂O, se observa un porcentaje de disminución del 22,33% y del 23,08% respecto al mismo año. Las tendencias anteriormente descritas se presentan en la Figura 2.21.

Figura 2.21. Comportamiento de las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O en unidades de CO₂ e, años 1990, 1994, 2000 y 2004



Fuente: IDEAM, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero años 1990, 1994, 2000 y 2004

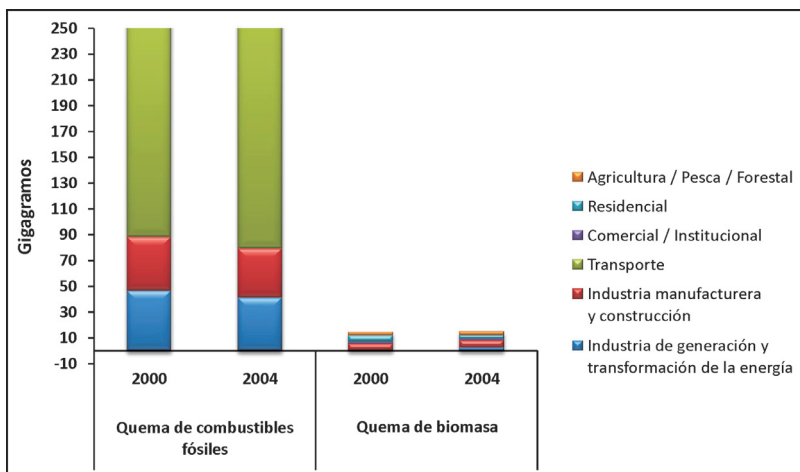
2.5.5 Análisis de las emisiones de precursores de GEI y aerosoles generados por la quema de combustibles

2.5.5.1 Emisiones de NO_x generadas por quema de combustibles (Método por categoría de fuente)

Las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) calculadas para el año 2000 fueron de 310,70 Gg, generadas principalmente por la quema de combustibles fósiles en los sectores de transporte, industria manufacturera y de la construcción; y la industria de generación y transformación de la energía. Para el año 2004, las emisiones de NO_x calculadas fueron de 325,39 Gg con un comportamiento de las emisiones por sector, similar a las del año 2000. Las emisiones por quema de biomasa son generadas principalmente por el sector de la industria manufacturera y de la construcción.

Las emisiones de óxidos de nitrógeno se incrementaron en el año 2004 en 4,73% respecto al año 2000. El incremento está representado en las emisiones del sector transporte automotor, que obedece al aumento en el consumo del diesel y del gas natural, observándose así, que el gas natural reduce las emisiones de CO₂, pero incrementa las emisiones de NO_x; véase la Figura 2.22.

Figura 2.22. Emisiones de NOx, años 2000 y 2004



Fuente: IDEAM, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, años 2000 y 2004

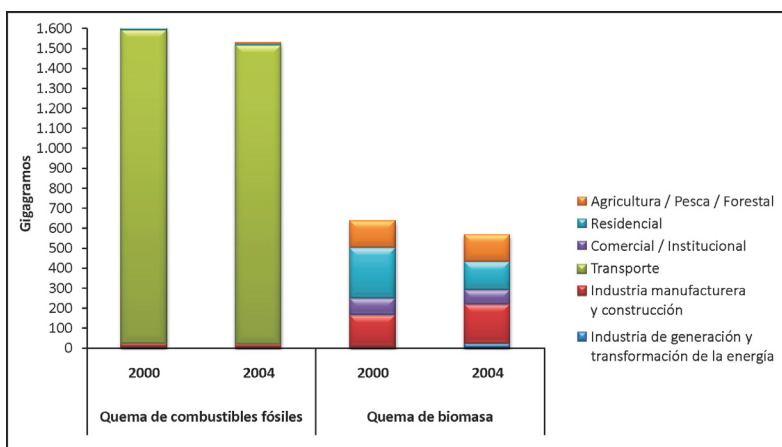
2.5.5.2 Emisiones de CO generadas por quema de combustibles (Método por categoría de fuente)

Las emisiones calculadas para el año 2000, fueron 2.245,41 Gg de monóxido de carbono (CO), mientras para el año 2004 disminuyeron a 2.097,36 Gg de CO, con un decrecimiento del 6,6%, atribuido principalmente a la disminución en las emisiones por quema de combustibles fósiles en el sector transporte automotor, y de biomasa en el sector residencial. En general, hay disminución en las emisiones para todos los sectores, con excepción de las emisiones por quema de biomasa en el sector industrial, las cuales tuvieron un crecimiento del 23,8% respecto al año 2000. La presentación gráfica se muestra en la Figura 2.23.

En el sector transporte automotor se presenta una disminución en el consumo de gasolina, por cambios a diesel y GNV, que representan tecnologías de mayor eficiencia en la combustión y combustibles más limpios en el caso del gas natural.

El comportamiento en las emisiones de CO por quema de biomasa en el sector industrial, al igual que lo descrito para el caso de las emisiones de CO₂, se debe a las políticas de sustitución de combustibles por razones de precio y disponibilidad, como en el caso de la biomasa.

Figura 2.23. Emisiones de CO, años 2000 y 2004

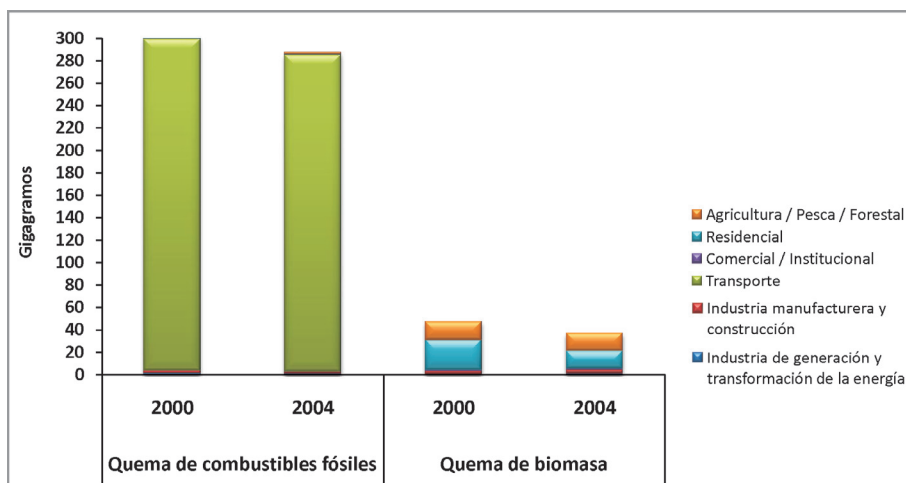


Fuente: IDEAM, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, años 2000 y 2004

2.5.5.3 Emisiones de COVDM generadas por quema de combustibles (Método por categoría de fuente)

Las emisiones de Compuestos Orgánicos Volátiles Diferentes al Metano (COVDM), calculadas para el año 2000 fueron de 349,24 Gg y de 324,79 Gg para el año 2004. De estas emisiones, la mayor participación la tienen las generadas en el sector transporte por la quema de combustibles fósiles con una participación del 84,68% en el año 2000 y del 86,85% en el año 2004. Las emisiones generadas en el 2004 disminuyeron en un 7% respecto a las generadas en el año 2000, que corresponde a la disminución en las emisiones por quema de combustibles fósiles en el sector transporte automotor, adjudicándole este comportamiento a la mejora de tecnologías de combustión en los vehículos. En la Figura 2.24 se puede ver el comportamiento descrito anteriormente.

Figura 2.24. Emisiones de COVDM, años 2000 y 2004



Fuente: IDEAM, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, años 2000 y 2004

2.5.5.4 Emisiones de SO₂ generadas por quema de combustibles

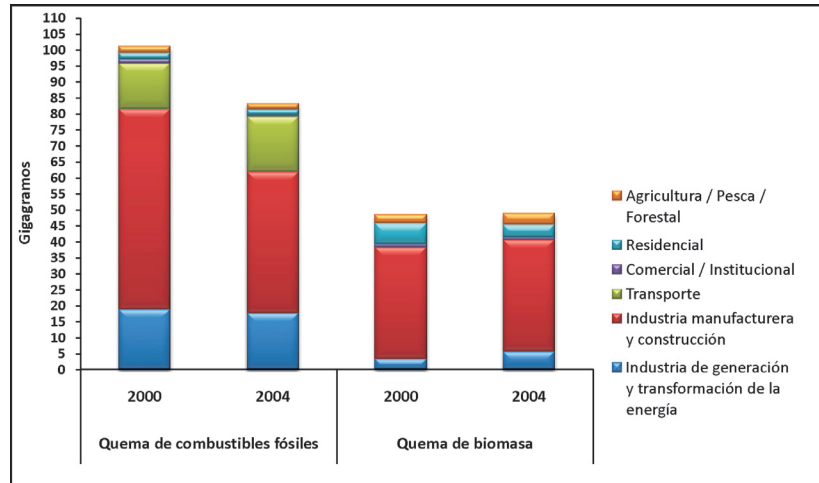
Con el empleo del Método por categoría fuente se calcularon: 150,11 Gg y 132,09 Gg de dióxido de azufre (SO₂) para los años 2000 y 2004, respectivamente, observándose una disminución del 12%. La mayor cantidad de emisiones de SO₂ se generó por quema de combustibles fósiles en la industria manufacturera y de la construcción, con un 62,11% de participación en el 2000 y un 53,13% en el 2004. Este sector presenta una disminución en las emisiones del 29,69%, por la reducción en el consumo del carbón, principalmente. En la Figura 2.25 se encuentra el comportamiento gráfico.

