



**COMISIÓN DE COOPERACIÓN
ECOLÓGICA FRONTERIZA**



Center for Climate Strategies
Helping States and the Nation Tackle Climate Change

EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN BAJA CALIFORNIA Y PROYECCIONES DE CASOS DE REFERENCIA 1990-2025

**EN COLABORACIÓN CON EL GOBIERNO DEL
ESTADO DE BAJA CALIFORNIA**



JUNIO 2010

Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025.

Autores: Daniel Chacón Anaya
María Elena Giner
Mario Vázquez Valles
Stephen M. Roe
Juan A. Maldonado
Holly Lindquist
Brad Strobe
Rachel Anderson
Cristina Quiroz
Jackson Schreiber

ISBN: 978-607-8021-06-2

ISBN: 978-607-8021-06-2



© BECC-COCEF
1ª. edición, 2010
Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza
Border Environment Cooperation Commission
Blvd. Tomás Fernández núm. 8069
Ciudad Juárez, Chihuahua, 32470
Tel. (52-656) 688-4600
Impreso en México - Printed in Mexico
Impreso en papel reciclado 24 libras

Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025 / Daniel Chacón Anaya, María Elena Giner, Mario Vázquez Valles, Stephen M. Roe, Juan A. Maldonado, Holly Lindquist, Brad Strode, Rachel Anderson, Cristina Quiroz, Jackson Schreiber. 1ª. ed. Ciudad Juárez, Chih.: Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza, 2010. 131 p.; 27 cm.

Incluye bibliografía

ISBN: 978-607-8021-06-2

Este informe es una evaluación preliminar de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) durante el periodo de 1990 a 2005, así como una proyección de las emisiones hasta el 2025. El inventario y proyección sirve como un punto de partida para apoyar al estado con un panorama completo de las emisiones de GEI actuales y las posibles emisiones futuras en Baja California. Este estudio es fundamental para la elaboración del Plan Estatal de Acción Climática (PEAC). El inventario y las proyecciones comprenden los seis tipos de gases que se incluyen en el inventario nacional de emisiones de GEI de México y comúnmente se reportan en los informes internacionales conforme al Protocolo de Kioto: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs), y hexafluoruro de azufre (SF₆). Las emisiones de estos GEI se presentan usando una métrica común, el CO₂ equivalente (CO₂e).

1. Gases de efecto invernadero – Baja California, México – Estadísticas (1990-2005)
2. Gases de efecto invernadero - Baja California, México – Proyecciones (2025)
3. Gases de efecto invernadero – Baja California, México – Plan Estatal de Acción Climática
4. Gases de efecto invernadero – Aspectos ambientales – Baja California, México

TD885.8G56 E55 2010



**COMISIÓN DE COOPERACIÓN ECOLÓGICA FRONTERIZA
(COCEF)**

**EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN BAJA
CALIFORNIA Y PROYECCIONES DE CASOS DE REFERENCIA
1990-2025**

**CONTRATO NO. CONTA09-038
PID 2023**

Elaborado por:

Stephen M. Roe, Juan A. Maldonado, Holly Lindquist, Brad Strode, Rachel Anderson,
Cristina Quiroz, and Jackson Schreiber

The Center for Climate Strategies
1899 L Street, Suite 900
Washington, DC 20036

Con apoyo de la

Secretaría de Protección al Ambiente del Gobierno del Estado de Baja California

Revision Junio de 2010
Impresión Octubre de 2010



The Center for Climate Strategies
Helping States and the Nation Tackle Climate Change

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente.]

Agradecimientos

Agradecemos todo el tiempo y el apoyo que nos brindaron a las diversas instancias del Estado de Baja California, así como a los estados vecinos y a las dependencias federales. Nuestro agradecimiento en particular al Lic. Sócrates Bastida y al Dr. Efraín Nieblas de la Secretaría de Protección al Medio Ambiente (SPA); Biol. Julia Martínez e Ing. Luis Conde del Instituto Nacional de Ecología (INE); Mtro. Daniel Chacón e Ing. María Elena Giner, PE; de la Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (COCEF).

Los autores también desean expresar su agradecimiento a los señores Michael Lazarus, Maureen Mullen, Stephen Roe y Randy Strait del Centro de Estrategias Climáticas [Center for Climate Strategies (CCS)], así como a los Doctores Gabriela Muñoz, Teresa Cavazos y Rafael Cueto del Plan Estatal de Acción Climática de Baja California (PEAC-BC) quienes aportaron valiosos comentarios durante el desarrollo de este informe.

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente.]

Contenido

Página

Agradecimientos	ii
Acrónimos y Términos Importantes	v
Resumen Ejecutivo	vii
Resumen de Resultados Preliminares	1
Introducción	1
Emisiones Históricas.....	3
Descripción General.....	3
Proyecciones de Casos de Referencia.....	10
Incertidumbres Claves y Pasos Sigüientes.....	12
Enfoque	13
Metodología General	13
Principios y Lineamientos generales	16
Apéndice A. Suministro y Consumo de Electricidad	A-1
Apéndice B. Quema de Combustible Residencial, Comercial, e Industrial (RCI).....	B-1
Apéndice C. Consumo de Energía en el Transporte	C-1
Apéndice D. Procesos Industriales y Uso de Productos	D-1
Apéndice E. Industrias de Combustibles Fósiles	E-1
Apéndice F. Agricultura.....	F-1
Apéndice G. Manejo de Residuos.....	G-1
Apéndice H. Silvicultura y Uso de Suelo	H-1
Apéndice I. Recomendaciones del INE para la siguiente actualización de los Inventarios de GEI	I-1

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente.]

Acrónimos y Términos Importantes

AR – Aguas Residuales

bbls – Barriles

Btu – Unidad Térmica Británica

DBO – Demanda Bioquímica de Oxígeno

C – Carbono

CaCO₃ – Carbonato de Calcio

CCS – Center for Climate Strategies [*Centro de Estrategias Climáticas*]

CFCs – Clorofluorocarbonos

CH₄ – Metano

CHP – Combined Heat and Power [*Calor y Energía Combinados*]

CO₂ – Dióxido de Carbono

CO₂e – Dióxido de Carbono Equivalente

CONAFOR – Comisión Nacional Forestal

EE.UU – Estados Unidos de América

EIIP – Emission Inventory Improvement Program [*Programa de Mejoras a los Inventarios de Emisiones*]

Gg – Giga gramo

GEI – Gases de Efecto Invernadero

GLP – Gas Licuado de Petróleo

GWh – Giga watt-hora

H₂CO₃ – Acido Carbónico

HCC – Herramienta Calculadora de Carbono

HFCs – Hidrofluorocarbonos

HCFCs – Hidroclorofluorocarbonos

HEA – Horno Eléctrico de Arco

HNO₃ – Acido Nítrico

INEGI – Instituto Nacional de Estadística y Geografía

IPCC – International Panel on Climate Change [*IPCC-Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático*]

kg – Kilogramo

kWh – Kilowatt-hora

lb – Libra

LFGTE – Landfill Gas Collection System and Landfill-Gas-to-Energy [*Sistema de Recolección de Gases de Relleno Sanitario y Biogás-a-energía*]

Mg – Mega gramos

MMBtu – Millón de unidades térmicas británicas

MTm – Millón de toneladas métricas

MTmCO₂e – Millón de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente

N₂O – Óxido Nitroso

NEMS – National Energy Modeling System [*Sistema Nacional de Modelaje de Energía*]

NH₃ – Amoniacó

OEIDRUS - Oficina Estatal de Información para el Desarrollo Rural Sustentable

PMC – Productos de Madera Cosechada

RS – Relleno Sanitario

PCG – Potencial de Calentamiento Global

PFCs – Perfluorocarbonos

ppb – Partes por billón

ppm – Partes por millón

ppmv – Partes por millón por volumen

ppt – Partes por trillón

RCI – Residencial, Comercial, e Industrial

RSM – Residuos Sólidos Municipales

SACO – Sustancias Agotadoras de la Capa de Ozono

SEMARNAT – Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

SENER – Secretaría de Energía

SF₆ – Hexafluoruro de azufre

SIACON -- Sistema de Información Agropecuaria de Consulta

SIT – State Greenhouse Gas Inventory Tool [*Herramienta para inventarios estatales de gases de efecto invernadero*]

T&D – Transmisión y Distribución

Tm – Tonelada métrica (equivalente a 1.102 toneladas cortas [toneladas americanas])

US EPA – United States Environmental Protection Agency [Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos]

Resumen Ejecutivo

La Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (COCEF) cuyo principal objetivo es apoyar proyectos ambientales para mejorar el medio ambiente y la salud humana en la frontera entre los EUA y México, ha venido implementando diversas acciones para apoyar a los estados fronterizos mexicanos para que elaboren su Plan Estatal de Acción Climática (PEAC); uno de los insumos más importantes para el PEAC es el inventario y pronóstico de los Gases de Efecto de Invernadero (GEI); con este objetivo se contrató al Centro de Estrategias Climáticas (*Center for Climate Strategies*, CCS) para que en colaboración con la Secretaría de Protección al Medio Ambiente del gobierno del estado de Baja California (SPA), se llevara a cabo una evaluación preliminar de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) durante el periodo de 1990 a 2005, así como una proyección de las emisiones hasta el 2025. SPA aportó el liderazgo y coordinación necesaria para la elaboración de este inventario como insumo a la iniciativa del Plan Estatal de Acción Climática de Baja California (PEAC-BC). El inventario y proyección sirve como un punto de partida para apoyar al estado con un panorama completo de las emisiones de GEI actuales y las posibles emisiones futuras en Baja California.

Se calcularon las emisiones antropogénicas de GEI y los sumideros antropogénicos (almacenamiento de carbono) de 1990 a 2025. Las estimaciones históricas sobre emisiones de GEI (1990 a 2005)¹ se elaboraron usando una serie de principios y lineamientos generalmente aceptados para los inventarios estatales de emisiones de GEI, con base en datos y cifras específicas sobre Baja California en la medida de lo posible. Las proyecciones iniciales de los casos de referencia (2006-2025) se sustentan en una compilación de proyecciones sobre la producción de energía, el consumo de combustible y otras actividades generadoras de GEI en Baja California, las cuales se basan en las proyecciones oficiales del gobierno y alternativamente en la extrapolación de tendencias históricas. Las fuentes de datos, métodos y los resultados detallados por nivel de sector se describen en los apéndices.

El inventario y las proyecciones comprenden los seis tipos de gases que se incluyen en el inventario nacional de emisiones de GEI de México y comúnmente se reportan en los informes internacionales conforme al Protocolo de Kioto: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs), y hexafluoruro de azufre (SF₆). Las emisiones de estos GEI se presentan usando una métrica común, el CO₂ equivalente (CO₂e), la cual indica la aportación relativa de cada gas, por masa unitaria, al forzamiento radiativo global promedio con base en el potencial de calentamiento global (PCG) ponderado.²

Como se indica en el Cuadro ES-1, las actividades en Baja California constituyeron aproximadamente 16.1 millones de toneladas métricas de emisiones *brutas basadas en*

¹ El último año de datos históricos disponibles es distinto según el sector, oscilando entre el 2000 y el 2005.

² Los cambios en las concentraciones atmosféricas de GEI pueden alterar el equilibrio de las transferencias de energía entre la atmósfera, el espacio, la tierra y los océanos. Uno de los indicadores de estos cambios se denomina forzamiento radiativo, el cual es sencillamente la medida de los cambios en la energía disponible en el sistema Tierra-atmósfera (IPCC, 1996). Manteniendo todo lo demás constante, los incrementos en las concentraciones de GEI en la atmósfera producirán un forzamiento radiativo positivo (es decir, un incremento neto en la absorción de energía por parte de la Tierra), <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>. Las estimaciones de las emisiones de CO₂e se basan en los valores de potencial de PCG listado en el Reporte de la Segunda Evaluación del IPCC (SAR)



*producción*³ de CO₂e (MTmCO₂e) en 2005, una cantidad igual a alrededor del 2.4% de las emisiones brutas de GEI de México en el 2005, excluyendo los sumideros de carbono, tales como reservas de carbono en zonas forestales. En Baja California, las emisiones brutas de GEI basadas en el consumo aumentaron en un 112% de 1990 al 2005, mientras que en el ámbito nacional, aumentaron en solamente un 31% en el mismo lapso. El aumento en las emisiones en Baja California de 1990 al 2005 se relaciona principalmente con el consumo de electricidad y las actividades de transporte.⁴

En este informe también se incluyen estimaciones iniciales sobre los sumideros de carbono que se encuentran dentro de las zonas boscosas de Baja California. Sin embargo, aún se necesita trabajar más para poder comprender mejor las emisiones/los sumideros de CO₂ en las zonas arboladas urbanas, los cambios en el uso de suelo, y las prácticas de cultivo que generan cambios en los suelos agrícolas. Por otro lado, existe mucha necesidad de depurar aún más las estimaciones iniciales sobre los sumideros forestales que se presentan en este informe (Ej. contabilizar las pérdidas/ganancias en zonas forestales; ver Apéndice H). Al optimizar las estimaciones sobre sumideros de carbono forestal y agrícola podría haber cambios sustanciales en las estimaciones iniciales de este informe. Las estimaciones actuales indican que en el 2005 se almacenaron en la biomasa forestal de Baja California alrededor de 0.35 MTmCO₂e. La inclusión de este sumidero forestal arroja un resultado de 15.8 MTmCO₂e en emisiones *netas basadas en producción* en Baja California para el 2005.

En la figura ES-1 se comparan las emisiones brutas de producción per cápita y por unidad de derrama económica en México y en el Estado.⁵ En una base per cápita, Baja California emitió alrededor de 4.78 toneladas métricas de CO₂e (MTmCO₂e) bruto en 1995, una cifra menor que el promedio nacional de 5.96 MTmCO₂e en 1995. Desde 1995 las emisiones per cápita en Baja California aumentaron a 5.67 MTmCO₂e en el 2005, mientras que las emisiones per cápita en México aumentaron a 6.35 MTmCO₂e en el mismo año. Las emisiones de Baja California han crecido más rápido que a nivel nacional; sin embargo, la población ha crecido aun más rápido. Por lo tanto, las emisiones per cápita en el estado no han alcanzado el nivel nacional. El crecimiento económico de Baja California excedió el crecimiento de las emisiones para el periodo de 1995-2000, lo cual generó un declive en las estimaciones de emisiones de GEI por unidad de producto estatal. Sin embargo, en el periodo de 2000 a 2005, las emisiones por unidad de producto bruto en el estado estuvieron casi constantes.

Tal como se ilustra en la Figura ES-2 y se indica en forma numérica en el Cuadro ES-1, conforme a las proyecciones de los casos de referencia, las emisiones brutas de GEI en Baja California continúan aumentando y se proyecta que lleguen a los 27.0 MTmCO₂e para el año

³ De las emisiones "brutas" se excluyen las emisiones de GEI eliminadas (secuestradas) debido a la actividad forestal y otros usos de suelo. Asimismo, de las emisiones "basadas en el consumo" se excluyen las emisiones de GEI relacionadas con la electricidad para exportación.

⁴ La comparación con los resultados nacionales proviene de la publicación oficial titulada: *México, Tercera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. México: INE-SEMARNAT, 2006. Disponible en www.ine.gob.mx. Los valores disponibles sobre emisiones anuales fueron del orden de 498,747.57 y 618,071.73 giga gramos en 1990 y 2002, respectivamente. Las emisiones del 2005 se obtuvieron a partir de estos valores, con un resultado de 655,477 giga gramos.

⁵ Datos históricos de población disponibles del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). Se contó con las proyecciones de población por parte de la Comisión Nacional de Población (CONAPO).

2025. Esto representaría un incremento del 282% por encima de los niveles de 1990. Como se muestra en la Figura ES-3, se proyecta que el sector transporte será el contribuyente más grande en el aumento de las emisiones en Baja California, seguido de las emisiones del sector eléctrico. Las emisiones históricas del sector eléctrico experimentaron un crecimiento rápido durante el periodo 1990-2005 debido a la expansión del sector eléctrico a partir del 1999 la cual añadió dos plantas de ciclo combinado a combustión de gas natural.

Existen algunas lagunas de información en este análisis, particularmente con respecto a las proyecciones de los casos de referencia. Las tareas primordiales para resolver dichas lagunas consisten en el análisis y la actualización de los generadores de emisiones claves en las emisiones de GEI en el futuro de Baja California (como los supuestos sobre el índice de crecimiento para la generación y el consumo de electricidad, el consumo de combustible para transporte, los procesos industriales, y el consumo de combustible RCI). En los Apéndices A al H se presentan los métodos detallados, las fuentes de datos, y los supuestos que se consideraron para cada sector generador de GEI, además de que también se incluyen las descripciones de las incertidumbres significativas en las estimaciones de las emisiones y/o los métodos, y se sugieren los siguientes pasos para depurar el inventario y las proyección de casos de referencia.

Cuadro ES-1. Emisiones de GEI Históricas y de Casos de Referencia en Baja California por Sector

(Millones de Toneladas Métricas de CO ₂ e)	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
En base al consumo energético	5.9	8.2	10.5	13.7	16.4	18.2	20.6	23.5
Basado en Consumo de Electricidad	1.16	1.97	3.35	5.46	6.19	6.63	7.83	9.57
Basado en Producción de Electricidad	1.70	2.46	2.81	5.96	6.87	7.73	8.87	9.70
Gas/Aceite de Diesel	0.01	0.02	0.21	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Gas Natural	0.00	0.00	0.63	5.75	6.87	7.72	8.86	9.69
Combustóleo	1.68	2.44	1.97	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00
Electricidad Importada	-0.54	-0.49	0.54	-0.49	-0.69	-1.10	-1.03	-0.13
Res/Com/Ind (RCI)	1.09	1.33	1.44	1.33	1.86	1.97	2.12	2.28
Gas/Aceite de Diesel	0.09	0.13	0.15	0.20	0.26	0.30	0.34	0.39
Gas Licuado de Petróleo	0.79	0.78	0.69	0.71	0.74	0.80	0.87	0.94
Gas Natural	0.20	0.19	0.26	0.27	0.69	0.73	0.78	0.83
Combustóleo	0.00	0.22	0.33	0.16	0.16	0.14	0.13	0.12
Biocombustibles Sólidos: Leña	0.002	0.002	0.003	0.003	0.003	0.004	0.004	0.005
Transporte	3.63	4.93	5.69	6.86	8.28	9.57	10.60	11.64
Transportación Carretera-Gasolina	2.08	3.46	3.76	4.53	5.45	6.27	6.88	7.50
Transportación Carretera-Diesel	1.16	0.78	0.79	1.42	1.83	2.17	2.45	2.73
Transportación Carretera-GLP	0.00	0.00	0.12	0.15	0.08	0.07	0.07	0.07
Aviación	0.32	0.43	0.54	0.48	0.64	0.75	0.87	0.98
Embarcaciones Marítimas	0.05	0.25	0.47	0.28	0.26	0.29	0.31	0.33
Ferrocarril	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03
Industria de Combustibles Fósiles	0.00	0.00	0.00	0.01	0.05	0.05	0.05	0.05
Transmisión GN – tubería	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Trans. GN-Almacenamiento de compresor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.04	0.04	0.04
Distribución	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01
Procesos Industriales	0.30	0.41	0.65	0.76	0.91	1.11	1.30	1.49
Producción de Cemento	0.24	0.31	0.49	0.53	0.70	0.84	0.99	1.13
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	0.05	0.08	0.13	0.17	0.13	0.15	0.18	0.20
Sustitutos de SACO	0.01	0.02	0.03	0.05	0.08	0.11	0.13	0.16
Manejo de Residuos (Bruta)	0.40	0.50	0.60	0.72	0.61	0.80	1.01	1.20
Aguas Residuales Domesticas	0.17	0.21	0.25	0.28	0.32	0.36	0.41	0.46
Rellenos Sanitarios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Quema a Cielo Abierto	0.20	0.24	0.30	0.37	0.22	0.37	0.53	0.66
Almacenamiento de Carbono en Rellenos San.	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08
Agricultura	0.43	0.43	0.47	0.49	0.53	0.58	0.63	0.68
Fermentación Entérica	0.22	0.24	0.26	0.28	0.31	0.34	0.38	0.42
Manejo de Estiércol	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Suelos Manejados	0.20	0.18	0.21	0.20	0.21	0.23	0.24	0.25
Silvicultura y Uso de Suelo	-0.23	-0.21	-0.23	-0.26	-0.22	-0.22	-0.22	-0.22
Forestal (flujo de carbono)	-0.26	-0.24	-0.25	-0.25	-0.24	-0.24	-0.24	-0.24
Agríc. Arboles Perennes (flujo de carbono)	-0.02	0.00	-0.02	-0.02	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
Quemas Forestales (sin emisiones de CO ₂)	0.05	0.04	0.03	0.01	0.05	0.05	0.05	0.05
Basados en Consumo Bruto de Emisiones	7.05	9.60	12.23	15.63	18.48	20.77	23.60	26.97
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	36%	73%	122%	162%	194%	235%	282%
Sumideros de Emisiones	-0.32	-0.32	-0.34	-0.36	-0.38	-0.39	-0.41	-0.43
Emisiones Netas (incl. forestal*)	6.73	9.28	11.88	15.27	18.10	20.37	23.19	26.54
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	38%	76%	127%	169%	203%	244%	294%
Basados en Producción Bruto de Emisiones	7.59	10.09	11.68	16.13	19.16	21.86	24.64	27.10
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	33%	54%	112%	152%	188%	224%	257%
Emisiones Netas (incl. forestal*)	7.28	9.77	11.34	15.76	18.79	21.47	24.22	26.67
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	34%	56%	117%	158%	195%	233%	267%

Figura ES-1. Emisiones brutas de GEI Históricas en Baja California y a Nivel Nacional, per Cápita y por Unidad de Derrama Económica⁶

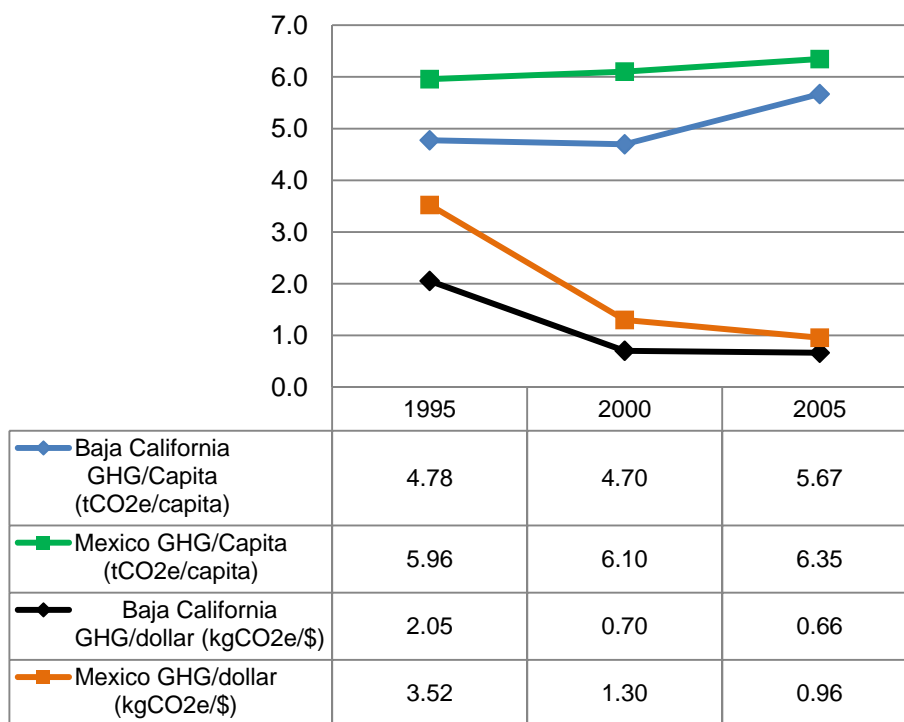
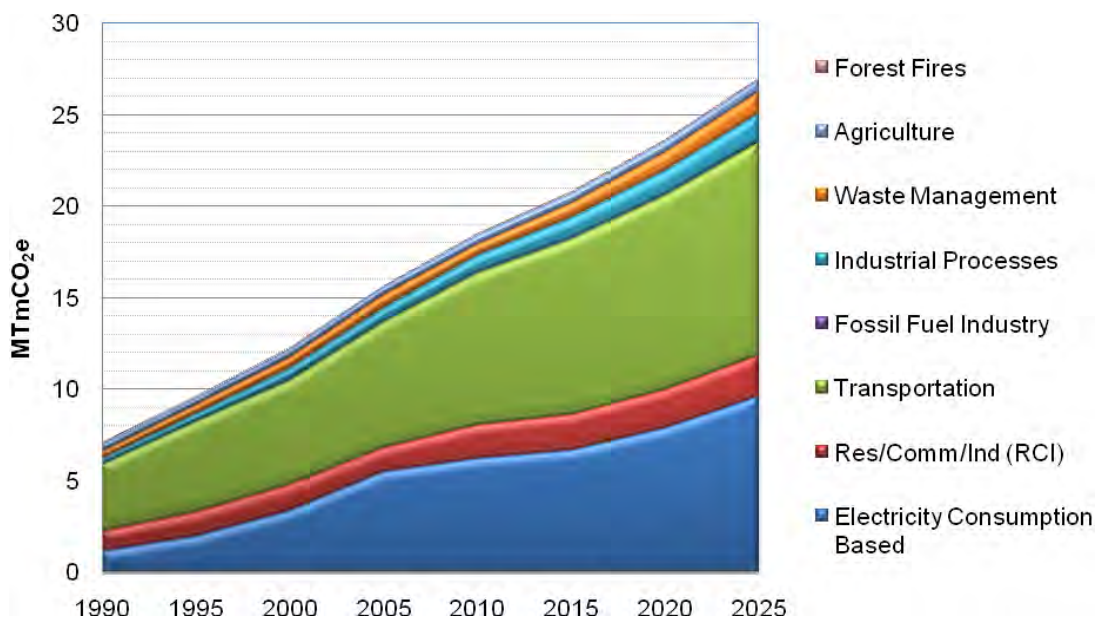
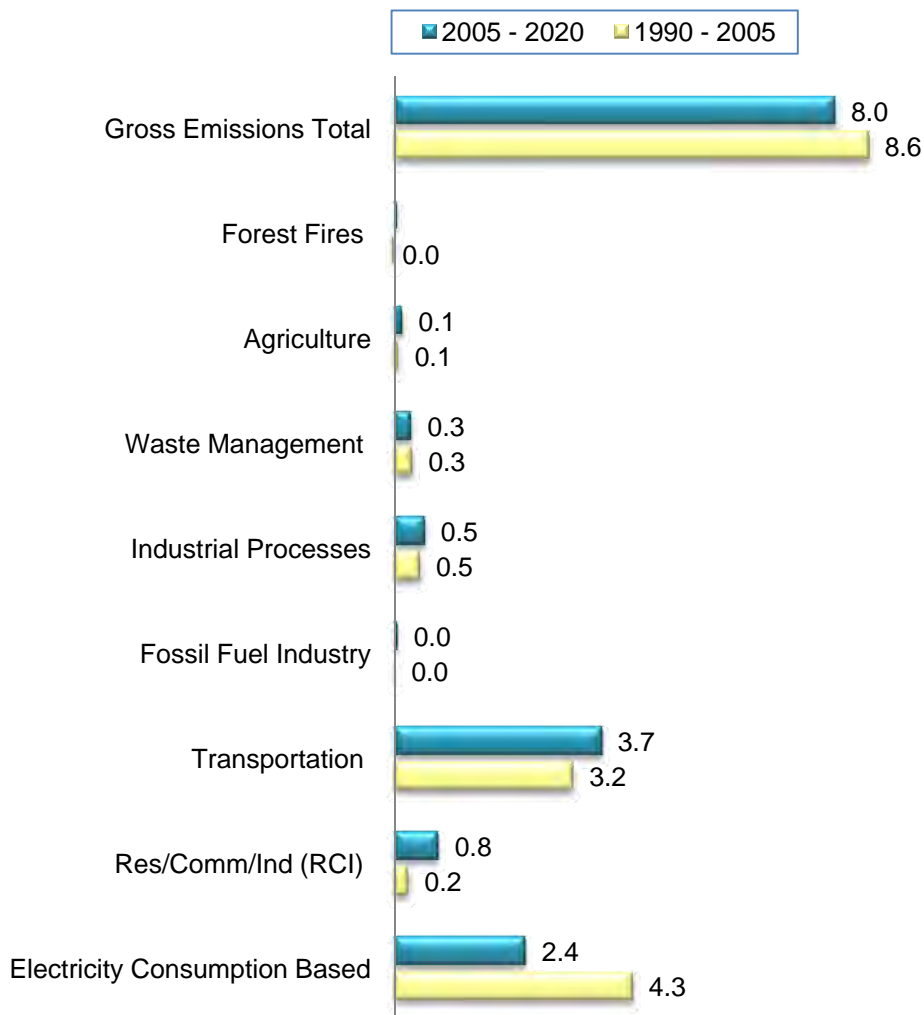


Figura ES-2. Emisiones brutas de GEI basadas en el Consumo en Baja California por Sector, 1990-2025



⁶ Actividad económica expresada en valores del 2006. Información extraída del INEGI y del Banco de Información Económica.

Figura ES-3. Contribuciones por Sector al Aumento en las Emisiones Brutas en Baja California, 1990-2020: Proyecciones de Casos de Referencia (Con base en MTmCO₂e)



Res/Com – consumo directo de combustible en sectores residenciales y comerciales. SACO – sustancia agotadora de la capa de ozono. Las emisiones relacionadas con otros procesos industriales incluyen todas las industrias identificadas en el Apéndice D, con excepción de las emisiones relacionadas con los sustitutos de las SACO que se muestran por separado en esta gráfica. Los datos sobre los estados de EE.UU. indican que se espera un alto nivel de aumento en las emisiones de los sustitutos de las SACO. Incendios forestales-incluyen solamente emisiones de metano y óxido nítrico. Manejo de residuos-las emisiones excluyen el almacenamiento de carbono en rellenos sanitarios.

Resumen de Resultados Preliminares

Introducción

La Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (COCEF) cuyo principal objetivo es apoyar proyectos ambientales para mejorar el medio ambiente y la salud humana en la frontera entre los EUA y México, ha venido implementando diversas acciones para apoyar a los estados fronterizos mexicanos para que elaboren su Plan Estatal de Acción Climática (PEAC); uno de los insumos más importantes para el PEAC es el inventario y pronóstico de los Gases de Efecto de Invernadero (GEI), con este objetivo se contrató al Centro de Estrategias Climáticas (*Center for Climate Strategies*, CCS), que elaboró este informe en colaboración de la Secretaría de Protección al Ambiente del gobierno del Estado de Baja California (SPA). SPA aportó el liderazgo y coordinación necesaria para la elaboración de este inventario como insumo a la iniciativa del Plan Estatal de Acción Climática de Baja California (PEAC-BC). En él se presenta una evaluación preliminar de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y sumideros antropogénicos en el Estado del año 1990 al 2025. El inventario y proyección constituye un punto inicial para que el Estado tenga un panorama completo de las emisiones de GEI actuales y las posibles emisiones de GEI futuras en Baja California, por lo cual pueden servir para informar una posterior identificación y análisis de opciones para la aplicación de políticas tendientes a mitigar las emisiones de GEI.