2.6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones principales sobre el módulo de energía para el año 2004 son:

- Se encontró que la quema de combustibles fósiles representa alrededor del 85,2% de las emisiones calculadas dentro del módulo (65.973 Gg); seguido por las emisiones fugitivas de la minería del carbón (7,0%) y las actividades del petróleo y gas natural (6,9%).

Figura 2.25. Emisiones de SO₂, años 2000 y 2004



Fuente: IDEAM, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, años 2000 y 2004

- En la categoría correspondiente a la quema de combustibles fósiles, el transporte automotor es responsable del 33% de las emisiones de GEI. La industria de generación y transformación de energía participa con un 23,2% del total de emisiones producidas en el Módulo de energía, seguida de la industria manufacturera y de la industria de la construcción (19,9%).
- En el Módulo de energía las emisiones de CO₂ representan más del 86% de los GEI; el metano participa con un 13,1%; representado esencialmente por el conjunto de las emisiones fugitivas arrojadas por la minería del carbón y las actividades de la industria *oil & gas* (12,2%).

Con el fin de mejorar la certidumbre del cálculo de emisiones de GEI para el Módulo de energía, mediante la generación de información, se recomiendan las siguientes actividades:

- Crear el Comité Intersectorial de Balances Energéticos Nacionales y Regionales, como instancia de seguimiento de la información energética, sus variaciones y tendencias. Tal estrategia se debe orientar en fortalecer la participación de entidades oficiales y gremios para la revisión, actualización y evaluación continua de las cifras.
- En relación con la información sobre la biomasa, se sugiere aprovechar los programas nacionales relacionados con el medio ambiente, educación y energía, para permitir una recolección, intercambio y evaluación periódica de la información por los ministerios, entes y autoridades territoriales.
- Mejorar las sinergias para la consecución, consolidación y evaluación de la información entre las Secretarías de Tránsito y el Ministerio de Transporte.
- Incluir al sector privado, en particular a los distribuidores mayoristas de combustibles, en el suministro de la información, de tal forma que permita la consolidación y evaluación de la misma, para poder identificar claramente el consumo de combustibles del transporte nacional e internacional.
- Gestionar con el DANE, el Ministerio de Transporte y demás instituciones identificadas como posibles fuentes de información para el cálculo por metodologías detalladas, la inclusión en sus instrumentos de captura de datos de la información requerida para el cálculo de emisiones de GEI.
- Ajustar la información de producción de carbón, suministrada por Ingeominas, de acuerdo con los requerimientos del cálculo. Se propone incluir información requerida en el Formato Básico Minero.
- Buscar la posibilidad de generar el Inventario Nacional de GEI, anualmente, con el fin de fortalecer el compromiso interinstitucional en la preparación y suministro de la información requerida para la estimación.



- Es importante ajustar los criterios de generación de información de acuerdo con las exigencias requeridas para la estimación y cálculos, según las metodologías del Inventario de GEI. De igual forma, generar un protocolo, que describa el rol y la precedencia institucional en relación con la producción de la información y los procedimientos requeridos para el suministro anual de datos.
- Es necesario aunar esfuerzos para la consecución de recursos que permitan mejorar la información existente.

BIBLIOGRAFÍA

- ECOPETROL S.A. Ecopetrol en Colombia. Bogotá: El autor. 2006.
- _____. Estadísticas de la industria petrolera. Bogotá: El autor. 2006. [en línea] Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co>.
- COLOMBIA. INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGÍA Y MINERÍA. El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. Bogotá: Ingeominas, 2004.
- _____. Memorias al Congreso de la República 2006 – 2007. Bogotá: Ingeominas, 2007.
- _____. Memorias al Congreso de la República 2005 – 2006. Bogotá: Ingeominas, 2006.
- _____. Memorias al Congreso de la República 2004 – 2005. Bogotá: Ingeominas, 2005.
- _____. Memorias al Congreso de la República 2003 – 2004. Bogotá: Ingeominas, 2004.
- _____. Memorias al Congreso de la República 2002 – 2003. Bogotá: Ingeominas, 2003.
- _____. Memorias al Congreso de la República 2000 – 2001. Bogotá: Ingeominas, 2001.
- _____. El Programa de biocombustibles en Colombia. Bogotá: Ingeominas, Julio 2007.
- COLOMBIA. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Una visión del mercado eléctrico colombiano. Bogotá: UPME, julio de 2004.
- _____. La cadena del petróleo en Colombia. Bogotá: UPME, febrero de 2005.
- _____. Medición de consumos específicos, parámetros relacionados con el consumo de combustibles y emisiones de gases contaminantes en diferentes segmentos del sector transporte carretero colombiano para tres diferentes pisos térmicos y pasos importantes de alta montaña. Bogotá: UPME, marzo de 2005.
- _____. Boletín mensual minero energético. Edición número 64. Bogotá: UPME, octubre de 2005.
- _____. Distritos Mineros. Exportaciones e infraestructura de transporte. Bogotá: UPME, diciembre de 2005.
- _____. La cadena del gas licuado del petróleo en Colombia. Bogotá: UPME, 2005.
- _____. Plan de Expansión de Referencia, generación y transmisión 2006 – 2020. Bogotá: UPME, 2006.
- _____. Balances Energéticos 1975 – 2006. Bogotá: UPME, 2006.
- _____. Boletín Estadístico de Minas y Energía 1999 – 2005. Bogotá: UPME, mayo 2006.
- _____. Mercado nacional e internacional del carbón colombiano. Bogotá: UPME, marzo de 2006.
- _____. La cadena del gas natural en Colombia. Bogotá: UPME, marzo de 2006.
- _____. Plan energético nacional. Contexto y estrategias 2006 – 2025. Bogotá: UPME, abril 2007.
- _____. La cadena del carbón. El carbón colombiano fuente de energía para el mundo. Bogotá: UPME, febrero de 2007.
- _____. Del proceso minero colombiano. Bogotá: UPME. 2006
- _____. Actualización de la oferta y la demanda regional de energía en Colombia y su herramienta computacional. Bogotá: UPME, junio 2006.
- _____. Colombia país minero. Plan Nacional para el desarrollo minero, visión al año 2019. Bogotá: UPME, diciembre de 2006.
- CORTÉS, W. El Petróleo en Colombia. Bogotá: el autor. 2006.
- IPCC. Cambio climático 2007. Impacto, adaptación y vulnerabilidad. Resumen para responsables de políticas y resumen técnico. Contribución del Grupo de trabajo II al Cuarto Informe de Evaluación del IPCC. Cambridge, R.U.: Parry, O., *et al.* 2007. p. 14, 18 y 49.
- UNFCCC. Series estadísticas de países Parte del Anexo I, de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático. Información obtenida de la página web en abril de 2009. [On line] http://unfccc.int/ghg_data/ghg_data_unfccc/ghg_profiles/items/.

ANEXO

	Página
ANEXO 2.1 CÁLCULO DE LAS EMISIONES DE GEI PARA EL MÓDULO DE ENERGÍA	99
2.1. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN PARA EL CÁLCULO DE EMISIONES	99
2.1.1 Emisiones de CO ₂ por quema de combustibles fósiles (Método de Referencia)	99
2.1.2 Emisiones de CO ₂ por quema de combustibles fósiles (Método de Categoría de Fuente)	100
2.1.3 Emisiones de GEI diferentes al CO ₂ por quema de combustibles fósiles (Método de Categoría de Fuente)	102
2.1.4 Emisiones de SO ₂ por quema de combustibles (Método de Categoría de Fuente)	104
2.1.5 Emisiones de CH ₄ de la extracción, procesamiento, almacenamiento y transporte del carbón (método promedio global)	105
2.1.6 Emisiones de CH ₄ procedentes de actividades relacionadas con petróleo y gas natural (Método de factores de emisión promedio basados en la producción)	106
2.1.7 Emisiones de CO ₂ por venteo y flameo relacionadas con petróleo y gas natural	106
2.2. PROCESO PARA EL CÁLCULO DE EMISIONES DE GEI	107
2.2.1 Emisiones de CO ₂ por quema de combustibles fósiles (Método de Referencia)	107
2.2.2 Emisiones de CO ₂ por quema de combustibles fósiles (Método de Categoría de Fuente)	109
2.2.3 Emisiones de GEI diferentes al CO ₂ por quema de combustibles fósiles (Método de Categoría de Fuente)	111
2.2.4 Emisiones de SO ₂ por quema de combustibles (Método de Categoría de Fuente)	112
2.2.5 Emisiones de CH ₄ de la extracción, procesamiento, almacenamiento y transporte del carbón (Método Promedio Global)	113
2.2.6 Emisiones de CH ₄ de actividades relacionadas con petróleo y gas natural (Método de factores de emisión promedio basados en la producción)	114
2.2.7 Emisiones de CO ₂ procedentes de actividades de venteo y flameo relacionadas con petróleo y gas natural	115
CONTENIDO DE TABLAS DEL ANEXO 2.1	
Tabla A2. 1. Variables usadas en el cálculo emisiones CO ₂ por quema combustibles (Método de Referencia y Categoría de Fuente)	101



	Página
Tabla A2. 2. Variables utilizadas en el cálculo de emisiones GEI diferentes al CO ₂ y precursores (Método de Categoría de Fuente)	103
Tabla A2. 3. Variables usadas en el cálculo emisiones SO ₂ (mét. categoría fuente)	104
Tabla A2. 4. Variables usadas en el cálculo emisiones CH ₄ extracción carbón (Método de Promedio Global)	105
Tabla A2. 5. Variables usadas en el cálculo de emisiones CH ₄ actividades petróleo y gas natural, y emisiones CO ₂ actividades venteo y flameo (Método de factores emisión basados en la producción)	107

ANEXO 2.1 CÁLCULO DE LAS EMISIONES DE GEI PARA EL MÓDULO DE ENERGÍA

De acuerdo con la metodología propuesta por el IPCC para la elaboración del inventario de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del Módulo de energía, existen diferentes niveles metodológicos de acuerdo con el nivel de complejidad, los cuales son utilizados dependiendo de la capacidad técnica, disponibilidad y calidad de la información que posee cada país con miras a la estimación de sus emisiones. Para este módulo se proponen dos categorías de emisión: quema de combustibles fósiles y emisiones fugitivas.

En el presente anexo se expone el análisis de información y el proceso de cálculo de emisiones.

2.1 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN PARA EL CÁLCULO DE EMISIONES

La mesa técnica de trabajo llevó a cabo el análisis de las diferentes metodologías propuestas por el IPCC (1997), así como la disponibilidad y la calidad de la información requerida para cada una de ellas.

2.1.1 Emisiones de CO₂ por quema de combustibles fósiles (Método de Referencia)

El Método de referencia utiliza los datos de suministro de combustibles del país para calcular las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) procedentes de la quema de combustibles fósiles, basándose en el contenido de carbono de estos, de acuerdo con un factor de emisión para cada tipo de combustible.

Es una buena práctica aplicar el método de referencia y el método por categoría de fuente para estimar las emisiones de CO₂ del país procedentes de la quema de combustibles, y comparar los resultados de estas dos estimaciones independientes. La existencia de diferencias significativas puede indicar posibles problemas con los datos de la actividad, los valores calóricos netos, el contenido de carbono, el cálculo de carbono excluido, etc.¹.

La ecuación para el método de referencia es:

$$\text{Emisiones de CO}_2 = \sum \left[\left(\text{Cons. Aparente} \cdot F.\text{cons.} \cdot F.\text{Em.} \cdot 10^{-3} \right) \cdot C.\text{Alm.} \right] \cdot C.\text{Oxid} \cdot \frac{44}{12}$$

Donde:

Emisiones de CO₂ = Emisiones de CO₂ en gigagramos (Gg de CO₂).

Cons. Aparente = Consumo aparente de combustible (m³, Tcal, J, MJ, GJ, TJ)

¹ Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Modulo de energía, (1997).

<i>F. Cons.</i>	= Factor de conversión a una unidad común de energía en terajulios (TJ)
<i>F. Em.</i>	= Factor de emisión para obtener el contenido de carbono (t C/TJ).
10^{-3}	= Constante para convertir toneladas (t) de carbono a Gg de carbono.
<i>C Alm.</i>	= Carbono almacenado (Gg C).
<i>C. Oxid.</i>	= Fracción de carbono oxidado.
$44/12$	= Constante que representa el cociente del peso molecular del CO ₂ a C, empleada para expresar los resultados como emisiones de CO ₂ .

2.1.2 Emisiones de CO₂ por quema de combustibles fósiles (Método de categoría de fuente)

El Método por categoría de fuente basa el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero en las cantidades de combustible consumido por cada una de las categorías de fuente identificadas para el país que son:

- Industria de generación y transformación de la energía: centrales térmicas, autoproducción, centros de tratamiento de gas, refinerías, coquerías, altos hornos y carboneras, y consumo propio.
- Industria manufacturera y de la construcción; alimentos, bebidas y tabaco; textil y confecciones; calzado y cueros; maderas y muebles; papel e imprenta; químicos; cemento; piedras, vidrio y cerámicas; hierro, acero y no ferrosos; otros.
- Transporte aéreo, terrestre, marítimo, ferroviario (no incluye *bunkers* internacionales).
- Residencial: cocción, iluminación, agua caliente, nevera, aire acondicionado, otros.
- Comercial/Institucional.
- Agricultura: tractores, secado de granos, procesamiento agrícola, riego, fumigación, forestal.
- Otros: no incluidos en la clasificación anterior.

Así como en los factores de emisión de cada uno de los combustibles usados estos factores dependen, principalmente, del contenido de carbono de los combustibles suministrados para las diferentes categorías de fuente.

La ecuación para el Método de categoría de fuente es:

$$\text{Emisiones de CO}_2 = \Sigma [(\text{Cons. Actividad} \cdot F.\text{cons.} \cdot F.\text{Em.} \cdot 10^{-3}) - C.\text{Alm.}) \cdot C.\text{Oxid} \cdot \frac{44}{12}]$$

En la cual:

Emisiones de CO₂ = Emisiones de CO₂ (Gg de CO₂).

Cons. Actividad = Consumo aparente de combustible por actividad productiva (m³, TCal, J, MJ, GJ, TJ).

F. Cons. = Factor de conversión a una unidad común de energía (TJ).

F. Em. = Factor de emisión para obtener el contenido de carbono (t C/TJ).

10^{-3} = Constante para convertir t de carbono a Gg de carbono.

C. Alm. = Carbono almacenado (Gg C).

C. Oxid. = Fracción de carbono oxidado.

$44/12$ = Constante que representa el cociente del peso molecular de CO₂ a C, empleada para expresar los resultados como emisiones de CO₂.

En la Tabla A2.1 se presenta una descripción de las variables usadas para el cálculo de las emisiones de CO₂ mediante el Método de referencia y el Método por categoría de fuente, incluyendo unidades de medida, características principales y observaciones para la obtención del dato.

Tabla A2.1. Variables usadas en el cálculo de emisiones CO₂ por quema de combustibles
-Método de referencia y categoría fuente-

Variable	Unidad de medida	Descripción															
		Características	Entidad que recolecta la información / Observaciones														
Consumo aparente de combustible	<p>Para todos los combustibles:</p> <p>Julios (J) Megajulios (MJ) Gigajulios (GJ) Miles de toneladas de equivalente del petróleo (Ktoe).</p> <p>Combustibles Sólidos y líquidos: kilotoneladas (kt)</p> <p>Para gas natural: teracalorías (Tcal) metros cúbicos (m³)</p>	<p>Cantidad de combustible consumido en el país y desglosado por las actividades productivas denominadas categoría de fuente. Para su cálculo se requiere realizar un balance de fuentes de los combustibles primarios y secundarios, como se indica a continuación:</p> <p>Para cada combustible primario: $\text{Consumo aparente} = (P + I) - (E + B_{\text{int}} + E)$</p> <p>Para cada combustible secundario: $\text{Consumo aparente} = I - (E + B_{\text{int}} + E)$</p> <p>Donde: P = Cantidades de combustibles primarios producidos en el país (excluida la producción de combustibles secundarios). I = Cantidades de combustibles primarios y secundarios y productos combustibles importados. E = Cantidades de combustibles primarios y secundarios y productos combustibles exportados B_{int} = Cantidades de combustibles primarios y secundarios usados para transporte internacional (aéreo y marítimo). E = Aumento o disminución en las existencias de combustibles en el país.</p> <p>La información concerniente a los <i>Bunkers</i> Internacionales, es aquel consumo de combustible que hacen en el país las flotas aéreas y marítimas que viajan fuera de Colombia. Se debe prestar atención al signo algebraico de los cambios en las existencias. Cuando se añade más combustible a las existencias de lo que se consume durante el año, ocurre un aumento de las mismas y se anota en la columna correspondiente con signo positivo. En caso contrario (disminución de las existencias) la cantidad deberá indicarse con signo negativo.</p>	<p>Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas (DANE), Ecopetrol S.A., Terpel, Exxon Mobil, Chevron, Texaco, Brio y Shell.</p>														
Factor de conversión a Terajulios (TJ)	Según las unidades de los datos de consumo aparente	<p>Es un factor empleado, para convertir, si es necesario, las unidades originales de los datos de consumo aparente de combustible a Tera julios (TJ), que es la unidad común de energía requerida para el método.</p> <p>En algunos casos, particularmente para el carbón, se dan diferentes valores para producción, importaciones y exportaciones en un país dado y son usados para convertir cada categoría separadamente al calcular el consumo aparente. Para <i>bunkers</i> internacionales y cambios en las existencias, se puede emplear un valor promedio de los diferentes Valores Calóricos Netos (VCN), o usar uno para el tipo de carbón que constituye la mayor parte del consumo aparente total. Los principales factores de conversión empleados son:</p> <table border="0"> <tr> <td>Unidad original</td> <td>Factor de conversión</td> </tr> <tr> <td>J</td> <td>1 TJ/10¹² J</td> </tr> <tr> <td>MJ</td> <td>1 TJ/10⁶ MJ</td> </tr> <tr> <td>GJ</td> <td>1 TJ/10³ GJ</td> </tr> <tr> <td>10⁶ toe</td> <td>4,1868 TJ/10⁶ toe</td> </tr> <tr> <td>Tcal</td> <td>4,1868 TJ/Tcal</td> </tr> <tr> <td>10³ t</td> <td>el valor calórico neto de cada combustible.</td> </tr> </table>	Unidad original	Factor de conversión	J	1 TJ/10 ¹² J	MJ	1 TJ/10 ⁶ MJ	GJ	1 TJ/10 ³ GJ	10 ⁶ toe	4,1868 TJ/10 ⁶ toe	Tcal	4,1868 TJ/Tcal	10 ³ t	el valor calórico neto de cada combustible.	<p>Para obtener información del Valor Calórico Neto (VCN), que no incluye el calor latente de vaporización del agua producida durante la combustión, se debe contar con información propia para cada país y para cada uno de los combustibles empleados.</p> <p>Si no se cuenta con tal información, se puede consultar la Tabla 1-2 del Manual de Referencia de las guías del IPCC, donde se presentan los VCN predeterminados para los derivados del petróleo y del carbón en muchos países y utilizar para el cálculo los valores de algún país que emplee combustibles similares. Para los derivados del petróleo refinado y otros productos, generalmente los VCN no varían mucho por país y los valores empleados por defecto se presentan en la Tabla 1-3 de la misma referencia.</p>
Unidad original	Factor de conversión																
J	1 TJ/10 ¹² J																
MJ	1 TJ/10 ⁶ MJ																
GJ	1 TJ/10 ³ GJ																
10 ⁶ toe	4,1868 TJ/10 ⁶ toe																
Tcal	4,1868 TJ/Tcal																
10 ³ t	el valor calórico neto de cada combustible.																