Las estimaciones históricas sobre emisiones de GEI (1990 a 2005) se elaboraron usando una serie de principios y lineamientos generalmente aceptados para los inventarios estatales de emisiones de GEI, como se describe en la sección titulada "Enfoque", a continuación. Para estas estimaciones se consideraron datos y cifras específicos sobre Baja California en la medida de lo posible. Las proyecciones iniciales de los casos de referencia (2006-2025) se sustentan en una compilación de diversas proyecciones sobre la producción de energía, el consumo de combustible y otras actividades generadoras de GEI en Baja California, además de un grupo de sencillos y elementales supuestos que se describen en los apéndices de este informe. Mientras que 2005 es comúnmente el año con los datos históricos más recientes, existen algunas fuentes para los cuales se aplica un año diferente. De todos modos, el inventario histórico será comúnmente mencionado aquí como el periodo de 1990 a 2005. Los apéndices por nivel de sector proporcionan los detalles sobre las fuentes de datos y los años aplicables de disponibilidad.

Este informe comprende los seis tipos de gases que se incluyen en el inventario nacional de GEI de México y en el informe internacional de GEI conforme al Protocolo de Kioto: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs), y hexafluoruro de azufre (SF₆). Las emisiones de estos GEI se presentan usando una métrica común, el CO₂ equivalente (CO₂e), la cual indica la aportación relativa de cada gas, por masa unitaria, al forzamiento radiativo global promedio con base en el potencial de calentamiento global (PCG) ponderado.⁷

⁷ Los cambios en las concentraciones atmosféricas de GEI pueden alterar el equilibrio de las transferencias de energía entre la atmósfera, el espacio, la tierra y los océanos. Una forma de medir estos cambios se denomina forzamiento radiativo, el cual es una sencilla medida de los cambios en la energía disponible en el sistema Tierra atmósfera (IPCC, 1996). Siempre y cuando todo lo demás sea constante, los aumentos en las concentraciones de



Cabe mencionar que las estimaciones preliminares sobre emisiones representan las *emisiones de GEI asociadas con las fuentes de electricidad que se usan para satisfacer las demandas de Baja California*, las cuales corresponden a una contabilización de emisiones basada en el consumo (ver la sección titulada "Enfoque"). Otra manera de abordar las emisiones eléctricas es considerando las *emisiones de GEI que producen las plantas generadoras de electricidad en el Estado*. El presente informe contempla ambos métodos de contabilización de emisiones, pero con el fin de darle consistencia y claridad los datos, todos los resultados totales mostrados en los cuadros de resumen y en gráficos se reportan usando cifras *basadas en el consumo*.

GEI en la atmósfera producirán un forzamiento radiativo positivo (es decir, un incremento neto en la absorción de energía por parte de la Tierra), <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>. Las estimaciones de CO₂ presentadas en este reporte se basan en los valores de PCG previstos en el Segundo Reporte de Evaluación del IPCC (SAR).



Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Baja California: Fuentes y Tendencias

El Cuadro 1 presenta un resumen de las emisiones de GEI para Baja California por sector calculadas para los años 1990, 2000, 2005, 2010, 2020 y 2025. En él se presentan los resultados del inventario y proyección de emisiones GEI de acuerdo a cuatro formas de contabilidad: 1) emisiones por consumo, 2) emisiones por producción, 3) emisiones netas, 4) emisiones brutas. El tipo de contabilidad se especifica en cada figura y cuadro. Adicionalmente, es importante resaltar que las comparaciones con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (INEGEI) se hicieron en base de la contabilidad de las emisiones por producción brutas para ser consistentes con la presentación de los resultados por los autores del INEGEI.

Los detalles sobre los métodos y las fuentes de datos que se usaron para elaborar las estimaciones se presentan en los apéndices de este informe. En las siguientes secciones se ofrece un breve planteamiento sobre las fuentes de emisión de GEI (emisiones positivas, o *brutas*) y los sumideros (emisiones negativas) por separado, a fin de identificar claramente las tendencias e incertidumbres de cada uno. Un cálculo de emisión neta incluye ambos, fuentes y sumideros de GEI.

En esta próxima sección del informe se presenta un resumen de las emisiones históricas (1990 a 2005), seguido de un resumen de las emisiones de los años proyectados en los casos de referencia (2006 a 2025) y las incertidumbres principales. Posteriormente se plantea una descripción general de la metodología general, los principios y los lineamientos que se siguieron para elaborar los inventarios. En los Apéndices A al H se exponen los métodos detallados, las fuentes de datos, y los supuestos de cada sector generador de GEI.

Emisiones Históricas

Descripción General

Los análisis preliminares sugieren que en el 2005, las actividades en Baja California representaron aproximadamente 16.1 millones de toneladas métricas de emisiones de CO₂e (MTmCO₂e), una cantidad equivalente a alrededor del 2.4% de las emisiones de GEI en México (con base en las emisiones nacionales del 2005).⁸ Las emisiones brutas de GEI en Baja California están aumentando a un ritmo poco mayor que las del país en general (las emisiones brutas no incluyen los sumideros de carbono, como los bosques). Las emisiones brutas de GEI en Baja California aumentaron un 112% de 1990 al 2005, mientras que las emisiones nacionales se elevaron un 31% en ese mismo lapso.

⁸ La comparación con los resultados nacionales proviene de la publicación oficial titulada: *México, Tercera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. México: INE-SEMARNAT, 2006. Disponible en www.ine.gob.mx. Los valores de las emisiones anuales fueron del orden de 498,747.57 y 618,072 giga gramos en 1990 y 2002, respectivamente. Las emisiones del 2005 se obtuvieron a partir de estos valores, con un resultado de 655,476.60 gigagramos.

La Figura 1 ilustra las emisiones per cápita y por unidad de derrama económica en el Estado.⁹ Baja California emitió alrededor de 4.78 toneladas métricas anuales brutas de CO₂e (MTmCO₂e) en 1995 per cápita, una cifra menor que el promedio nacional de 5.96 tCO₂e. Desde 1995, las emisiones per cápita en Baja California aumentaron a 5.6MTmCO₂e en el 2005, mientras que las emisiones per cápita a nivel nacional aumentaron a 6.35 MTmCO₂e en 2005. Aunque las emisiones en Baja California han crecido más rápido que el índice nacional, las emisiones per cápita en el estado no han alcanzado el nivel nacional, la población ha crecido más rápido que el índice nacional y las emisiones per cápita en el estado no han alcanzado el nivel nacional. El crecimiento económico de Baja California excedió el crecimiento de las emisiones para el periodo de 1995-2000 lo que generó un declive en las estimaciones de GEI por unidad de producto estatal. Sin embargo, las emisiones por unidad de producto estatal estuvieron casi constantes de 2000 a 2005.

En la Figura 2 se comparan las emisiones brutas de GEI de Baja California con las emisiones brutas de todo México en el 2005, conforme a los sectores productivos que considera el Instituto Nacional de Ecología (INE). La principal fuente de emisiones de GEI en Baja California es el uso de energía. El uso de energía incluye actividades tales como la generación de potencia, el transporte, la producción de combustibles fósiles y la exploración, así como el consumo residencial, comercial e industrial de combustibles primarios (Ej. gasolina, diesel, carbono, gas natural, gas licuado de petróleo). En el 2005, el sector energético representó el 88% del total de las emisiones de GEI en el estado de Baja California. A nivel nacional, el sector eléctrico representó un 63% de las emisiones brutas de GEI en el 2005.

⁹ Consultado en junio de 2008 en: <http://www.inegi.gob.mx/est/contenidos/espanol/cubos/default.asp?c=1413>



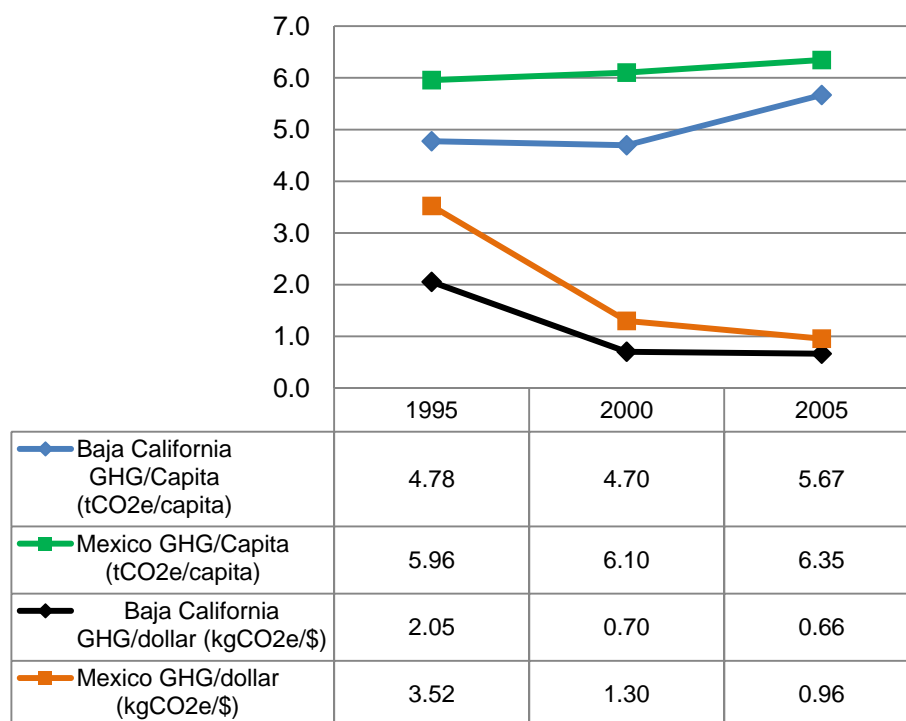
Cuadro 1. Emisiones de GEI Históricas y de Casos de Referencia en Baja California por Sector^a

(Millones de Toneladas Métricas de CO ₂ e)	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
En base al consumo energético	5.9	8.2	10.5	13.7	16.4	18.2	20.6	23.5
Basado en Consumo de Electricidad	1.16	1.97	3.35	5.46	6.19	6.63	7.83	9.57
Basado en Producción de Electricidad	1.70	2.46	2.81	5.96	6.87	7.73	8.87	9.70
Gas/Aceite de Diesel	0.01	0.02	0.21	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Gas Natural	0.00	0.00	0.63	5.75	6.87	7.72	8.86	9.69
Combustóleo	1.68	2.44	1.97	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00
Electricidad Importada	-0.54	-0.49	0.54	-0.49	-0.69	-1.10	-1.03	-0.13
Res/Com/Ind (RCI)	1.09	1.33	1.44	1.33	1.86	1.97	2.12	2.28
Gas/Aceite de Diesel	0.09	0.13	0.15	0.20	0.26	0.30	0.34	0.39
Gas Licuado de Petróleo	0.79	0.78	0.69	0.71	0.74	0.80	0.87	0.94
Gas Natural	0.20	0.19	0.26	0.27	0.69	0.73	0.78	0.83
Combustóleo	0.00	0.22	0.33	0.16	0.16	0.14	0.13	0.12
Biocombustibles Sólidos: Leña	0.002	0.002	0.003	0.003	0.003	0.004	0.004	0.005
Transporte	3.63	4.93	5.69	6.86	8.28	9.57	10.60	11.64
Transportación Carretera-Gasolina	2.08	3.46	3.76	4.53	5.45	6.27	6.88	7.50
Transportación Carretera-Diesel	1.16	0.78	0.79	1.42	1.83	2.17	2.45	2.73
Transportación Carretera-GLP	0.00	0.00	0.12	0.15	0.08	0.07	0.07	0.07
Aviación	0.32	0.43	0.54	0.48	0.64	0.75	0.87	0.98
Embarcaciones Marítimas	0.05	0.25	0.47	0.28	0.26	0.29	0.31	0.33
Ferrocarril	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03
Industria de Combustibles Fósiles	0.00	0.00	0.00	0.01	0.05	0.05	0.05	0.05
Transmisión GN – tubería	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Trans. GN-Almacenamiento de compresor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.04	0.04	0.04
Distribución	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01
Procesos Industriales	0.30	0.41	0.65	0.76	0.91	1.11	1.30	1.49
Producción de Cemento	0.24	0.31	0.49	0.53	0.70	0.84	0.99	1.13
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	0.05	0.08	0.13	0.17	0.13	0.15	0.18	0.20
Sustitutos de SACO	0.01	0.02	0.03	0.05	0.08	0.11	0.13	0.16
Manejo de Residuos (Bruta)	0.40	0.50	0.60	0.72	0.61	0.80	1.01	1.20
Aguas Residuales Domesticas	0.17	0.21	0.25	0.28	0.32	0.36	0.41	0.46
Rellenos Sanitarios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Quema a Cielo Abierto	0.20	0.24	0.30	0.37	0.22	0.37	0.53	0.66
Almacenamiento de Carbono en Rellenos San.	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08
Agricultura	0.43	0.43	0.47	0.49	0.53	0.58	0.63	0.68
Fermentación Entérica	0.22	0.24	0.26	0.28	0.31	0.34	0.38	0.42
Manejo de Estiércol	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Suelos Manejados	0.20	0.18	0.21	0.20	0.21	0.23	0.24	0.25
Silvicultura y Uso de Suelo	-0.23	-0.21	-0.23	-0.26	-0.22	-0.22	-0.22	-0.22
Forestal (flujo de carbono)	-0.26	-0.24	-0.25	-0.25	-0.24	-0.24	-0.24	-0.24
Agríc. Arboles Perennes (flujo de carbono)	-0.02	0.00	-0.02	-0.02	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
Quemas Forestales (sin emisiones de CO ₂)	0.05	0.04	0.03	0.01	0.05	0.05	0.05	0.05
Basados en Consumo Bruto de Emisiones	7.05	9.60	12.23	15.63	18.48	20.77	23.60	26.97



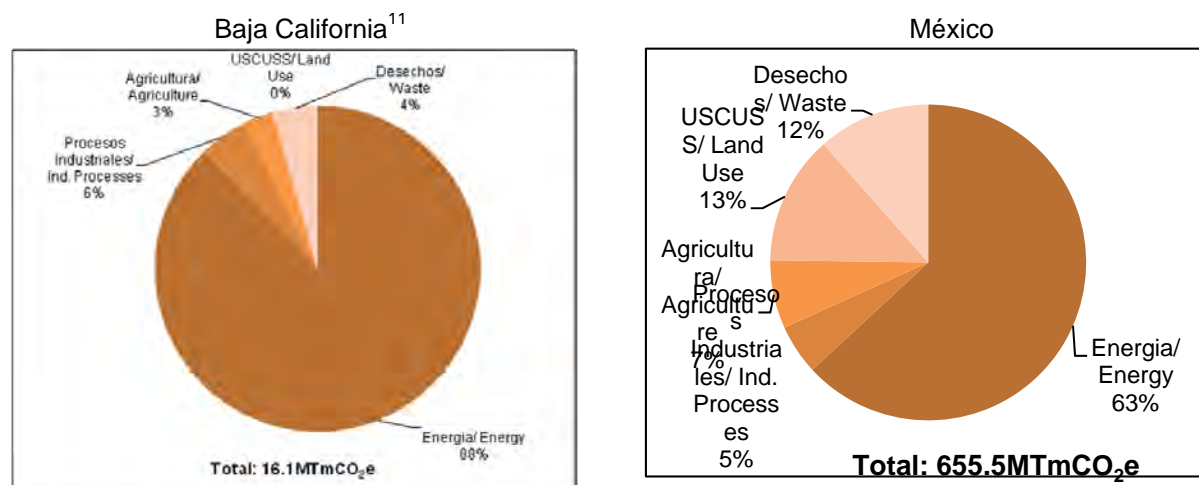
(Millones de Toneladas Métricas de CO ₂ e)	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	36%	73%	122%	162%	194%	235%	282%
Sumideros de Emisiones	-0.32	-0.32	-0.34	-0.36	-0.38	-0.39	-0.41	-0.43
Emisiones Netas (incl. forestal*)	6.73	9.28	11.88	15.27	18.10	20.37	23.19	26.54
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	38%	76%	127%	169%	203%	244%	294%
Basados en Producción Bruto de Emisiones	7.59	10.09	11.68	16.13	19.16	21.86	24.64	27.10
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	33%	54%	112%	152%	188%	224%	257%
Emisiones Netas (incl. forestal*)	7.28	9.77	11.34	15.76	18.79	21.47	24.22	26.67
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	34%	56%	117%	158%	195%	233%	267%

Figura 1. Emisiones brutas de GEI Históricas en Baja California y en México, per cápita y por Unidad de Derrama Económica en Dólares¹⁰



¹⁰ Actividad económica expresada en valores del 2006. Información extraída de INEGI y Banco de Información Económica.

Figura 2. Emisiones Brutas de GEI Basadas en Producción en Baja California y México en el 2005, por Sector



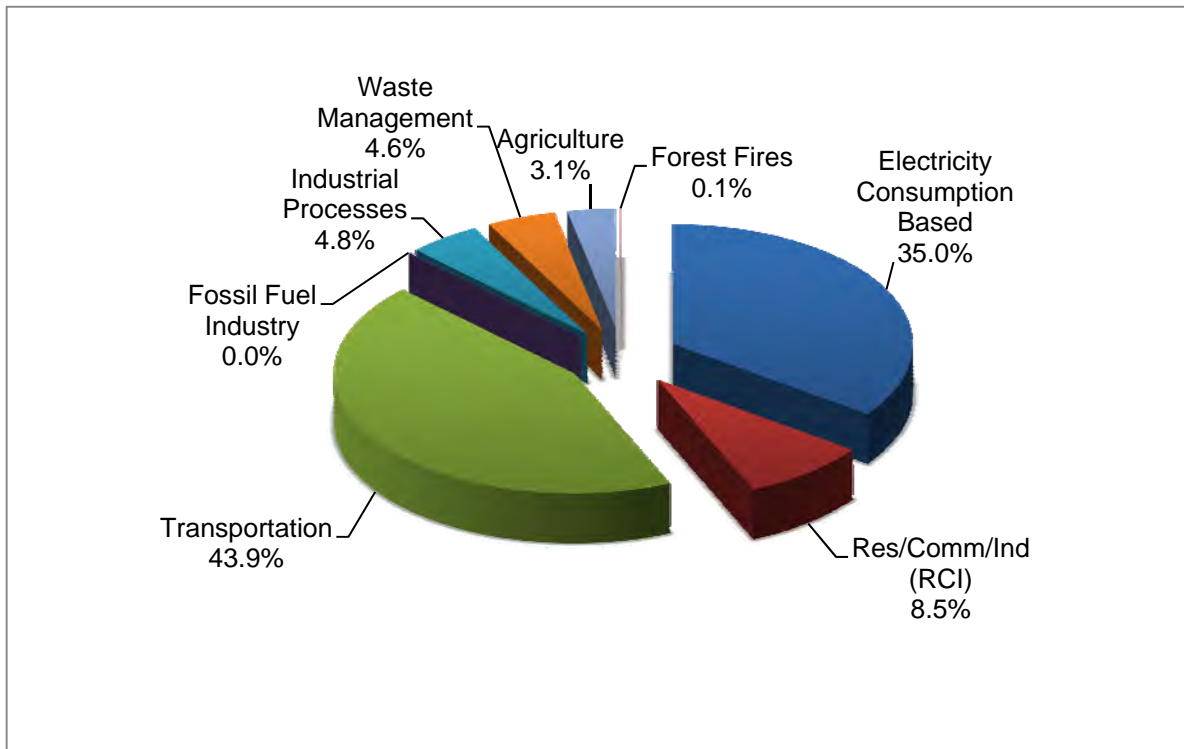
Los resultados del resumen en este inventario y proyección para Baja California se presentan con un desglose adicional de las fuentes de emisiones en comparación con los resultados del resumen del *Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero* elaborado por el INE. En el Cuadro 2 se presenta la correspondencia entre los sectores generadores de GEI que considera Baja California y los del INE, mientras que en la Figura 3 se muestra la distribución de emisiones por sectores de actividad en Baja California en el año 2005.

Cuadro 2. Correspondencia entre los Sectores Generadores de GEI entre el INE y Baja California

INE	Baja California
Energía / Energy	Electricidad (Basada en el Consumo)
Energía / Energy	Industria de Combustibles Fósiles
Energía / Energy	Consumo de Combustibles RCI
Energía / Energy	Transporte Carretero/Gasolina
Energía / Energy	Transporte Carretero/Diesel
Energía / Energy	Aviación
Agricultura / Agriculture	Agricultura
Procesos Industriales / Ind. Processes	Sustitutos de SACO
Procesos Industriales / Ind. Processes	Otros Procesos Industriales
Desechos / Waste	Manejo de desechos
USCUSS / Land Use	Forestales y por uso de suelo (emisiones netas)

¹¹ Se requiere trabajo adicional para mejorar los flujos de carbono y a los cambios en el uso de tierra (USCUSS) pudo haber llevado a obtener diferencias sustanciales en las estimaciones iniciales previstas en este reporte. Debido a la información limitada, las estimaciones actuales se enfocan en los flujos de carbono dentro de los usos de tierra seleccionados, excluyendo las pérdidas de carbono como consecuencia de la deforestación (Ej. Cuando la tierra forestal se convierte a tierra de cultivo).

Figura 3. Emisiones Brutas de GEI en Baja California por Sector, 2005



Un análisis minucioso a los Dos Sectores Principales: Suministro Eléctrico y Transporte

Sector de Suministro Eléctrico

En 2007, dos plantas de ciclo combinado (Presidente Juárez y Mexicali) generaron el 46 % de la electricidad del estado usando gas natural; el 5 % de la electricidad del estado fue generado por el uso de combustóleo; el 1 % de Diesel; el 2 % de la electricidad fue importada de los proveedores Coral Power L.L.C., San Diego Gas & Electric, y Sempra Energy Solutions¹² en los Estados Unidos. El 46 % restante de la electricidad del estado proviene de una planta de energía renovable, la planta geotérmica de Cerro Prieto.

Se espera que llegue a ser una planta geotérmica de 107 MW en línea para el 2011, con la capacidad de retirar 75 MW en ese mismo año. La interconexión con los Estados Unidos se espera que finalice en 2013. Al mismo tiempo, en los años venideros, Baja California abrirá transmisión con Sonora; sin embargo, debido a que la electricidad generada en Baja California es por mucho mayor a la electricidad vendida sobre estos años, se asume que para 2013 Baja California no importará electricidad vía esta nueva línea de transmisión, usando esta conexión solamente para exportar electricidad a otros estados en México.

El consumo de electricidad representó aproximadamente el 35 % de las emisiones de GEI en Baja California en el 2005, esto es 5.5 MTmCO₂e. Se estima que las emisiones relacionadas con el consumo de electricidad aumenten aproximadamente a 9.6 MTmCO₂e en 2025. Un área importante para investigación futura es si las fuentes de energía geotérmica contribuyen a las emisiones de dióxido de carbono geogénico que no sería considerado que ocurra de manera natural y de ahí debería ser incorporado al inventario.

Sector de Transporte

Las actividades de transporte constituyeron alrededor del 44% de las emisiones brutas de GEI en Baja California en el 2005. El sector se dividió en los siguientes seis subsectores: a) vehículos de carretera accionados por gasolina, b) vehículos de carretera accionados por diesel, c) vehículos accionados por gas licuado de petróleo, d) embarcaciones marítimas accionadas por diesel, e) aeronaves accionadas por keroseno, y f) locomotoras.

En el 2005, las emisiones del transporte representaron un total de 6.9 MTmCO₂e, de los cuales el 66% fue producto de la combustión de gasolina en vehículos para carretera de uso ligero, el 21% de la combustión de diesel en vehículos para carretera de uso pesado, el 7% de la combustión de turbosina en aeroplanos, y el restante 6% de la combustión de diesel en embarcaciones marinas, gas licuado de petróleo en vehículos para carretera y diesel para locomotoras.

¹² SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>.

La fuente de más rápido crecimiento a través del periodo de 1990-2005 fue las embarcaciones marítimas con un índice de crecimiento medio anual del 12% (con el mayor crecimiento ocurrido de 1990 a 1994), seguido del transporte carretero a gasolina (5%). En 2025, se espera que las emisiones totales generadas por el sector de transporte sean del orden del 11.6 MTmCO₂e lo que representa un incremento del 221% a partir de 1990. Las emisiones generadas por el transporte carretero representarán el 88% del total de las emisiones del sector transporte en 2025. Las emisiones generadas por la aviación se espera que representen el 8% en 2025.

Proyecciones de Casos de Referencia

Tomando como base diversas fuentes para las proyecciones como se menciona posteriormente y en los apéndices, el CCS desarrolló una sencilla proyección de casos de referencia de las emisiones de GEI hasta el 2025. Tal como se ilustra en la Figura 4 y se demuestra numéricamente en el Cuadro 1, según las proyecciones de los casos de referencia, las emisiones brutas de GEI en Baja California continúan aumentando constantemente, elevándose hasta unos 27.0 MTmCO₂e en el año 2025, un 282% por encima de los niveles de 1990. Lo anterior equivale a un índice de crecimiento anual del 3.9% para el periodo de 1990 hasta el 2025.

La Figura 4 muestra las estimaciones del inventario y las proyecciones de los casos de referencia de todos los sectores. Las contribuciones por sector a las emisiones brutas de GEI aparecen en la Figura 5 en la cual se presentan además las estimaciones de las contribuciones al aumento en las emisiones brutas de GEI en el inventario (1990-2005) y la proyección de los casos de referencia (2005-2025). Los mayores aumentos en las emisiones de los periodos 1990-2005 y 2005-2020 se reflejan en los sectores de transporte y suministro de electricidad. El Cuadro 3 resume los índices de crecimiento que rigen el crecimiento en las proyecciones de casos de referencia en Baja California, así como las fuentes de datos.

Figura 4. Emisiones Brutas de GEI en Baja California por sector, 1990-2025

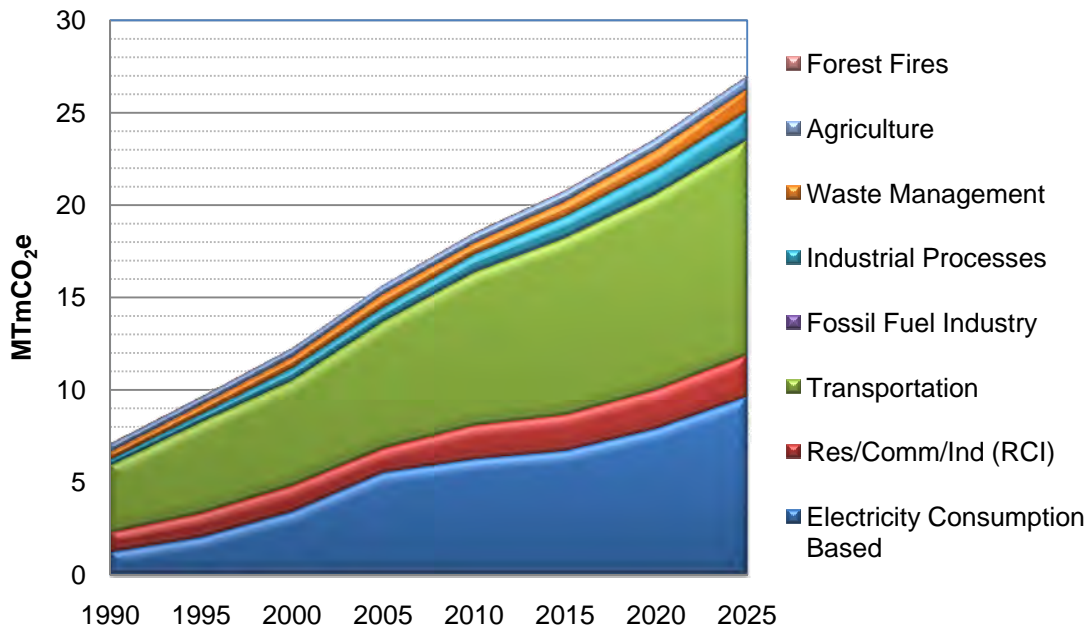
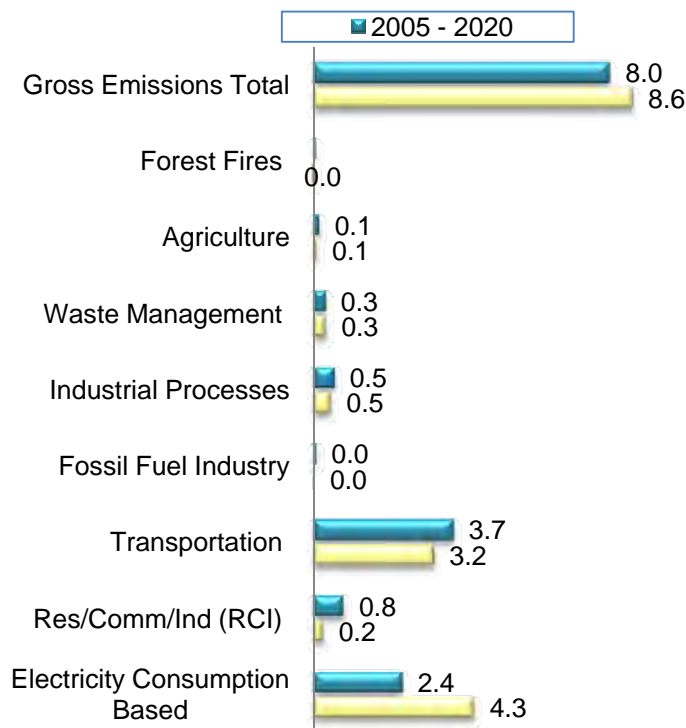


Figura 5. Contribuciones por Sector al Aumento en las Emisiones Brutas en Baja California, 1990-2020



Res/Com – consumo directo de combustible en sectores residenciales y comerciales. . Incendios forestales-incluyen solamente emisiones de metano y óxido nitroso. Manejo de residuos-las emisiones excluyen el almacenamiento de carbono en rellenos sanitarios.

Cuadro 3. Índices principales de Crecimiento Anual para Baja California, Históricos y Proyectados

Datos de Actividad	Periodo	Índice Anual Medio (%)	Fuentes
Población	1990-2005 2005-2025	3.65 3.28	Población Histórica, INEGI Población proyectada, SEDESOL
Demanda de Electricidad	1990 - 2007 2008 - 2017	5.8 3.2	SENER: <i>Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017</i>
Diesel	1990 - 2007	3.6	Sistema de Información Energética, PEMEX
Gasolina	1990 - 2007	5.7	Sistema de Información Energética, PEMEX
Turbosina	1990 - 2006	2.8	Sistema de Información Energética, PEMEX
Registro de Vehículos	1990 - 2004	10.6	INEGI. Estadísticas de vehículos de motor registrados en circulación
Población Pecuaria	1990 - 2005	-0.3	SIACON
Producción de Cultivos	1990 - 2005	8.0	SIACON

Incertidumbres Claves y Pasos Siguietes

Existen algunas lagunas de información en este inventario, particularmente con respecto a las proyecciones de los casos de referencia. Las tareas primordiales para resolver dichas lagunas consisten en analizar y actualizar la información sobre los generadores de emisiones, como la demanda de electricidad proveniente del combustible, la importación de energía eléctrica, y la electricidad de las plantas hidroeléctricas. Contar con información adicional sobre la segregación del consumo de diesel en el estado por modalidad de transporte (marítimo, ferroviario, carretero) y por años de inventario puede ayudar a reducir la incertidumbre en cuanto a las emisiones proyectadas. Los datos de actividad históricos relacionados con la producción de cemento, la producción de cal y el uso de piedra caliza, también podrían ayudar a reducir la incertidumbre asociada con las estimaciones proyectadas al 2025.