Continúa



Continuación

Variable	Unidad de medida	Descripción	
		Características	Entidad que recolecta la información / Observaciones
Factor de emisión	Toneladas de carbón / terajulios (tC/TJ)	El factor de emisión es una variable empleada para convertir el consumo aparente en contenido de carbono y está reportado según el tipo de combustible. El contenido de carbón del combustible puede variar considerablemente por tipo de combustible primario y dentro del mismo combustible. Por ejemplo, para el gas natural, el contenido de carbón depende de la composición del gas; así, el contenido de carbón es diferente para el gas comercial (compuesto principalmente de metano con pequeñas cantidades de etano, propano, butano, CO ₂ e hidrocarburos pesados) que para el gas natural extraído en el sitio de producción (gas húmedo y compuesto por grandes cantidades de hidrocarburos diferentes al metano).	Debido a que no existen factores de emisión específicos para Colombia, se emplean los valores que propone el IPCC por defecto, los cuales se encuentran en las directrices para los Inventarios de Gases de Efecto Invernadero (INGEI), versión revisada de 1996, Libro de Trabajo, página 1.7, Tabla 1-2. Estos factores de emisión están reportados según el tipo de combustible tenido en cuenta en el consumo aparente.
Carbono almacenado	Giga gramos de Carbón (Gg C)	Es la parte del combustible que ingresa al país que no se quema para obtener energía calorífica y es empleado como materia prima para la fabricación de productos o en actividades sin finalidad energética (por ejemplo asfalto para la pavimentación de carreteras). Este combustible se descuenta del cálculo de las emisiones de carbono. Dentro de este grupo se clasifican principalmente: Asfalto y lubricantes. Aceites y alquitranes derivados del carbón. Gas natural, gas licuado de petróleo GLP, etano, nafta y gasóleo / fuelóleo: algunas cantidades de estos combustibles se emplean como materia prima para fines no energéticos, por ejemplo, el gas natural, en algunas plantas de acero - hierro se inyecta en los altos hornos como un reductor en la elaboración del hierro; el GLP para la obtención de olefinas, el etano se emplea para síntesis orgánica y como refrigerante. Para el cálculo del carbono almacenado, se emplea la siguiente fórmula: $C_{almacenado} = Cons. Apar. * F. Conv. * F. Em. * F. C_{almacenado} * 10^{-3}$ Donde: C almacenado = Carbono almacenado (Gg C). Cons. Apar. = Consumo aparente de combustible (kt, m ³ , Tcal, J, MJ, GJ, TJ), calculado previamente. F. Conv. = Factor de conversión a una unidad común de energía (TJ) F. Em. = Factor de emisión para obtener el contenido de carbono (t C/TJ) 10 ⁻³ = Constante para convertir t carbono a Gg de carbono F. C. almacenado = Fracción de carbón almacenado.	Para estimar la fracción de carbón almacenado se debe contar con información local de la cantidad de combustible empleado con fines no energéticos. Si no se tienen tales datos, en la tabla 1.5 del Manual de Referencia de las guías del IPCC se encuentran reportados valores por defecto para la estimación de la fracción de carbón almacenado, según tipo de combustible. Las entidades manejan esta información son Ecopetrol y UPME.
Fracción de carbono oxidado	Adimensional	Se refiere a la cantidad de carbón que no se quema o que queda, o parcialmente oxidado, debido a las combustiones incompletas que se presentan por las ineficiencias en los procesos de combustión.	En la Tabla 1-6 del Manual de Referencia se presentan los valores típicos medios en instalaciones de carbón y se proponen valores mundiales por defecto para los combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.

Fuente: Los autores, con información de: Revised 1996. IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

2.1.3 Emisiones de GEI diferentes al CO₂ por quema de combustibles fósiles, Método de categoría de fuente

En esta categoría se estiman las emisiones de metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO) y Compuestos Orgánicos Volátiles Diferentes del Metano (COVDM), producto de la quema de combustibles fósiles. Los factores de emisión para esta categoría difieren de

un gas a otro. Los factores de emisión correspondientes al metano y al óxido nitroso dependen de la tecnología de combustión y de las condiciones del proceso y varían significativamente, tanto entre las instalaciones individuales de combustión como a través del tiempo. Debido a esta variabilidad, el uso de factores de emisión promediados para estos gases, que deben justificar una gran variabilidad en las condiciones tecnológicas, aporta niveles de incertidumbre considerables².

La ecuación para este método es:

$$Emisiones\ Gas = \sum (Cons.Actividad_{ab} \cdot F.Em_{ab})$$

Donde cada factor corresponde a:

Emisiones Gas = Emisiones del gas correspondiente (CH₄, N₂O, NO_x, CO, COVDM) (Gg).

Cons. Actividad = Consumo de combustible por sector productivo (TJ).

F. Em. = Factor de emisión para cada combustible por sector productivo (Gg/TJ).

a = Tipo de combustible.

b = Sector productivo.

En la Tabla A2.2 se presenta una descripción de las variables utilizadas para el cálculo de las emisiones de GEI diferentes al CO₂ mediante el método por categoría de fuente, incluyendo unidades de medida, características principales y observaciones para la obtención del dato.

Tabla A2.2. Variables utilizadas en el cálculo de emisiones GEI diferentes al CO₂ y precursores
-Método de categoría de fuente-

Nombre	Unidad de medida	Descripción	
		Características	Notas para la obtención de datos
Actividad _{ab} Consumo de cada combustible por sector	TJ	Cantidad de combustible consumido en el país por cada una de las categorías de fuente identificadas para el país.	El consumo de combustible por cada uno de los sectores productivos se obtiene del Balance Energético Nacional de la UPME.
FE _{ab} Factor de emisión para cada combustible por sector	kg/TJ	Variable empleada para convertir el consumo de cada combustible, en emisiones del correspondiente GEI. Los factores por defecto reportados por el IPCC fueron obtenidos de la realización de diferentes estudios que tuvieron en cuenta diferentes criterios, según el tipo de gas.	Debido a que no existen factores de emisión específicos para Colombia, se emplean los valores que propone el IPCC por defecto, los cuales se encuentran en las directrices para los Inventarios de Gases de Efecto Invernadero, versión revisada en 1996. Estos factores de emisión están reportados para los siguientes tipos de combustible: carbón, gas natural, petróleo, madera/residuos de madera, carbón de leña, otros bituminosos y residuos Las tablas correspondientes para los diferentes gases se relacionan a continuación: CH ₄ Tabla 1 – 7. N ₂ O Tabla 1 –8. NO _x Tabla 1 –9. CO Tabla 1 –10. COVDM Tabla 1 –11

Fuente: Los autores, con información de: *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

² *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, (1997). Módulo de energía.

2.1.4 Emisiones de SO₂ por quema de combustibles (Método de categoría de fuente)

En esta categoría se estiman las emisiones de SO₂ mediante el método de categoría de fuente, el cual se basa en el consumo de combustible de cada categoría definida para el país y en el factor de emisión para cada tipo de combustible utilizado, y se calcula, en este caso, con base en el contenido de azufre de cada uno de los combustibles usados.

La ecuación para este método es:

$$Emisiones\ SO_2 = \sum (Cons.\ Actividad_{ab} \cdot F.Em_{ab})$$

Emisiones SO₂ = Emisiones de SO₂ (Gg).