Aún es necesario realizar más trabajo para: depurar las estimaciones sobre el secuestro de carbono de zonas arboladas; agregar las estimaciones sobre secuestro de carbono en zonas forestales; agregar el flujo neto de CO₂ en suelos agrícolas; y agregar el flujo de CO₂ relacionado con otros cambios en el uso de suelo (Ej. pérdidas/ganancias en superficies boscosas). Tal como se describe en el Apéndice H, la falta de datos para captar el flujo neto de carbono al cambio de uso de suelo es un área clave para trabajo futuro. Los cálculos actuales de sumideros netos de carbono en el sector forestal podrían cambiar dramáticamente una vez que las emisiones

provenientes del cambio de uso de suelo sean cuantificadas debido a las pérdidas históricas y futuras de áreas forestales.

Los índices de crecimiento aplicados se rigen por tendencias económicas, demográficas y económicas inciertas (incluyendo los patrones de crecimiento y los impactos al sistema de transporte), que merecen un análisis y consideración más minuciosos. Dichas tendencias se mencionan en el Cuadro 3. En los apéndices por sector se presentan más detalles sobre las incertidumbres principales y los pasos a seguir que se sugieren para depurar las estimaciones planteadas en este informe.

Enfoque

La meta principal de la compilación de los inventarios y las proyecciones de los casos de referencia presentados en este documento es ayudar al Estado de Baja California a entender en forma general las emisiones de GEI históricas, actuales y proyectadas (previstas). En las siguientes secciones se explica la metodología general y los principios y lineamientos que se siguieron en el desarrollo de estas estimaciones sobre GEI en Baja California.

Metodología General

La meta global de este esfuerzo era presentar estimaciones sencillas y claras, haciendo hincapié en su solidez, consistencia y transparencia. Por lo tanto, el CCS se basó, en lo posible, en proyecciones de referencia de las mejores fuentes nacionales, estatales y regionales de las que se pudo disponer. En general, los datos de proyección se limitaron al área de consumo y producción de energía. Para los sectores no-energéticos, el CCS recurrió al análisis sencillo de hojas de cálculo y extrapolaciones constantes de los índices de crecimiento de las tendencias históricas, en lugar de usar un complicado modelaje para emisiones futuras.

El CCS adoptó enfoques similares para la contabilización de emisiones para los inventarios históricos tal como lo recomendó el INE en su inventario¹³ nacional de emisiones de GEI y en sus lineamientos para las entidades federativas. Estos lineamientos para los inventarios están fundamentados en las directrices del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), el organismo internacional responsable del desarrollo de métodos coordinados para la realización de inventarios nacionales de GEI.¹⁴ Cualquier excepción a este enfoque está identificada en el apéndice del sector aplicable con una razón provista para la selección de métodos alternativos o fuentes de datos. Estos métodos de inventarios proveen flexibilidad tomando en cuenta las condiciones locales. Un resumen de las fuentes claves de los datos del inventario y métodos generales usados en el Cuadro 4 junto con métodos comparativos usados para desarrollar el Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (INEGEI). El lector deberá consultar el apéndice del sector relacionado para el detalle de los métodos y las fuentes de datos usadas para el desarrollo de las emisiones de inventario y proyección.

¹³ INE. *Tercera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.*, 2006 <http://www.ine.gob.mx/cpcc-lineas/637-cpcc-comnal-3>.
<http://www.epa.gov/climatechange/emissions/usinventoryreport.html>.

¹⁴ <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs1.htm>.



Cuadro 4. Fuentes Principales de Datos y Comparación con los Métodos de Inventarios Nacionales

Sector	Fuentes Claves de Datos	Método	Comparación con el INEGI
Suministro y Consumo de Electricidad	SENER y CFE: sector a nivel estatal-basado en datos sobre consumo de electricidad; INEGI: datos sobre la generación de electricidad a nivel estatal	2006 IPCC, Método de Nivel 1 donde el consumo de combustible es multiplicado por los factores de emisión por defecto.	1996 IPCC, Método de Nivel 1; datos sobre la producción nacional de electricidad de la SENER.
Quema de combustible en sectores Residencial, Comercial, e Industrial (RCI)	SENER: consumo de combustible a nivel estatal para los sectores RCI	2006 IPCC, Método Nivel 1 donde el consumo de combustible es multiplicado por los factores de emisión por defecto.	1996 IPCC, Método Nivel 1; consumo de combustible a nivel nacional de la SENER.
Uso de Energía en el Transporte	SENER: Consumo de combustible a nivel estatal por tipo de combustible SCT: Estadísticas estatales usadas para asignar ventas de combustibles a usos finales (Ej. Infraestructura ferroviaria, movimiento de carga nacional por agua)	2006 IPCC, Método Nivel 1 donde el consumo de combustible es multiplicado por los factores de emisiones por defecto.	1996 IPCC, Método Nivel 1; la SENER proporcionó datos sobre el consumo de combustible para todas las fuentes excepto aeronaves. 1996 IPCC, Método Nivel 2 para aviación basado en estadísticas de aterrizajes y despegues.
Procesos Industriales y Uso de Productos	CANACEM : Producción nacional de cemento asignada a nivel estatal como una función de población.	2006 IPCC, Método Nivel 1, donde la producción de cemento se multiplica por el factor de emisión por defecto.	1996 IPCC, Método Nivel 1; datos nacionales sobre la producción de cemento de la CANACEM.
	Servicio Geológico Mexicano: producción de minerales por estado	2006 IPCC, el consumo de Nivel 1 se multiplica por el factor de emisión por defecto. El consumo se obtiene a través del balance usando la producción estatal.	1996 IPCC, Método Nivel 1 donde la producción de la producción de minerales del Servicio Geológico Mexicano se multiplica por el factor de emisión por defecto. El consumo se obtiene a través del balance de la masa usando los datos de producción nacional y de importación/exportación.
	INEGI: datos de registro de vehículos y factores de emisiones del IPCC para emisiones de HFC como originalmente se desarrolló por el Centro Mario Molina, Inventario Estatal de Emisiones de GEI del Estado de Baja California, 2005	IPCC: las emisiones de HFC –el número de unidades móviles de aire acondicionado (AC) se multiplica por el factor de emisión por defecto del IPCC.	1996 IPCC, El método Nivel 1 donde los HCF fugitivas son calculados a través del balance de la masa usando los datos de la producción nacional, importaciones y exportaciones.

Sector	Fuentes Claves de Datos	Método	Comparación con el INEGI
Industria de Combustibles Fósiles	SENER, PEMEX, CRE: datos sobre infraestructura de producción, transmisión y distribución (Ej. Tubería de transmisión y distribución a nivel estatal, compresores de gas, instalaciones para almacenamiento)	EPA, Método SIT, donde la infraestructura de la industria de combustibles fósiles se multiplica por los factores de emisiones promedio de la industria de EE.UU.	1996 IPCC, Método Nivel 1, donde los datos de la producción nacional de PEMEX se multiplica por los factores de emisión por defecto.
Agricultura	SAGARPA - SIACON: datos sobre la producción de cultivos y ganado a nivel estatal, Asociación Internacional de la Industria de Fertilizantes: Datos sobre la aplicación de fertilizantes	2006 IPCC, Método Nivel 1 y factores de emisión.	1996 and 2003 Directrices del IPCC y datos nacionales de SAGARPA-SIACON Un número de factores de emisión fueron los actualizados con base en los estudios de campo realizados en México.
Manejo de Residuos	SEDESOL: datos sobre la generación de residuos sólidos a nivel estatal CONAGUA: datos sobre tratamiento de aguas residuales domesticas a nivel estatal	2006 IPCC, Método Nivel 1 y factores de emisión.	1996 IPCC, Método Nivel 1 con datos nacionales de SEDESOL para la generación de residuos sólidos.
Silvicultura y Uso de Suelo	Organización para la Agricultura y la Alimentación de las Naciones Unidas (FAO): áreas forestadas totales por estado. SEMARNAT- CONAFOR: cosecha de Madera, incendios forestales y hectáreas enfermas por estado. SIACON: Numero de acres de cultivos de arboles perennes.	2006 IPCC, Método Nivel 1. El CCS usa las estadísticas de cobertura forestal de la FAO y la cobertura de cultivos de madera de la SIACON. La evaluación del CCS cubre los flujos de carbono en categorías selectas de uso de suelo debido a las prácticas de uso de suelo.	2003 Métodos del IPCC. El INE evaluó los flujos de carbono con base en los mapas digitales nacionales (mapas de vegetación del INEGI, 1993, 2003). La evaluación del INE cubre los flujos de carbono en categorías selectas de prácticas de uso de suelo y cambios en el uso del mismo.

Principios y Lineamientos generales

Una parte primordial de este esfuerzo tiene que ver con el establecimiento y el uso de principios contables generalmente aceptados para la evaluación de las emisiones históricas y proyectadas de GEI, como se señala a continuación:

- **Transparencia:** El CCS reportó las fuentes de datos, los métodos y los supuestos claves con el fin de que se pueda realizar un análisis y se abran oportunidades para hacer modificaciones posteriormente, con base en las aportaciones de otras entidades. Asimismo, en caso de existir incertidumbre importantes, estas se reportan en el informe.
- **Consistencia:** En la medida posible, el inventario y las proyecciones se diseñaron para que tuvieran consistencia externa con los sistemas estatales y nacionales actuales o futuros de presentación de informes sobre GEI. En casi todos los sectores, el CCS uso las metodologías del IPCC y puso especial atención a la manera en que estas fueron adaptadas en México para satisfacer sus necesidades. Estas estimaciones iniciales se aumentaron y/o modificaron en caso necesario para ajustarlas a los inventarios estatales y a las necesidades de las proyecciones de los casos de referencia (Ej. necesidades de análisis de planeación de mitigación de GEI). Con el propósito de lograr consistencia al hacer las proyecciones de los casos de referencia, el CCS definió las acciones de los casos de referencia para fines de las proyecciones como *aquellas que actualmente se realizan o razonablemente se prevén durante el lapso del análisis*.
- **Prioridad a las fuentes de datos estatales y locales existentes:** Al recabar los datos, en caso de haber controversia entre las distintas fuentes, el CCS concedió mayor prioridad a los datos y análisis locales y estatales, seguido por las fuentes regionales con los datos nacionales o supuestos simplificados, como la extrapolación lineal constante de las tendencias.
- **Prioridad a las fuentes de emisiones significativas:** En general, a las fuentes con niveles de emisiones relativamente bajos se les prestó menos atención que a las que generaron mayores contribuciones de GEI.
- **Cobertura Integral de Gases, Sectores, Actividades Estatales, y Periodos de tiempo:** El presente análisis tiene la intención de abordar ampliamente las emisiones/los sumideros de GEI relacionados con las actividades en Baja California, por lo cual comprende los seis GEI señalados en las directrices del IPCC y reportados en los inventarios nacionales: CO₂, CH₄, N₂O, SF₆, HFCs, y PFCs. Las estimaciones de los inventarios corresponden al año 1990, incluyéndose los años posteriores hasta la fecha más reciente (normalmente de 2005 a 2007). La proyección para cada fuente inicia al año siguiente del más reciente inventario y se extiende por cada año hasta el 2025.
- **Uso de Estimaciones Basadas en el Consumo:** El CCS calculó las emisiones generadas por las actividades que se realizan en Baja California para el sector de suministro de electricidad. La explicación sobre el uso de este método es que éste refleja de manera más precisa el impacto de las estratégicas políticas basadas en datos estatales, como la eficiencia energética en las emisiones globales de GEI. Aunque este es un enfoque común

para el desarrollo de los inventarios de GEI locales y estatales, puede diferir en cómo algunos inventarios son compilados cuando se basan en la producción estatal, en particular en el caso de la electricidad.

Como se mencionó anteriormente, el CCS calculó las emisiones relacionadas con la electricidad *consumida* en Baja California, lo cual implica contabilizar las fuentes de electricidad que usan los organismos operadores de Baja California para satisfacer las demandas de sus usuarios. A medida que se depure posteriormente este análisis, se podría intentar también calcular otras emisiones sectoriales sobre la base del consumo, como por ejemplo contabilizar las emisiones derivadas del combustible que se usa en Baja California para el transporte, pero tomando en cuenta también las emisiones generadas por la extracción, el refinamiento y la distribución (algunas de las cuales se presentan fuera del estado). En este ejemplo, lo que se plantea puede implicar aventurarse en el terreno relativamente complejo del análisis de los ciclos de vida útil. En general, el CCS recomienda considerar un enfoque basado en el consumo cuando éste mejore significativamente la estimación del impacto de las posibles estrategias de mitigación sobre las emisiones. Por ejemplo, en el sector de gestión de residuos sólidos, la reutilización, el reciclaje y la reducción en las fuentes pueden derivar en una reducción de las emisiones debido a la baja en los requerimientos de energía para la producción de material (como papel, cartón y aluminio), aunque no haya en el estado producción de esos materiales ni emisiones asociadas con la misma.

Mientras que los datos primarios y los métodos para la mayor parte de sectores son consecuentes con el inventario nacional, para algunos sectores los datos a nivel estatal o regional fueron usados. El Cuadro 4 resume las fuentes claves y los métodos; sin embargo, el lector debería consultar el apéndice aplicable listado abajo para obtener más detalles sobre los métodos y fuentes de datos para desarrollar los inventarios y proyección para cada sector de la fuente:

- Apéndice A. Suministro y consumo de electricidad
- Apéndice B. Consumo de combustible residencial, comercial e industrial (RCI)
- Apéndice C. Consumo de energía en el transporte
- Apéndice D. Procesos industriales
- Apéndice E. Industria de combustibles fósiles
- Apéndice F. Agricultura
- Apéndice G. Manejo de Residuos
- Apéndice H. Silvicultura y Uso de Suelo

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente.]

Apéndice A. Suministro y Consumo de Electricidad

Descripción General

En este apéndice se describen las fuentes de datos, los principales supuestos y la metodología que se usó para desarrollar un inventario y proyección de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) correspondientes al periodo 1990-2025 relacionadas con la generación de electricidad suministrada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Las emisiones para los años históricos 1990-2008 se elaboraron en función del consumo de combustibles fósiles para la generación de electricidad. Las emisiones proyectadas para el 2025 se estimaron en base a la proyección de consumo de electricidad y de la capacidad proyectada de generación estatal de electricidad publicados por la Secretaría de Energía (SENER).

Desde una perspectiva analítica y política, es importante distinguir entre emisiones de GEI que estén relacionadas con la electricidad producida dentro del estado (algo que podría ser consumida fuera del estado) comparada con las emisiones de GEI relacionadas con la electricidad consumida dentro del estado (algo que podría ser producida fuera del estado). Tal distinción requiere una contabilidad para las importaciones y exportaciones de electricidad y sus emisiones relacionadas. Consecuentemente, la información de las emisiones se provee en este apéndice tanto para los alcances basados en la producción como en el consumo.

Los siguientes temas se incluyen en este Apéndice:

- *Alcance del inventario de gases de efecto invernadero y proyección:* esta sección provee un resumen de los GEI incluidos en el inventario, el nivel (corriente arriba o corriente abajo) en el cual estas emisiones son estimadas, una discusión sobre los inventarios basados en la producción y consumo, así como los supuestos de la proyección.
- *Fuentes de datos:* en esta sección se presenta una descripción general de las fuentes de datos que se usaron para elaborar el inventario y proyección.
- *Metodología para el inventario de gases de efecto invernadero y proyección basado en la producción:* esta sección provee una descripción general de los alcances metodológicos utilizados para desarrollar el I&P de GEI basados en la producción para el sector eléctrico.
- *Metodología para el inventario y proyección de gases de efecto invernadero basados en el consumo:* esta sección provee una descripción general de los alcances metodológicos utilizados en el desarrollo del I&P basados en el consumo para el sector eléctrico.
- *Resultados de Emisiones para el Caso de Referencia proyección:* para los métodos basados tanto en la producción como en el consumo, estas secciones proveen una descripción general de los resultados clave para el sector eléctrico.
- *Incertidumbres principales y necesidades futuras de investigación:* en esta sección se revisan las incertidumbres principales en este análisis relacionadas con la información disponible, factores de emisión y otros parámetros, así como los supuestos utilizados para crear este inventario y proyección.