Cons. Actividad = Consumo de combustible por sector productivo (TJ)

F. Em. = Factor de emisión para cada combustible por sector productivo (Gg/TJ)

a = Tipo de combustible

b = Sector productivo

En la Tabla A2.3 se presenta una descripción de las variables utilizadas para el cálculo de las emisiones de SO₂ mediante el Método por Categoría de Fuente, incluyendo unidades de medida, características principales y observaciones para la obtención del dato.

Tabla A2.3. Variables utilizadas en el cálculo de emisiones de SO₂ (Método por Categoría de Fuente)

Nombre	Unidad de medida	Descripción	
		Características	Notas para la obtención de datos
Actividad _{ab} Consumo de cada combustible por sector	TJ	Cantidad de combustible consumido en el país por cada una de las categorías de fuente identificadas para el país.	El consumo de combustible por cada uno de los sectores productivos se obtiene del Balance Energético Nacional de la UPME.
FE _{ab} Factor de emisión para cada combustible por sector	kg/TJ	<p>Variable empleada para convertir el consumo de cada combustible, en emisiones del correspondiente GEI.</p> <p>El factor de emisión del SO₂ se calcula a partir de la siguiente fórmula:</p> $FE\ SO_2 \left(\frac{Kg}{TJ} \right) = 2 * \left(\frac{S}{100} \right) * \left(\frac{1}{Q} \right) * 10^6 * \left(\frac{100-r}{100} \right) * \left(\frac{100-n}{100} \right)$ <p>Donde:</p> <p>2 = SO₂/S (kg/kg)</p> <p>S = Contenido de azufre en el combustible (%).</p> <p>r = Retención de azufre en la ceniza (%).</p> <p>Q = Valor calorífico neto (TJ/kt).</p> <p>10⁶ = Factor de conversión de unidades.</p> <p>n = Eficiencia de abatimiento de la tecnología/eficiencia de reducción (%)</p>	En la tabla 1.12 del Manual de Referencia del IPCC, se reportan valores por defecto para el contenido de azufre y la retención de azufre.

Fuente: Los autores; con información de: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

2.1.5 Emisiones de CH₄ de la extracción, procesamiento, almacenamiento y transporte del carbón (Método promedio global)

Se calculan las emisiones generadas por la liberación intencional o no intencional de los gases de efecto invernadero que puede ocurrir durante la extracción, el procesamiento y el transporte del carbón. El CH₄ es el principal gas de efecto invernadero que se emite a través de la minería carbonífera y del manejo de carbón, este cálculo se realiza de acuerdo con la cantidad de carbón producido por el país y un factor de emisión que depende de la cantidad de CH₄ procedente de la actividad.

La ecuación para este método es:

$$\text{Emisiones CH}_4 = \text{Prod. Carbón} \cdot F.Em. \cdot F.Conv.$$

Donde:

Emisiones CH₄ = Emisiones de CH₄ (Gg).

Prod. Carbón = Producción nacional de carbón (10⁶ t)

F. Em. = Factor de emisión para el carbón (m³ CH₄/t carbón)

F. Conv. = Factor de conversión (Gg CH₄/10⁶ m³ CH₄)

En la Tabla A2.4 se presenta una descripción de las variables usadas para el cálculo de las emisiones de CH₄ mediante el método promedio global, incluyendo unidades de medida, características principales y observaciones para la obtención del dato.

Tabla A2.4. Variables utilizadas en el cálculo de emisiones de CH₄ en la extracción de carbón (Método promedio global).

Nombre	Unidad de medida	Descripción	
		Características	Entidad que la recolecta y observaciones
Producción de carbón	10 ⁶ toneladas	Se debe contar con información local sobre: Producción de carbón en minas subterráneas para el cálculo de las emisiones en esta actividad y para las actividades de postminería Producción de carbón en minas a cielo abierto para el cálculo de las emisiones por esta actividad y para las actividades de postminería	El BEN reporta información sobre la producción nacional de carbón mineral; además, la UPME suministra información de la producción nacional de carbón, desagregándola por departamento y región.
Factor de emisión	m ³ CH ₄ /t carbón producido	Factor empleado para estimar las emisiones de CH ₄ a partir de los datos de producción. Los factores de emisión por defecto, reportados en las guías del IPCC, son: Fuente Rango del factor Minas subterráneas (10 a 25) m ³ /t. Minas cielo abierto (0,3 a 2,0) m ³ /t. Post subterránea (0,9 a 4,0) m ³ /t. Post cielo abierto (0 a 0,2) m ³ /t.	Los factores de emisión para la metodología de promedio global, tanto para emisiones generadas en minas subterráneas, minas a cielo abierto y actividades de postminería están dadas por el IPCC.
Factor de conversión	Gg/10 ⁶ m ³	Factor empleado para convertir el volumen de metano (m ³) a unidad de peso. Es la densidad del metano a 20°C y 1 atmósfera de presión. El factor es: 0,67 Gg/10 ⁶ m ³	En el país no se ha llevado a cabo ningún estudio, encaminado a la determinación de estas variables. Se toma la información suministrada por el IPCC.

Fuente: Los autores, con información de: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

2.1.6 Emisiones de CH₄ procedentes de actividades relacionadas con petróleo y gas natural (Método de factores de emisión promedio basados en la producción)

Comprende las emisiones fugitivas provenientes de actividades de petróleo y gas natural, las cuales comprenden toda la producción, recopilación, procesamiento o refinación del gas natural y los productos del petróleo. Las fuentes primarias de estas emisiones pueden incluir las fugas de equipos, pérdidas por evaporación y las emisiones accidentales. Este cálculo se realiza de acuerdo con la cantidad de petróleo o gas natural producido en el país y un factor de emisión que depende de la cantidad de CH₄ procedente de las diferentes actividades.

La ecuación establecida para este método es:

$$\text{Emisiones CH}_4 = \Sigma(\text{Prod. Actividad} * \text{F. Em}).$$

En la cual:

Emisiones CH₄ = Emisiones de CH₄ (Gg).

Prod. Actividad = Producción nacional de petróleo o gas por actividad (PJ).

F. Em. = Factor de emisión para gas o petróleo, según la respectiva actividad (Gg/PJ)

2.1.7 Emisiones de CO₂ por venteo y flameo relacionadas con petróleo y gas natural

Comprende las emisiones fugitivas provenientes de actividades de venteo y flameo (combustión de gases no aprovechados) en la explotación de petróleo y gas natural. Este cálculo se realiza de acuerdo con la cantidad de gases no aprovechados y un factor de emisión que depende del contenido del petróleo o el gas natural, según sea el caso.

La ecuación para este método es:

$$\text{Emisiones CO}_2 = \Sigma(\text{Cant. Actividad}_{ab} \cdot \text{F. Em}_{ab}).$$

Donde:

Emisiones CO₂ = Emisiones de CO₂ (Gg).

Cant. Actividad = Cantidad de combustible por actividad (TJ).

F. Em. = Factor de emisión para gas o petróleo, según la respectiva actividad (Gg/PJ).

a = Tipo de combustible.

b = Sector productivo.

En la Tabla A2.5 se presenta una descripción de las variables usadas para el cálculo de las emisiones de CH₄ mediante el método de factores de emisión promedio basados en la producción y el cálculo de las emisiones de CO₂ por actividades de venteo y flameo, incluyendo unidades de medida, características principales y observaciones para la obtención del dato.

Tabla A2.5. Variables utilizadas en el cálculo de emisiones de CH₄ en las actividades de petróleo y gas natural, y emisiones de CO₂ en las actividades de venteo y flameo (Método factores emisión basados producción)

Nombre	Unidad	Descripción																							
		Características	Notas para la obtención de datos																						
Actividad: Cantidad de petróleo o gas en las diferentes actividades.	PJ 1 PJ = 10 ¹⁵ J	Las diferentes actividades a tener en cuenta son: Para petróleo: Explotación, producción, transporte, refinación, almacenamiento. Para gas: Producción, procesamiento, transmisión y distribución, y otras fugas (para gas residencial consumido y no consumido). Venteo y quema en teas procedentes de la producción de petróleo y gas.	Los datos de actividad se debe obtener de la información local sobre cada una de las actividades con base en los siguientes aspectos: • Para petróleo: <table border="0"> <tr> <td>Actividad</td> <td>Información requerida</td> </tr> <tr> <td>Explotación:</td> <td>Número de pozos perforados.</td> </tr> <tr> <td>Producción:</td> <td>Petróleo producido.</td> </tr> <tr> <td>Transporte:</td> <td>Petróleo transportado en buquetanques.</td> </tr> <tr> <td>Refinación:</td> <td>Petróleo refinado.</td> </tr> <tr> <td>Almacenamiento:</td> <td>Petróleo refinado.</td> </tr> </table> • Para gas natural: <table border="0"> <tr> <td>Actividad</td> <td>Información requerida</td> </tr> <tr> <td>Producción / procesamiento:</td> <td>Gas producido.</td> </tr> <tr> <td>Transmisión y distribución:</td> <td>Gas consumido.</td> </tr> <tr> <td>Otras fugas:</td> <td>Gas residencial y comercial consumido.</td> </tr> <tr> <td>Venteo y quema en teas:</td> <td>Petróleo y gas producidos.</td> </tr> </table> Si no se cuenta con esta información, la Agencia Internacional de Energía y la División de Estadísticas de las Naciones Unidas publican datos energéticos para un gran número de países, los cuales se pueden adoptar teniendo en cuenta los criterios técnicos analizados respecto a las condiciones locales. Para lo anterior, se debe consultar el Manual de referencia, secciones 1.8.2 y 1.8.3. Para el caso colombiano, la información es suministrada por la UPME (BEN) y Ecopetrol (Información sobre la industria petrolera y de gas natural).	Actividad	Información requerida	Explotación:	Número de pozos perforados.	Producción:	Petróleo producido.	Transporte:	Petróleo transportado en buquetanques.	Refinación:	Petróleo refinado.	Almacenamiento:	Petróleo refinado.	Actividad	Información requerida	Producción / procesamiento:	Gas producido.	Transmisión y distribución:	Gas consumido.	Otras fugas:	Gas residencial y comercial consumido.	Venteo y quema en teas:	Petróleo y gas producidos.
Actividad	Información requerida																								
Explotación:	Número de pozos perforados.																								
Producción:	Petróleo producido.																								
Transporte:	Petróleo transportado en buquetanques.																								
Refinación:	Petróleo refinado.																								
Almacenamiento:	Petróleo refinado.																								
Actividad	Información requerida																								
Producción / procesamiento:	Gas producido.																								
Transmisión y distribución:	Gas consumido.																								
Otras fugas:	Gas residencial y comercial consumido.																								
Venteo y quema en teas:	Petróleo y gas producidos.																								
FE _{abc} Factor de emisión	Kg /PJ.	Factor empleado para estimar las emisiones de metano a partir de los datos de actividad.	Son pocos los estudios que se han realizado para estimar factores de emisión; sin embargo, en las guías del IPCC, reportan algunos que fueron desarrollados para cada actividad y para diferentes regiones del mundo (USA, Rusia y Alemania, entre otros). La selección del factor de emisión a emplear debe basarse en el análisis de los estudios que se realizaron para estimar cada uno de ellos y buscar la situación que más se asemeje a las realidades del país. Para tener información sobre los respectivos estudios se debe consultar la sección 1.8.3 del Manual de Referencia de las guías del IPCC. Las Tablas 1-57, 1-60, 1-61, 1-62, 1-63 y 1-67 reportan datos de factores de emisión para las diferentes actividades del gas natural y petróleo de acuerdo con estos estudios. La Tabla 1-58, reporta factores de emisión adicionales que han sido desarrollados a partir de estudios más recientes.																						

Fuente: Los autores, con información de: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

2.2 PROCESO PARA EL CÁLCULO DE EMISIONES DE GEI

Como se indicó anteriormente, el cálculo de las emisiones de GEI generadas por quema de combustibles se llevó a cabo mediante la aplicación de metodologías simples (nivel 1), teniendo en cuenta la información necesaria con base en el nivel de detalle requerido. La estructura de cálculo de emisiones de GEI en el módulo de energía corresponde a la definida en las guías metodológicas del IPCC.

2.2.1 Emisiones de CO₂ por quema de combustibles fósiles (Método de referencia)

Ecuación General:

$$\text{Emisiones de CO}_2 = \sum \left[\left(\text{Cons. Aparente} \cdot F.\text{cons.} \cdot F.\text{Em.} \cdot 10^{-3} \right) - C.\text{Alm.} \right] \cdot C.\text{Oxid} \cdot \frac{44}{12}$$



Etapas del cálculo:

- **Estimación del consumo aparente de combustible en unidades originales:**

Para cada combustible primario:

$$\text{Cons. Aparente} = (P+I) - (E + B_{int} + E)$$

Para cada combustible secundario:

$$\text{Cons. Aparente} = I - (E + B_{int} + E)$$

Donde:

- P = Cantidades de combustibles primarios producidos en el país (excluida la producción de combustibles secundarios).
- I = Cantidades de combustibles primarios y secundarios importados.
- E = Cantidades de combustibles primarios y secundarios exportados.
- B_{int} = *Bunkers* internacionales: cantidades de combustibles primarios y secundarios usados para transporte internacional (aéreo y marítimo).
- E = Aumento o disminución en las existencias de combustibles en el país.

- **Conversión a una unidad común de energía**

Para los combustibles fósiles líquidos empleados en Colombia, se toma la información en unidades de energía (terajulios), tal como se reporta en el BEN.

La información desagregada para combustibles líquidos no energéticos (nafta y bases lubricantes) suministrada por Ecopetrol, se encuentra en unidades de volumen (barriles), por lo tanto, previo al ingreso de los datos de producción, importaciones, exportaciones y cambio en los inventarios, se realiza la conversión a unidades de energía. Para esta conversión se realizan las siguientes operaciones³.

- Multiplicar por el factor: 0,00138 Teracalorías / barril
- Multiplicar por el factor: 4,1868 Tera julios / teracalorías

Los combustibles líquidos empleados en Colombia para el transporte aéreo internacional son: gasolina (avigás) y kerosene para aviones de reacción (*jet fuel*, JP1A o turbocombustible), y para transporte marítimo internacional son gasóleo/fuelóleo (*diesel oil* o ACPM) y fuelóleo residual (*fuel oil*). La información sobre el consumo de estos combustibles se reporta en unidades de volumen (galones), por lo tanto, antes de ingresar el dato sobre bunkers internacionales, se realizan las siguientes operaciones:

- Dividir en el factor: 42 barriles/galón
- Multiplicar por los factores: 0,00122 teracalorías/barril para gasolina.
0,00133 teracalorías/barril para *jet fuel*.
0,00138 teracalorías/barril para *diesel oil*.
0,00148 teracalorías/barril para *fuel oil*.
- Multiplicar por el factor: 4,1868 terajulios/teracalorías.

El BEN reporta de forma agregada, en la categoría de carbón mineral, información para los combustibles primarios fósiles sólidos: carbón coquizable o metalúrgico y otro carbón bituminoso. Para el cálculo (especialmente el cálculo del carbono almacenado) se requiere información desagregada de estos dos combustibles; se cuenta con esta información hasta el año 2003, a partir del 2004 no se tienen datos desagregados. Con este fin, se realizó una revisión de datos históricos hasta el 2003, encontrándose que alrededor del 4% de la producción y exportación anual del total del carbón

³ Factores empleados por la UPME en la elaboración de los Balances Energéticos Nacionales (BEN).

mineral corresponde a carbón metalúrgico. Se aplicó este porcentaje del 4% a la información del año 2004, para obtener la información de los dos tipos de carbón.

Los combustibles fósiles secundarios del carbón: gas del horno de coque y gas del alto horno, se encuentran agregados en el BEN, en la categoría denominada gases industriales. Por requerimientos del cálculo, es necesario obtener información de estos combustibles por separado, por lo tanto, se consultó y procesó la información de las fuentes primarias (reportes de diferentes empresas) empleadas para la elaboración del BEN. Esta información se reporta en unidades de volumen (metros cúbicos); y para el ingreso de los datos para el cálculo se realizaron las siguientes operaciones:

- Multiplicar por los factores: 8.825.000 calorías/metros cúbicos para gas de alto horno.
4.400.000 calorías/metros cúbicos para gas de horno de coque.
- Multiplicar por el factor: 4,1868 terajulios/teracalorías.

Los datos para el combustible fósil sólido secundario: coque del horno de coque, y para el combustible fósil gaseoso: gas natural, se toman tal como se presentan en el BEN, en unidades de energía (terajulios).

Para calcular las emisiones de CO₂ por quema de biomasa, el BEN reporta la información para leña, bagazo y vinazas; estos datos se toman en unidades de energía (terajulios).

- **Multiplicación por los factores de emisión de carbono**

Teniendo en cuenta que el país no posee factores de emisión propios, se emplearon los factores de emisión propuestos en las directrices del IPCC para los inventarios de GEI, versión revisada en 1996, libro de trabajo, página 1.7, Tabla 1-2 (Anexo 2.2). Estos factores de emisión se reportan para cada uno de los combustibles contemplados en el consumo aparente.

- **Cálculo del carbono almacenado**

Para la estimación de las cantidades de nafta, asfalto y lubricantes, se suma la producción nacional de cada uno de ellos en tera julios, la cual es reportada por Ecopetrol, según las cifras de consumo aparente de estos combustibles calculado anteriormente, la información suministrada se encuentra en barriles, por lo cual es necesario llevarla a unidades de energía.

La fracción de carbono almacenado para los combustibles (nafta, asfalto, lubricantes, gas natural, aceites y alquitranes) se toma de la Tabla 1-5 del Manual de referencia de las directrices del IPCC para los inventarios de GEI versión revisada en 1996 (Anexo 2.3), porque a nivel nacional no se cuenta con información detallada.

- **Corrección para dar cuenta del carbono no oxidado**

En el país no se ha efectuado un estudio específico sobre la fracción de carbono oxidada en los combustibles, por lo tanto, se emplean los valores por predeterminados de la Tabla 1-6 del Manual de referencia, de las directrices del IPCC para los inventarios de GEI, versión revisada en 1996 (Anexo 2.4).

- **Conversión a emisiones de CO₂**

Para expresar los resultados como emisiones de CO₂ se emplea la constante que representa el cociente del peso molecular de CO₂ a C, que corresponde a: 44/12.