Alcance del Inventario y Proyección de Suministro Eléctrico

Los GEIs incluidos en este inventario y proyección de emisiones del sector de suministro de electricidad incluyen el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O). Las emisiones para este sector son estimadas en la fuente de combustión – la planta de suministro de energía eléctrica (Ej. emisiones corriente abajo). Las emisiones derivadas de la exploración, extracción, refinamiento y transporte de combustibles fósiles (Ej. emisiones corrientes arriba) no se incluyen en este apéndice. Las emisiones corrientes arriba del sector eléctrico que ocurren dentro de las fronteras de Baja California se incluyen en el sector de Industria de Combustibles Fósiles. También las emisiones de gases de alto potencial de calentamiento global como el hexafluoruro de azufre e hidrofluorocarbonos emitidos por los generadores de electricidad son capturadas dentro del sector de Procesos Industriales.

La energía geotérmica considerada un recurso renovable es una fuente importante para la generación de la electricidad en Baja California. Mientras que no existe una directriz específica en el IPCC, algunos inventarios de emisiones de GEI (incluyendo el Inventario de Emisiones de GEI del Consejo de Recursos Aéreos de California 1990-2004 y el Inventario de Emisiones de GEI de la USEPA 1990-2005) realmente incluyen emisiones fugitivas de CO₂ de proyectos de generación de electricidad con energía geotérmica. Las emisiones de CO₂ de proyectos geotérmicos pueden ser muy específicas para el sitio y dependientes de la tecnología. El Protocolo de Registro del Sector Eléctrico para el Registro Climático proporciona las directrices para estimar las emisiones fugitivas de CO₂ con base en el tipo de tecnología (binario versus no binario). Las instalaciones binarias no emiten CO₂, mientras que el factor de emisión para plantas no binarias es de 90.7 kgCO₂/MWh.¹⁵ Debido a la carencia de datos específicos para el sitio del proyecto geotérmico en Baja California, el CCS decidió no incluir las emisiones fugitivas de CO₂ resultantes de la generación de electricidad a través de fuentes geotérmicas en el inventario y proyección de casos de referencia de emisiones de GEI para Baja California.

Dentro del sector eléctrico, las emisiones de GEI pueden ser cuantificadas sobre la base de combustibles quemados en el estado durante la generación de electricidad (Ej. Estimados basados en la producción). Las emisiones provenientes del sector eléctrico pueden ser caracterizadas en base a la electricidad consumida dentro del estado el cual captura la generación en el estado, así como las importaciones y exportaciones de electricidad (ej. Estimados con base en el consumo). Ambos tipos de estimaciones son útiles. Las estimaciones con base en el consumo son particularmente útiles para el análisis de mitigación de GEI cuando se consideran las implicaciones de políticas y acciones que podrían impactar las emisiones provenientes de las plantas de generación de energía ambas dentro y fuera del estado o región, tales como las medidas de eficiencia de energía o energía renovable. Con el fin de presentar los resúmenes de las emisiones totales del estado a través de todos los sectores en este reporte, se utilizaron los estimados de las emisiones con base en el consumo, excepto cuando se comparan las emisiones estatales con las del INEGEI, cuyos resultados siguen una contabilidad por producción.

¹⁵ The Climate Registry. “Protocolo del Sector Eléctrico para el Programa de Informe Voluntario.” Versión 1.0. Junio 2009. Disponible en: http://www.theclimateregistry.org/downloads/2009/05/Electric-Power-Sector-Protocol_v1.0.pdf



El inventario y proyección con base en la producción incluye emisiones que resultan de la electricidad exportada por productores de energía de Baja California, mientras que el inventario con base en el consumo incluye emisiones provenientes de la electricidad importada y excluye las emisiones de la electricidad exportada. Como Baja California es un exportador neto de electricidad desde hace muchos años, las estimaciones de los inventarios basados en la producción son más altas que las estimaciones de los inventarios con base en el consumo. El inventario y proyección basado en el consumo contemplan alguna pérdida debida a la trasporte y distribución (T&D) y robo. Las emisiones debidas a la pérdida por la T&D y robo están inherentemente capturadas dentro de las estimaciones con base en la producción.

Fuentes de Datos

El CCS consideró varias fuentes de información en el desarrollo del inventario y proyección de las emisiones de GEI provenientes del sector eléctrico en Baja California. Estas se resumen brevemente a continuación:

- *Consumos históricos de combustibles fósiles:* la SENER¹⁶ proporcionó una hoja de trabajo de Excel conteniendo el consumo de combustible para combustóleo y diesel en las instalaciones proveedoras de electricidad en Baja California y en otros estados fronterizos de México para el periodo de 1996 al 2008.
- *Demandas históricas y proyectadas de gas natural en el sector eléctrico:* esta información se obtuvo de la publicación *Prospectiva 2008-2017*¹⁷ del Mercado de Gas Natural de la SENER. Este reporte provee datos históricos que datan de 1996 así como los consumos proyectados de gas natural en el sector eléctrico hasta 2017.
- *Ampliaciones de la capacidad eléctrica planeada:* esta información se obtuvo de la publicación titulada *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017*¹⁸ de la SENER. Esta fuente proveyó información relacionada con las unidades generadoras de electricidad que están programadas para iniciar operaciones antes del 2017, incluyendo la capacidad evaluada, tecnología y combustible usado para la generación de electricidad. Los proyectos en la etapa de desarrollo para los cuales los estudios de sitio y factibilidad no han sido terminados, no se consideran en esta proyección. El reporte de la SENER también provee las especificaciones tecnológicas para un proyecto típico, incluyendo el factor de capacidad, eficiencia y uso propio.
- *Datos de generación de electricidad en el estado:* las estadísticas estatales del 1990 al 2000 se recopilaron del INEGI¹⁹. Información suplementaria se obtuvo de la publicación *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017* de la SENER. Esta fuente provee datos históricos para el periodo de 1993 a 2007 y proyecciones para el periodo de 2008 a 2017

¹⁶ Consumos históricos de combustibles fósiles en las plantas generadoras de energía se obtuvo directamente de la Secretaría de Energía (SENER) en respuesta a una carta de petición a la Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales de Nuevo León. Marzo 2007.

¹⁷ SENER. 2009. "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>

¹⁸ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>

¹⁹ INEGI, con datos de la SENER, *Compendio estadístico del sector energía*,



sobre el consumo de electricidad en el estado, capacidad instalada de plantas de energías renovables y no renovables y promedio anual de generación y comercio de energía eléctrica domestica y extranjera necesaria para cumplir con las crecientes demandas.²⁰

- *Contenido energético de los productos petrolíferos:* esta información se obtuvo de la publicación *Balance Nacional de Energía 2007* de la Secretaria de Energía (SENER) y de ediciones previas.²¹
- *Factores de emisión de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso:* para todos los combustibles, estos factores de emisiones se basaron en los valores por defecto indicados en los Cuadros 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, Capitulo 2, Volumen 2 del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) *Directrices para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero*.²²
- *Potenciales de calentamiento global:* los potenciales de calentamiento global para CH₄ y N₂O se basan en los valores propuestos por el Segundo Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC).²³

Metodología General del Inventario y Proyección de Gases de Efecto Invernadero Las Directrices del IPCC de 2006 plantean los métodos para calcular las emisiones de GEI en términos de fuentes y gases ofreciendo tres enfoques para estimar las emisiones de combustibles fósiles para la combustión estacionaria. Un enfoque Nivel I se uso para estimar las emisiones de GEI derivadas del sector eléctrico. De acuerdo a las directrices del IPCC de 2006, un método de Nivel I es el más apropiado cuando no están disponibles los factores de emisión específicas sobre el país, tecnología o instalaciones. Los métodos Nivel II son usados cuando los datos de combustión de combustible de las estadísticas de energía nacionales y los factores de emisiones específicas sobre el país están disponibles. Los métodos Nivel III son apropiados cuando los datos sobre la combustión de combustible y los factores específicos de emisión sobre tecnología están disponibles. Los métodos Nivel III incluyen las mediciones de emisiones en las plantas generadoras de energía o modelados de emisiones que corresponde a las estadísticas de combustible en el estado. Mientras que los métodos Nivel II (y en menor grado los métodos Nivel III) pudieran ser más precisos y apropiados para Baja California, los factores de emisión a nivel de tecnología o instalaciones no son suficientes para completar totalmente un inventario y proyección con base en los enfoques Nivel II o Nivel III.

El método del Nivel I del IPCC se basa en las emisiones con base en el combustible y en los factores de emisión específicas de los mismos. Los factores de emisión Nivel I están disponibles para cada uno de los gases de efecto invernadero relevantes y se presentan en el Cuadro A-1. La calidad de los factores de emisión difiere entre gases. Para el CO₂, los factores de emisión principalmente dependen del contenido de carbono del combustible. Las condiciones de combustión (eficiencia de combustión, carbono retenido en escoria y cenizas, etc.) puede variar

²⁰ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>

²¹ SENER. 2008. "Balance Nacional de Energía 2007." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2008>

²² IPCC. 2006. "Directrices 2006 del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático para Inventarios de Gases de Efecto Invernadero." Disponible en: <http://www.IPCC-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>

²³ IPCC. 1995. "Segundo Reporte de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático." Disponible en: http://www.IPCC.ch/publications_and_data/publications_and_data_reports.htm#1



por una cantidad pequeña basada en la edad y en la condición de la unidad de combustión; sin embargo, dada la falta de factores de emisión específica de la instalación, las emisiones de CO₂ se estiman precisamente con base en la cantidad de combustibles quemados y en el contenido promedio de carbono de los combustibles.²⁴ Toda la electricidad importada a Baja California se supone que es generada usando Gas Natural.

Cuadro A-1. Factores de Emisión usados para el Inventario y Proyección

Combustible	EF CO ₂ (kg/TJ)	EF N ₂ O (kg/TJ)	EF CH ₄ (kg/TJ)
Gas Natural	56,100	0.1	1
Combustóleo	77,400	0.6	3
Diesel	77,400	0.6	3
Importaciones	56,100	0.1	1

Estos factores de emisión se basaron en los valores por defecto del IPCC 2006.

En el enfoque utilizado para inventariar las emisiones de GEI se da prioridad a los registros históricos disponibles, particularmente al sector eléctrico y a los informes de gas natural por la SENER los cuales proveen información histórica y proyección hasta 2017. El primer grupo de registros históricos perteneció al volumen de gas natural en millones de pies cúbicos por día usados por el sector eléctrico en Baja California de 1996 al 2008.²⁵ El segundo grupo de registros históricos detalló los consumos de diesel y combustóleo dentro del sector eléctrico en Baja California expresados en Tera julios (TJ) para el periodo de 1996 al 2008.²⁶ Finalmente, el tercer grupo de registros históricos provee información sobre las importaciones y exportaciones de electricidad internacional para el periodo de 1993 a 2007 reportado por los informes del *Prospectiva del Sector Eléctrico* de la SENER.²⁷ Los flujos importados de electricidad a Baja California es a través de 9 interconexiones existentes entre México y EE.UU; estas interconexiones son manejadas por el Servicio Eléctrico Nacional (SEN) y por el Western Electricity Coordinating Council (WECC).

Las proyecciones de emisiones de GEI del sector eléctrico se basan en las ventas estimadas de electricidad, en las proyecciones oficiales estimadas de combustión de gas natural dentro del sector eléctrico y en la información sobre la planeada capacidad de generación ampliada en Baja California. Con el inventario histórico de GEI, las emisiones de GEI son proyectadas para los escenarios basados tanto en la producción como en el consumo.

²⁴ Factores de emisión para metano y óxido nitroso dependen de la tecnología de combustión y de las condiciones de operación y varía significativamente, ambos entre las instalaciones de combustión individual y dentro de la misma unidad con el paso del tiempo. Debido a su variabilidad, el uso de los factores de emisión promedio específico de combustible para estos gases introduce incertidumbres relativamente grandes. Este párrafo está tomado del Capítulo 1, Volumen 2 de las Directrices 2006 del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, página 1.6. http://www.IPCC-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf

²⁵ SENER. 2009. "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017." Disponible en:

<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>

²⁶ Consumos históricos de combustibles fósiles en las plantas generadoras de energía se obtuvo directamente de la Secretaría de Energía (SENER) en respuesta a una carta de petición a la Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales de Nuevo León. Marzo 2007.

²⁷ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en:

<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>



Metodología para las Emisiones de Inventario Basado en la Producción

El inventario basado en la producción utilizó datos de consumo de combustible, además de datos de generación específicos para el combustible en instalaciones de generación de electricidad de Baja California. Los siguientes pasos se tomaron para aplicar los datos y supuestos basados en aquellos datos para generar inventario histórico de GEI basados en la producción.

Generación de electricidad: A partir de los reportes de la SENER, la generación de electricidad por combustible puede determinarse para los años 2003 al 2007. En el 2007, dos plantas combinadas (Presidente Juárez y Mexicali) generaron 46% de la producción bruta de electricidad del estado usando gas natural; 5% del combustóleo; 1% del diesel; 2% de la electricidad fue importada de los EE.UU de la planta Coral Power L.L.C, San Diego Gas & Electric y de Sempra Energy Solutions.²⁸ El restante 46% de la electricidad del estado proviene de la planta geotérmica de energía renovable (Cerro Prieto). Los resúmenes de los datos de 2007 se muestran en el Cuadro A-2 y en la Figura A-1. La Figura A-2 es una representación de la generación en estas instalaciones de 2003 al 2007.

Cuadro A-2. Resumen de las Características de Generación de Electricidad por Planta, 2007

Nombre de la Planta	Tipo de Generador	Tipo de Combustible	Capacidad Evaluada (MW)	Generación (GWh)	Consumo de Combustible (TJ)
Presidente Juárez (Rosarito)	CT	Combustóleo	320	621	263
Presidente Juárez (Rosarito)	CC	Gas Natural	496	3,100	58,132
Presidente Juárez (Tijuana)	GT	Diesel	210	132	219
Cerro Prieto (I, II, III)	GEO	N/D	720	5,592	N/A
Mexicali (PIE)	CC	Gas Natural	489	2,428	45,530

CT: termoeléctrica convencional; CC: ciclo combinado, GT: turbina de gas, GEO: eléctrica-geotérmica
Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

²⁸ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>



Figura A-1. Participación de Generación de Electricidad Bruta por Tipo de Combustible, 2007

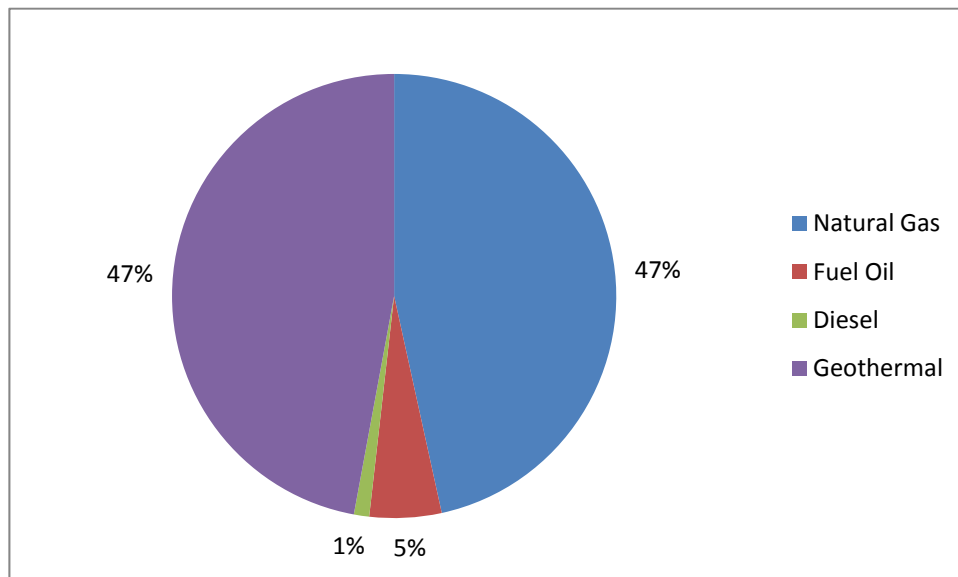
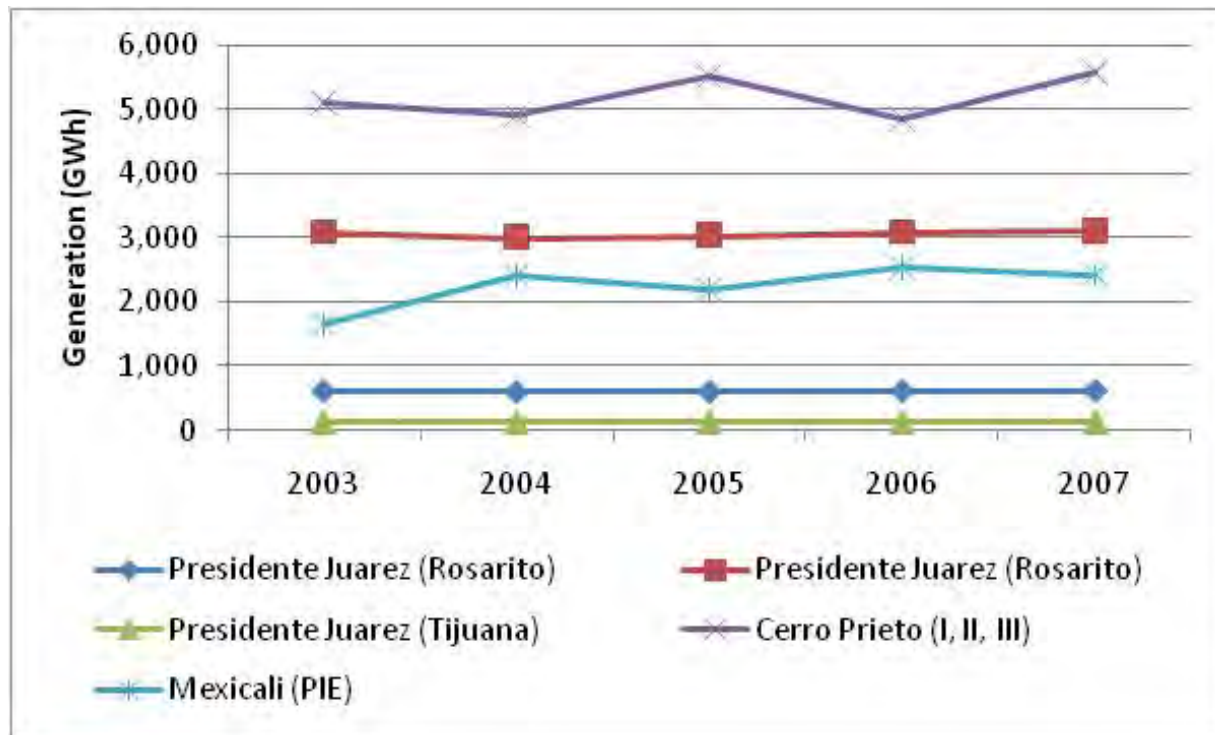


Figura A-2. Generacion de Electricidad por Planta, 2003-2007



Gas natural: Los datos concernientes a la cantidad de gas natural usados en el sector eléctrico están provistos por las *Prospectivas del Mercado de Gas Natural 2008-2017* y en ediciones anteriores de ese reporte. El contenido de energía de gas natural consumido se obtuvo multiplicando el volumen de gas natural quemado de cada año (como se informó en los reportes de la *Prospectiva de Mercado del Gas Natural*) por contenido de energía, utilizando los valores netos de contenido de energía por año publicado por la SENER en el *Balance Nacional de Energía 2007*.²⁹ Los datos históricos en estos reportes muestran que no existe gas natural quemado en el sector eléctrico antes del 2000. Por lo tanto, la retrosección de los datos no fue necesaria. La generación de electricidad previa al 2003 se estimó multiplicando el contenido de energía por el índice de calor (TJ/GWh) para el 2003 como se calculó con los datos disponibles de uso y generación de combustible.

Otros combustibles fósiles: Los datos de consumo para combustóleo y diesel para los años de 1996 al 2008 fueron provistos al CCS por la SENER.³⁰ El contenido de energía de estos combustibles se obtuvo multiplicando el volumen de estos combustibles quemados cada año por el contenido de energía (en TJ por barril) usando los valores netos de contenido de energía por año publicados por la SENER en el *Balance Nacional de Energía 2007*. Los valores de consumo de combustible para combustóleo fueron extrapolados para los años de 1990 a 1995 suponiendo una participación constante del total de generación para cada fuente de generación de combustible fósil. Energía renovable: La energía geotérmica provee una fuente importante de energía renovable para la generación de electricidad en Baja California. La *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017* de la SENER y en ediciones anteriores provee una cantidad total de electricidad generada por la energía geotérmica en Baja California para los años 1993 al 2007. La generación de electricidad para los años 1990 a 1992 se asumió igual a la generación en 1993.

Metodología para la Proyección de Emisiones Basado en la Producción.

La proyección de emisiones basado en la producción utilizó las proyecciones de la SENER para el uso de combustible, ventas de electricidad y capacidad planeada. La metodología para cada tipo de combustible es descrito a continuación:

Gas Natural: La proyección de consumo de gas natural en el sector eléctrico para los años 2008 al 2017 está prevista en el informe *Prospectivas del Mercado de Gas Natural 2008-2017*.³¹ El incremento promedio anual del 3.7% para 2008 al 2017 se aplicó a cada año posterior al 2018; sin embargo, basado en la capacidad disponible y planeada (como se

²⁹ Datos solicitados por la Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales de Nuevo León a SENER, marzo 2009.

³⁰ Consumos históricos de combustibles fósiles en las plantas generadoras de energía se obtuvo directamente de la Secretaría de Energía (SENER) en respuesta a una carta de petición a la Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales de Nuevo León.

³¹ Datos solicitados por la Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales de Nuevo León a SENER, marzo 2009.

muestra en el Cuadro A-3),³² es evidente que no habrá capacidad suficiente para incrementar el consumo de gas natural después del 2021. Por lo tanto, el consumo de gas natural en el sector eléctrico para 2022 hasta el 2025 se supone crecerá de manera forzada debido a la capacidad instalada para la generación de gas natural. El resultante incremento anual promedio de 2022 al 2025 es de 1.7%. El índice de calor calculado para el 2007 se aplicó al consumo proyectado de gas natural para proyectar la generación de electricidad.

Otros combustibles fósiles: Los datos provistos por la SENER sobre los consumos de combustóleo y diesel para 1996 al 2008 fue la principal fuente para la proyección de emisiones.³³ Se observó que el consumo de combustóleo desapareció para el año 2008. Antes del 2008, combustóleo se utilizaba en la turbina de combustión de la planta Presidente Juárez - Rosarito. Se infiere que esta turbina de combustión es decomisionada en el 2008. Asimismo, la SENER proyecta la operación de la planta Rosarito de ciclo combinado en 2011 con una capacidad de 93 MW. No se reporta cambios para las plantas que queman diesel.

Cuadro A-3. Ampliaciones de Capacidad Planeada de Gas Natural y Características Supuestas³⁴

Tipo de Planta	Año	Capacidad (MW)	Eficiencia Bruta	Factor de Capacidad	Uso Propio	Índice de Calor (TJ/GWh)	Generación Estimada (GWh)
Turbina de Gas	2009	124	39.4%	0.125	1.5%	9.27	134
Ciclo Combinado	2009	277	51.4%	0.8	2.9%	7.21	1,885
Conversión (CT a CC)	2011	93	51.4%	0.8	2.9%	7.21	633
Ciclo Combinado	2012	280	51.4%	0.8	2.9%	7.21	1,905
Ciclo Combinado	2016	280	51.4%	0.8	2.9%	7.21	1,905

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Energía renovable: La proyección de electricidad generada en la planta geotérmica en Baja California para el 2008 al 2017 esta reportada en la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017* por la SENER.³⁵ En el 2011, una unidad con capacidad evaluada de 107 MW será agregada a la planta de energía geotérmica de Cerro Prieto, mientras que una unidad en Cerro Prieto con una capacidad evaluada de 93 MW será eliminada en el 2011. Este incremento neto en la capacidad en el 2011 se cree proveerá la suficiente capacidad para satisfacer las proyecciones de generación de electricidad en la *Prospectiva del Sector*

³² El cuadro muestra la planeada capacidad ampliada así como la supuesta generación basada en las características de una planta de energía típica. Los datos de capacidad y los supuestos de las características fueron tomadas del "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017" de la SENER. Disponible en:

<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>.

³³ Consumos históricos de combustibles fósiles en las plantas generadoras de energía se obtuvo directamente de la Secretaría de Energía (SENER) en respuesta a una carta de petición a la Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales de Nuevo León. Marzo 2007.

³⁴ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en:

<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>.

³⁵ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en:

<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>.



Eléctrico 2008-2017 de la SENER. Se asume que la electricidad anual generada en la planta geotérmica para el 2008 al 2025 es igual a la generación total para el año 2017.

El informe *Prospectiva del Sector Eléctrico* también establece que la interconexión con los Estados Unidos concluirá en el 2013. Al mismo tiempo, en los años venideros, Baja California abrirá su transmisión con Sonora. Sin embargo, la cantidad de energía generada en Baja California es mucho mayor que la energía vendida sobre estos años; se supone que posterior al 2013, Baja California no importará electricidad vía esta nueva transmisión usando esta conexión solamente para exportar electricidad a otros estados en México. Aunque no es común que este supuesto será completamente cierto y que no se importará electricidad después del 2012 de otros estados mexicanos, una falta de proyección en las exportaciones e importaciones de la SENER hace más fácil evaluar las importaciones y exportaciones bajo una base “neta”, la cual en el caso de Baja California indica que habrá una exportación neta de electricidad a través del periodo de la proyección.

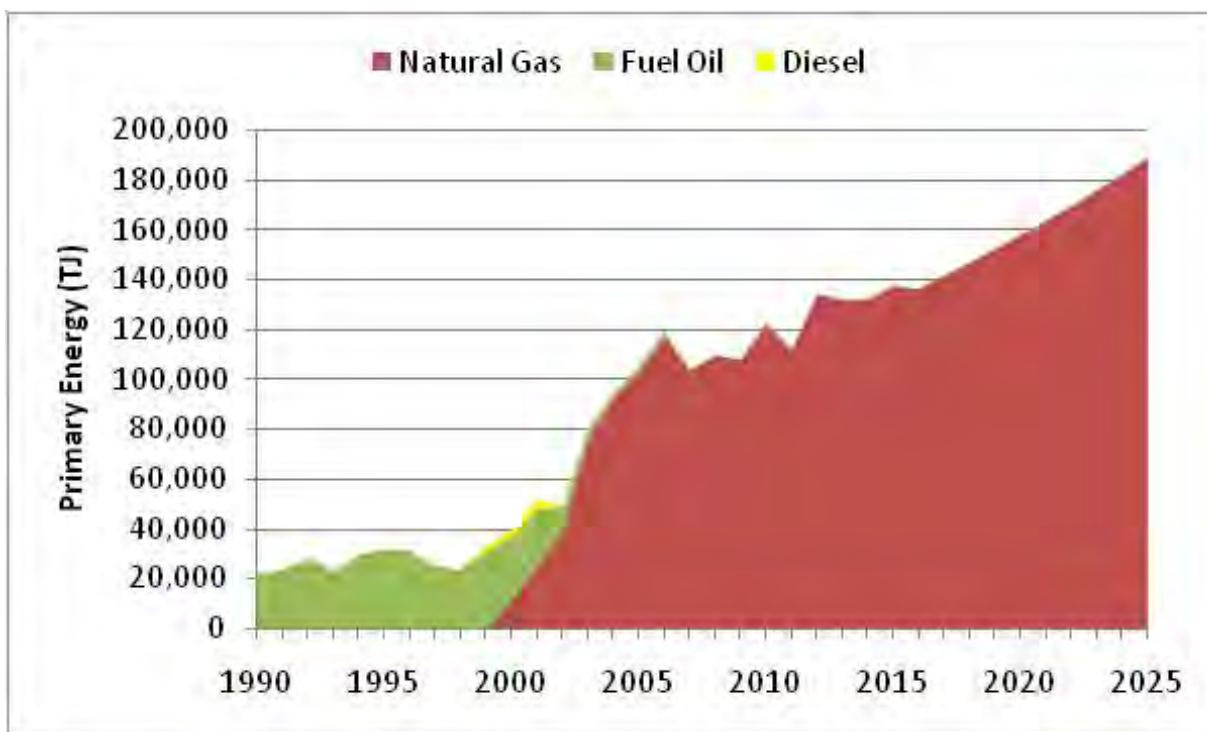
El Cuadro A-4 y la Figura A-3 muestran el principal consumo de combustible fósil por tipo de combustible sobre los periodos (1990-2025) de inventario histórico y proyección. La electricidad derivada de la energía geotérmica no está incluida en estos gráficos ya que están son justo las fuentes de energía con base en el combustible fósil usadas para generar electricidad. El Cuadro A-5 y la Figura A-4 muestran la generación de electricidad sobre este periodo por tipo de combustible. La energía geotérmica no está incluida en estos gráficos ya que la principal energía utilizada para generar electricidad es de la fuente renovable. Estos gráficos muestran que el gas natural llegó a ser la principal fuente de combustible fósil para la generación de electricidad en Baja California durante el periodo de 2000 al 2025, mientras que la cantidad de electricidad generada a través de la energía geotérmica permanece constante a lo largo del periodo de inventario y proyección.