2.2.2 Emisiones de CO₂ por quema de combustibles fósiles (Método de categoría de fuente)

Ecuación General:

$$\text{Emisiones de CO}_2 = \sum [((\text{Cons. Aparente} \cdot F.\text{cons.} \cdot F.\text{Em.} \cdot 10^{-3}) - C.\text{Alm.}) \cdot C.\text{Oxid} \cdot \frac{44}{12}]$$



Etapas del cálculo:

- **Estimación del consumo de combustible por sector**

En el Balance Energético Nacional (BEN) se reporta el consumo de cada combustible empleado en el país, desglosado para los siguientes sectores y usos:

- Industria de generación y transformación de la energía: centrales térmicas, autoproductores, centros de tratamiento de gas, refinerías, coquerías, altos hornos y carboneras.
- Industria manufacturera y de la construcción: alimentos, bebidas y tabaco; textil y confecciones; calzado y cueros; maderas y muebles; papel e imprenta; químicos; cemento; piedras, vidrio y cerámicas; hierro, acero y no ferrosos; maquinaria y equipos; otros.
- Transporte: pasajeros privado interurbano, pasajeros privado urbano, pasajeros público urbano, carga urbana, carga interurbana, aéreo, fluvial, marítimo y ferroviario.
- Comercial e institucional.
- Residencial: cocción, iluminación, agua caliente, nevera, aire acondicionado, otros.
- Agricultura: tractores, secado de granos, procesamiento agrícola, riego, fumigación.
- Otros.

- **Conversión a una unidad común de energía**

Para el sector de la industria de generación y transformación de la energía, centrales térmicas y otros centros de transformación, se toma el dato de consumo final de cada combustible en unidades de energía (terajulios), reportado en el BEN; asimismo, el consumo final de gas natural, gasolina y GLP en refinerías, y el consumo final de carbón bituminoso en altos hornos. De igual forma se procedió con el combustible utilizado como materia prima para procesos de transformación de energía, como el petróleo en las refinerías, el gas natural en los centros de tratamiento de gas, el carbón metalúrgico en las coquerías, el coque en el alto horno y la leña en las carboneras.

En el sector de la industria manufacturera y de la construcción se emplea el dato del consumo final para cada combustible, en unidades de energía, reportado para las categorías denominadas industrial y construcción del BEN.

Para el sector transporte, el BEN contempla el consumo de combustibles tanto para rutas nacionales como internacionales; por tal razón, se resta el consumo de combustible empleado en rutas internacionales, marítimas y aéreas. Con este fin, se tomó la información reportada en galones por las empresas mayoristas distribuidoras de combustible en el país, realizando las mismas operaciones que contempla el Método de referencia para *bunkers* internacionales.

Para la partida informativa (*bunkers* internacionales) se emplea el dato de consumo de combustibles informado por los distribuidores mayoristas para rutas internacionales (marítimas y aéreas), previo ajuste de unidades ya descrito. Los consumos de combustibles para el transporte aéreo internacional, reportados por las empresas Exxon-Mobil, Texaco y Terpel con sede en Colombia, se agruparon teniendo en cuenta los siguientes tipos de combustibles: gasolina de aviación (AVGAS), turbocombustible JP-1A (AVJET), jet D internacional y jet A internacional, en la categoría de transporte aéreo internacional. En la categoría de transporte marítimo internacional, el consumo de combustible en Colombia se agrupó de la siguiente manera: marine diesel cabotaje, marine gas oil cabotaje, diesel marino, gasóleo marino, marine gas oil, marine diesel bunker internacional y esso marine IFO (Intermediate Fuel Oil) 180 y el IFO 380.

Para los sectores comercial, residencial y otros, se emplea el dato de consumo final para cada combustible en unidades de energía (terajulios) reportado en el BEN. El sector agricultura comprende fuentes móviles y estacionarias. Para las primeras se emplea el dato de consumo final de la subcategoría tractores; para las segundas se emplea el consumo de las demás subcategorías de este sector.

- **Multiplicación por los factores de emisión de carbono**

En las reuniones de la mesa técnica interinstitucional de trabajo del Módulo de energía, y con el aval de expertos nacionales, se acordó emplear los factores de emisión por defecto propuestos por el IPCC; dichos factores se encuentran en las directrices del IPCC para los inventarios de GEI, versión revisada en 1996, libro de trabajo, página 1.7, Tabla 1-2 (Anexo 2.2). Estos factores de emisión están reportados para cada uno de los combustibles que se tienen en cuenta para el consumo aparente.

- **Cálculo de carbono almacenado**

Este paso no fue calculado por las siguientes razones:

Los datos reportados por Ecopetrol sobre nafta, lubricantes y asfaltos corresponden en su totalidad al empleo de estos combustibles con fines no energéticos.

Las naftas se emplean para la preparación de gasolinas (nafta craqueada) o para mezclas de gasolinas y materia prima en refinerías (nafta virgen). Los asfaltos se emplean para construcción y conservación de vías. Las bases lubricantes parafínicas son utilizadas para la fabricación de aceites de alto índice de viscosidad y las nafténicas para la fabricación de lubricantes a baja temperatura. Por usarse como materias primas, las cantidades consumidas de estos combustibles no se incluyen en el consumo industrial y, por lo tanto, tampoco se realiza el cálculo del carbono almacenado.

El consumo de gas natural en centros de tratamiento de gas, así como el consumo de carbón coquizable (metalúrgico) en las coquerías que son usados como materia prima, no se incluyen en el consumo en el sector de energía y transformación, por lo tanto, no se realiza el cálculo del carbón almacenado.

- **Corrección para dar cuenta del carbono no oxidado**

Considerando que aún no se cuenta con un estudio específico sobre la fracción de carbono oxidada en los combustibles colombianos, se hizo uso de los valores predefinidos por el IPCC reportados en la Tabla 1-6 del Manual de referencia (Anexo 2.4).

- **Conversión a emisiones de CO₂**

Para expresar los resultados como emisiones de CO₂ se emplea la constante que representa el cociente del peso molecular de CO₂ a C, que corresponde a la fracción: 44/12.

2.2.3 Emisiones de GEI diferentes al CO₂ por quema de combustibles fósiles (Método de categoría de fuente)

Ecuación general:

$$\text{Emisiones Gas} = \sum ((\text{Cons. Actividad}_{ab} \cdot F.Em_{ab}))$$

Etapas del cálculo:

- **Estimación del consumo de combustibles por sector**

En el Balance Energético Nacional (BEN) se reporta el consumo de cada combustible empleado en el país, para los sectores económicos ya mencionados.

- **Procesamiento de información**

Para estimar el consumo de combustible sectorial se toman los mismos criterios empleados para estimar el consumo de combustible en el cálculo de las emisiones de CO₂, por el Método de Categoría de Fuente.

De acuerdo con los requerimientos del cálculo para cada sector, se requiere agrupar el consumo de los combustibles de la siguiente forma:



- Consumo de carbón. Es la suma del consumo de todos los combustibles fósiles sólidos involucrados en el cálculo de CO₂ por el Método por categoría de fuente: carbón coquizable o metalúrgico, otro carbón bituminoso, coque del horno de coque, gas del horno de coque, gas del alto horno.
- Consumo de gas natural: consumo total de gas natural según el cálculo de CO₂ por el método por categoría de fuente.
- Consumo de petróleo: corresponde a la suma del consumo de todos los combustibles fósiles líquidos que se incluyen en el cálculo de CO₂ por el Método por categoría de fuente: petróleo crudo, gasolina (gasolina motor), kerosene para aviones de reacción (*jet fuel* JP1A o turbocombustible), otros tipos de kerosene, gasóleo/fuelóleo (diesel o ACPM), *fuel óleo* residual (*fuel oil*), GLP y gas de refinería.
- Consumo de gasolina: consumo total de gasolina tenido en cuenta en el cálculo de CO₂ por el método por categoría de fuente para el sector transporte por carretera.
- Consumo de diesel: el consumo total de diesel según el cálculo de CO₂ por el Método por categoría de fuente para el sector transporte por carretera.
- Consumo de leña: consumo total de leña comprendida en el cálculo de CO₂ por el Método por categoría de fuente.
- Consumo de carbón vegetal: consumo definido como «otra biomasa sólida» en el cálculo de CO₂ por el Método por categoría de fuente.
- Consumo de otra biomasa y desperdicios: el consumo definido como «otra biomasa líquida» en el cálculo de CO₂ por el Método por categoría de fuente.

• Selección de los factores de emisión

En las reuniones de la mesa técnica interinstitucional de trabajo del Módulo de energía, y con el aval de expertos nacionales, se acordó emplear los factores de emisión por defecto en el Manual de referencia de las directrices del IPCC para los inventarios de GEI versión revisada en 1996, páginas 1.35 - 1.42 (Anexo 2.5). Estos factores de emisión están reportados para carbón, gas natural, petróleo, madera / residuos de madera, carbón de leña, otra biomasa y residuos.

• Estimación de las emisiones de cada tipo de gas

Para estimar las emisiones de cada tipo de GEI, se efectúa la multiplicación del consumo de combustible en terajulios por el factor de emisión correspondiente para cada gas, combustible y sector.

2.2.4 Emisiones de SO₂ por quema de combustibles (Método de Categoría de Fuente)

Ecuación general:

$$\text{Emisiones } SO_2 = \sum ((\text{Cons. Actividad}_{ab} \cdot F.Em_{ab}))$$

Etapas del cálculo:

• Estimación del consumo de combustible por sector

Para estimar el consumo de combustible en cada sector, el cual se reporta en el BEN, se tienen en cuenta los mismos criterios empleados para estimar el consumo de combustible en el cálculo de las emisiones de CO₂ por el Método por categoría de fuente.

- **Estimación de los factores de emisión para SO₂**

Para estimar los factores de emisión para SO₂ se emplea la fórmula mostrada en la ecuación general del método, por lo tanto, se requiere información sobre porcentaje de contenido de azufre en el combustible, porcentaje de retención de azufre en la ceniza, valor calorífico neto (en TJ/kt) y porcentaje de eficiencia de abatimiento de la tecnología o eficiencia de reducción.

La información sobre el contenido de azufre en los diferentes combustibles se tomó de las siguientes fuentes:

- Petróleo: basado en la información suministrada por Ecopetrol para la Primera Comunicación Nacional se tomó el dato para el crudo de Castilla.
- Combustibles fósiles líquidos: con base en el catálogo de productos de Ecopetrol publicado en la página WEB de la empresa.
- Carbón: de la información suministrada por la UPME sobre la caracterización de los carbones del país; se tomó un ponderado teniendo en cuenta la producción por zonas.
- Gas natural. Se tomó el dato suministrado por la gerencia de comercialización de gas de Ecopetrol. Este dato corresponde al azufre de los mercaptanos y H₂S.
- Para biomasa se tomaron los datos reportados por el IPCC en el Manual de referencia Tabla 1-12, página 1.44.

Puesto que la información sobre la retención de azufre en las cenizas para los combustibles líquidos y la biomasa es mínima, ésta puede ser despreciada⁴. El dato de retención de azufre en las cenizas para el carbón corresponde al valor por defecto sugerido por el IPCC en el Manual de referencia versión revisada en 1996 (1997), página 1.44. Para hallar la eficiencia de reducción (abatimiento) se tomó el valor más bajo sugerido por el IPCC, debido a que no existen datos consolidados a nivel nacional⁵.

- **Información sobre el valor calórico neto de los diferentes combustibles**

Se tomó de las siguientes fuentes:

- Para combustibles fósiles líquidos: de la información suministrada por Ecopetrol, incluida en la Primera Comunicación Nacional.
- Para el carbón, gas natural y biomasa, se optó por los factores de conversión empleados por la UPME para la elaboración de los Balances Energéticos Nacionales.

En el cálculo del factor de emisión del gas natural, el contenido de azufre se expresa en g/m³, por lo tanto no se divide por 100 en la fórmula, y el valor calórico neto se da en kJ/m³.

- **Estimación de las emisiones**

Para estimar las emisiones de SO₂, se efectúa la multiplicación del consumo de combustible en terajulios por el factor de emisión estimado para cada combustible y sector.

2.2.5 Emisiones de CH₄ de la extracción, procesamiento, almacenamiento y transporte del carbón (Método promedio global)

Ecuación general:

$$\text{Emisiones } CH_4 = \text{Prod. Carbón} \cdot F.Em. \cdot F.Conv.$$

4 IPCC, manual de referencia versión 1996, página 1.44

5 Ibid, p. 1.44



Etapas del cálculo:

- **Estimación de la cantidad de carbón producido**

Si bien la información sobre la cantidad de carbón producido durante los años 2000 y 2004 está clasificada por zonas carboníferas, ésta no determinó si la mina es en cielo abierto o subterránea; de la misma manera, no establece el tipo de producción implementado para la explotación del carbón. Por lo tanto, previo al ingreso de los datos, se realizaron las siguientes actividades:

- Dividir en 1.000 el dato de producción total de carbón para realizar la conversión de miles de toneladas a millones de toneladas.
- Multiplicar por 0,74 el total de producción de carbón para obtener la cantidad de carbón producida en minería a cielo abierto.
- Multiplicar por 0,26 el total de producción de carbón para obtener la cantidad de carbón producida en minería subterránea.

- **Multiplicación por el factor de emisión**

Con base en las limitaciones de los factores de emisión propios se emplearon los factores de emisión predefinidos en el Manual de referencia de las guías del IPCC. Según la fuente, los factores de emisión son los siguientes:

Fuente	Rango del factor
Minas subterráneas:	(10 a 25) m ³ /t.
Minas a cielo abierto:	(0,3 a 2,0) m ³ /t.
Postminería subterránea:	(0,9 a 4,0) m ³ /t.
Postminería cielo abierto:	(0 a 0,2) m ³ /t.

- **Multiplicación por el factor de conversión para obtener las emisiones de CH₄ en Gg**

Se empleó un factor para convertir el volumen de metano (m³) a unidad de peso, de acuerdo con la densidad del metano a 20°C y 1 atmósfera de presión. Se empleó el factor dado por las guías del IPCC en el Manual de Referencia: 0,67 Gg/10⁶ m³.

2.2.6 Emisiones de CH₄ de actividades relacionadas con petróleo y gas natural (Método de factores de emisión promedio basados en la producción)

Ecuación general:

$$Emisiones CH_4 = Prod. Carbón \cdot F.Em. \cdot F.Conv.$$

Etapas del cálculo:

- **Estimación de los datos de actividad**

Se contó tanto con estadísticas operativas de Ecopetrol para la información de actividades de petróleo (explotación, producción, transporte, refinación, almacenamiento), como de gas (producción, procesamiento, transmisión y distribución, y otras fugas para consumo de gas residencial y no residencial), de venteo y quema en teas.

La información suministrada por Ecopetrol de las actividades del petróleo se encuentra en barriles. Por requerimientos del cálculo, esta información debe ingresarse en unidades de energía: petajulios (10E15 julios); entonces, previamente se realizaron las siguientes operaciones:

- Dividir con el factor: 1.000 barril/kbarril
- Multiplicar por el factor: 1,38 Tcal/kbarril
- Multiplicar por el factor: 4,1868 TJ/Tcal
- Multiplicar por 10^{-3} PJ/TJ

La información para actividades del gas suministrada por Ecopetrol se encuentra en unidades de energía (MBTUD). Por requerimientos del cálculo, esta información debe ingresarse en unidades de energía: petajulios ($10E15$ julios); por lo tanto, previamente se realizan las siguientes operaciones:

- Multiplicar por 365 MBTUD/MBTU
- Multiplicar por el factor 106 BTU/MBTU
- Multiplicar por el factor 1.055,06 J/BTU
- Multiplicar por: $10E15$ PJ/J

• Multiplicación por el factor de emisión

Son pocos los estudios que se han realizado para estimar estos factores de emisión, sin embargo, en las guías del IPCC se reportan algunos que fueron desarrollados para cada actividad y para diferentes regiones del mundo, entre otros, Estados Unidos, Rusia y Alemania. Para la selección del factor de emisión, se analizan los estudios realizados para su estimación y se asume el que más represente la realidad del país. Para tener información sobre los respectivos estudios, consultar la sección 1.8.3 del Manual de referencia de las guías del IPCC.

Para la selección de los factores de emisión para las diferentes actividades de gas y petróleo, se usan los valores que por defecto reporta el Manual de referencia de las guías del IPCC, versión revisada 1996 en las Tablas 1-57, 1-60, 1-61, 1-62, 1-63 y 1-67. Como en la Tabla 1-58 se reportan factores de emisión adicionales que han sido desarrollados a partir de estudios más recientes para el resto del mundo, se emplearon estos factores en el cálculo (Anexo 2.6).

• Multiplicación por el factor de conversión para obtener las emisiones de CH_4 en Gg

Para obtener las emisiones de CH_4 en gigagramos, se debe aplicar el siguiente factor de conversión: 10^{-6} Gg/kg.

2.2.7 Emisiones de CO_2 procedentes de actividades de venteo y flameo relacionadas con petróleo y gas natural

Ecuación general:

$$Emisiones\ CO_2 = \sum (Cant.\ Actividad_{ab} \cdot F.\ Em_{ab}).$$

Etapas del cálculo:

• Estimación del consumo de combustible por sector

En el Balance Energético Nacional (BEN) se reporta el valor del gas natural no aprovechado, es decir, el gas venteado y flameado en teas en los campos petroleros del país; el cual es tomado para realizar el cálculo.

• Conversión a una unidad común de energía

El dato sobre gas natural no aprovechado del BEN se genera en la unidad de energía requerida para el cálculo, terajulios y no se emplea factor de conversión.



- **Multiplicación por los factores de emisión de carbono**

Se emplea el factor de emisión por defecto propuesto por el IPCC para gas natural (15,3 t C/TJ). Este valor se reporta en las directrices del IPCC para los inventarios de GEI, versión revisada en 1996, libro de trabajo, página 1.7, Tabla 1-2, libro en español (Anexo 2.2).

- **Cálculo del carbono almacenado**

Este paso no se calcula, porque todo el valor relacionado con el consumo corresponde a fines energéticos.

- **Corrección para dar cuenta del carbono no oxidado**

Se toma el valor por defecto propuesto por el IPCC para gas natural (0,995). Este valor se reporta en la Tabla 1-6 del Manual de referencia.

- **Conversión a emisiones de CO₂**

Para expresar los resultados como emisiones de CO₂ se emplea la constante que representa el cociente del peso molecular de CO₂ a C, que corresponde a 44/12.