Cuadro A-4. Inventario y Proyección Basado en la Producción- Consumo de Combustible Fósil (TJ)

Año	Gas natural	Combustóleo	Diesel	Producción Total
1990	0	21,696	176	21,871
1995	0	31,476	236	31,712
2000	11,221	25,347	2,800	39,368
2005	102,323	2,605	115	105,043
2010	122,268	0	104	122,372
2015	137,511	0	104	137,615
2020	157,797	0	104	157,901
2025	172,559	0	104	172,663

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Figura A-3. Inventario y Proyección Basado en la Producción – Consumo de Combustible Fósil: 1990 - 2025

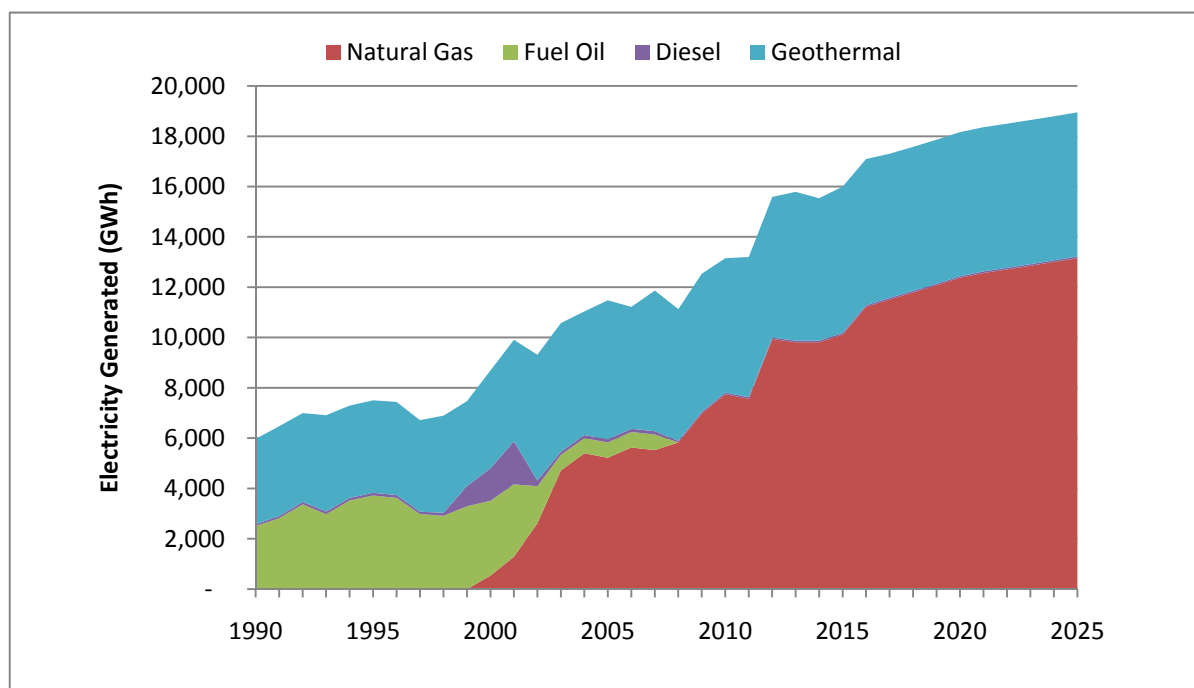


Cuadro A-5. Inventario y Proyección basado en la Producción – Generación de Electricidad (GWh)

Año	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Geotérmica	Producción Total
1990	0	2,506	80	3,387	5,973
1995	0	3,722	110	3,673	7,505
2000	543	2,971	1,299	3,885	8,697
2005	5,225	608	129	5,521	11,483
2010	7,748	0	62	5,347	13,157
2015	10,122	0	62	5,817	16,002
2020	12,377	0	62	5,730	18,169
2025	13,164	0	62	5,730	18,956

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Figura A-4. Generación Total de Electricidad – por Tipo de Combustible: 1990 - 2025



Resultado de las Emisiones para el Caso de Referencia en Base a la Producción

Los métodos descritos en las dos secciones previas provén detalle de como el CCS utilizó la información existente y las proyecciones oficiales para estimar el contenido de energía de los combustibles usados para 1990 hasta el 2025. Las emisiones de GEI con base en la producción histórica y proyectada se muestran en el Cuadro A-6 y en la Figura A-5. La contribución de cada tipo de combustible para las emisiones de GEI está en línea con el consumo de energía fósil correspondiente. Los resultados ponen en evidencia que las emisiones de GEI derivadas del gas natural dominan las emisiones proyectadas de GEI basadas asumiendo la ausencia de inversiones adicionales en geotermia.

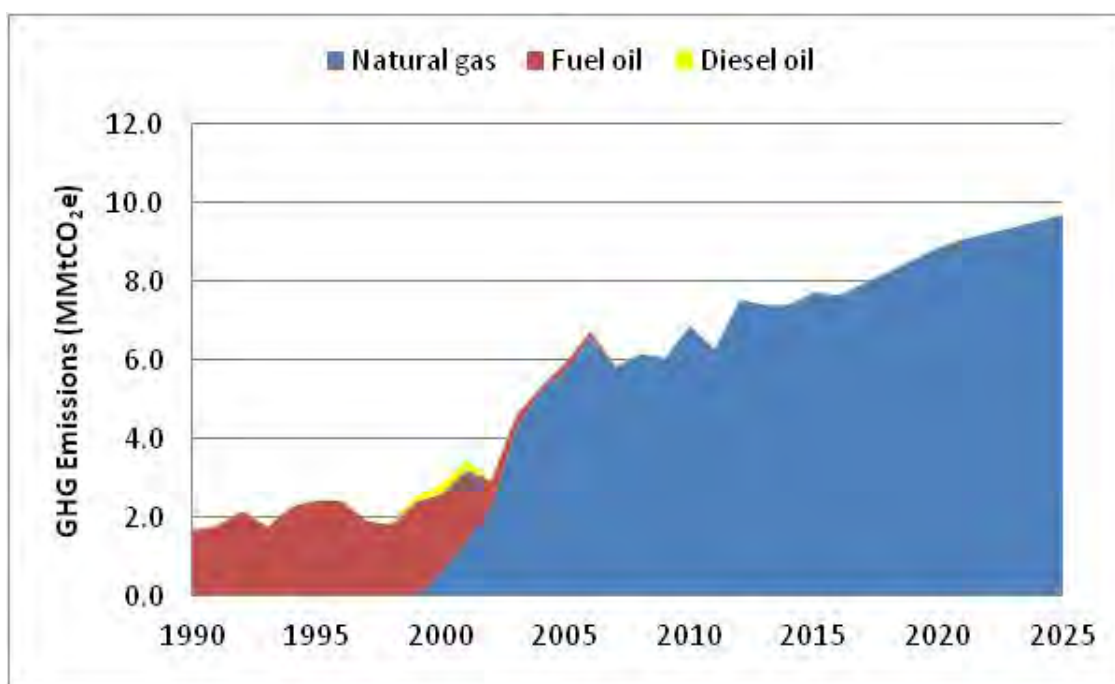
Cuadro A-6. Emisiones de GEI basadas en la Producción provenientes del Sector Eléctrico (MTmCO₂e)

Año	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Emisiones basadas en la Producción Total
1990	0.00	1.68	0.01	1.70
1995	0.00	2.44	0.02	2.46
2000	0.63	1.97	0.21	2.81
2005	5.75	0.20	0.01	5.96

Año	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Emisiones basadas en la Producción Total
2010	6.87	0.00	0.01	6.87
2015	7.72	0.00	0.01	7.73
2020	8.86	0.00	0.01	8.87
2025	9.69	0.00	0.01	9.70

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Figura A-5. Emisiones de GEI basadas en la Producción provenientes del Sector Eléctrico: 1990 - 2025



Metodología de las Emisiones de Inventario Basado en el Consumo

El inventario basado en el consumo toma en cuenta las emisiones resultantes de la electricidad consumida en Baja California incluyendo las emisiones de electricidad importada pero excluyendo las emisiones de electricidad producida en, pero exportada del estado.

$$\text{Electricidad basada en el Consumo (GWh)} = \text{Ventas en el estado} + \text{Perdidas}$$

El inventario basado en el consumo se basa principalmente en los datos de ventas de electricidad reportadas en la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017* de la SENER y en ediciones

anteriores.³⁶ Se supone que la misma mezcla de combustibles para la generación bruta de electricidad se extiende a las ventas de electricidad en el estado. Los valores de venta de electricidad se multiplicaron por los índices de calor (TJ/GWh) determinados en base del análisis de las emisiones por producción para obtener el equivalente consumo energético en Terajoules. La cantidad de electricidad importada para los años de 1993 a 2007 se informó en los reportes de *Prospectiva del Sector Eléctrico* de la SENER. Se supuso que la electricidad importada fue generada usando gas natural. Conforme la generación tomó lugar en los Estados Unidos, el promedio del índice de calor para gas natural-reportado por la Agencia de Protección al Medio Ambiente de los EE.UU.- fue usado para calcular el contenido de energía del combustible usado para generar la electricidad importada.³⁷ Baja California también exporta una cantidad importante de electricidad (cerca de 2,000 GWh en algunos años) a los Estados Unidos. La cantidad de electricidad exportada en el inventario histórico también está reportada en los informes de *Prospectiva del Sector Eléctrico* de la SENER.

Existen pérdidas importantes de electricidad debido a la pérdida en T&D y en robos. Mientras una pequeña cantidad (5% a 10%) de pérdida de T&D es normal, un informe académico de la Universidad de Rice en Houston, TX afirmó que la pérdida total para el sistema eléctrico en México podría exceder un 25%.³⁸ La pérdida de electricidad se calculó restando las ventas y las exportaciones de electricidad del total de la producción.

Considerando que la pérdida de electricidad en T&D es inherente al sistema de suministro de electricidad, es necesario contabilizar las pérdidas en T&D en el inventario basado en el consumo. En el inventario basado en la producción, la pérdida en T&D y en robo son capturados dentro de las estimaciones de la generación total por lo que no es necesario una contabilidad separada.

Metodología de la Proyección de Emisiones Basado en el Consumo

La proyección basada en el consumo se elabora en función del consumo de electricidad en Baja California. El consumo de electricidad para la región noroeste de México está proyectado por la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017* de la SENER. El consumo de electricidad para Baja California está indexado a la proyección de la región noroeste para los años 2008 al 2017. El incremento anual promedio de 3.4% se aplicó cada año para estimar el consumo total para el 2008 al 2025; entonces los desgloses específicos de las fuentes fueron multiplicados por los índices de calor del 2007 (TJ/GWh) calculados del inventario histórico de GEI basado en la producción para reportar el contenido de energía usado en los cálculos de emisiones.

³⁶ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>. Ediciones anteriores también disponibles en este mismo sitio.

³⁷ U.S. EPA. 2006. "Caso Base 2006 del Sistema Nacional de Información de Energía Eléctrica." Sección 3: Supuestos de Operaciones de Sistemas de Poder. Disponible en: <http://epa.gov/airmarkt/progsregs/epa-ipm/docs/Section-3.pdf>.

³⁸ Hartley, Peter and Eduardo Martinez-Chombo. 2002. "Oferta y Demanda de Electricidad en México." Rice University, Houston, TX. Disponible en: http://www.rice.edu/energy/publications/docs/Hartley_ElectricityDemandSupplyMexico.pdf.



Consistente con los inventarios históricos de GEI, la proyección de producción de electricidad excede las ventas de electricidad de 2008 al 2025. Las proyecciones de electricidad exportada de Baja California no estuvieron disponibles; por lo tanto, fue necesario hacer un supuesto en relación a las ventas de electricidad y pérdidas en T&D.

Se asume que el porcentaje de electricidad perdida sería igual a la tasa de promedio anual de pérdida (10.7%). Este valor fue escogido como un estimado conservadoramente bajo de pérdida en T&D. La cantidad de electricidad importada anualmente durante el periodo de proyección fue calculada restando la pérdida de electricidad y consumo de la producción.

El Cuadro A-7 y la Figura A-6 muestran la disposición de la energía eléctrica en el estado, incluyendo las importaciones de consumo en el estado, pérdidas y exportaciones. La figura A-7 muestra el consumo de energía primaria a través del periodo de inventario histórico y de proyección que fue usado para calcular las estimaciones de emisiones de GEI.

Cuadro A-7. Disposición de Energía Eléctrica en todo el Estado (GWh)

Año	Inventario basado en el Consumo			
	Consumo Total en el Estado	Importación	Perdida	Exportación
1990	3,538	44	2,284	1,995
1995	4,081	228	3,766	1,920
2000	7,522	927	4,489	66
2005	8,496	75	2,025	1,037
2010	10,440	177	1,684	1,211
2015	12,025	0	1,632	2,345
2020	14,111	0	1,381	2,677
2025	16,679	0	948	1,329

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Figura A-6. Disposición de Energía Eléctrica en todo el Estado: 1990 - 2025

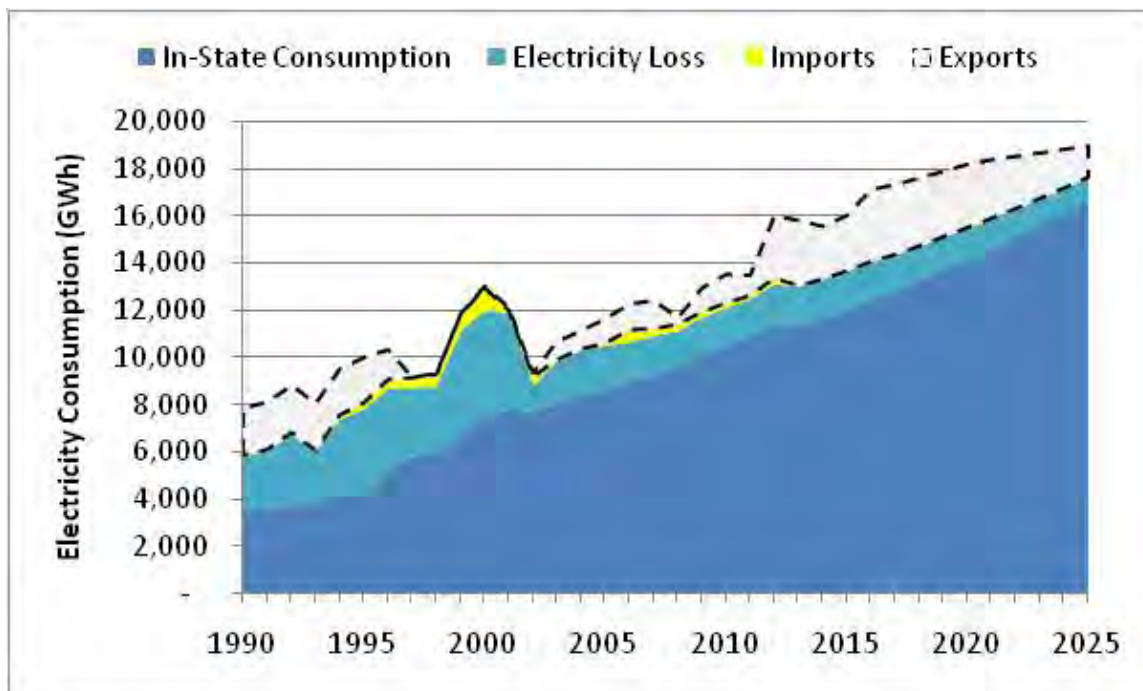
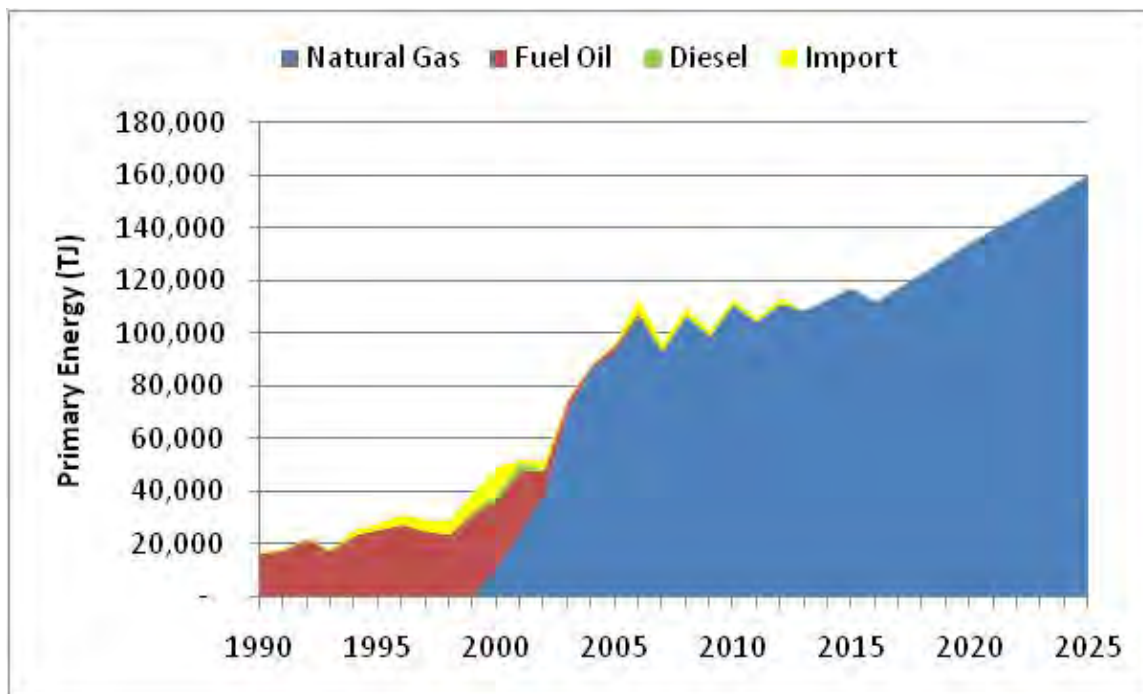


Figura A-7. Inventario y Proyección Basado en el Consumo – Uso de Energía Fósil: 1990 - 2025



Resultado de las Emisiones para el Caso de Referencia en Base del Consumo

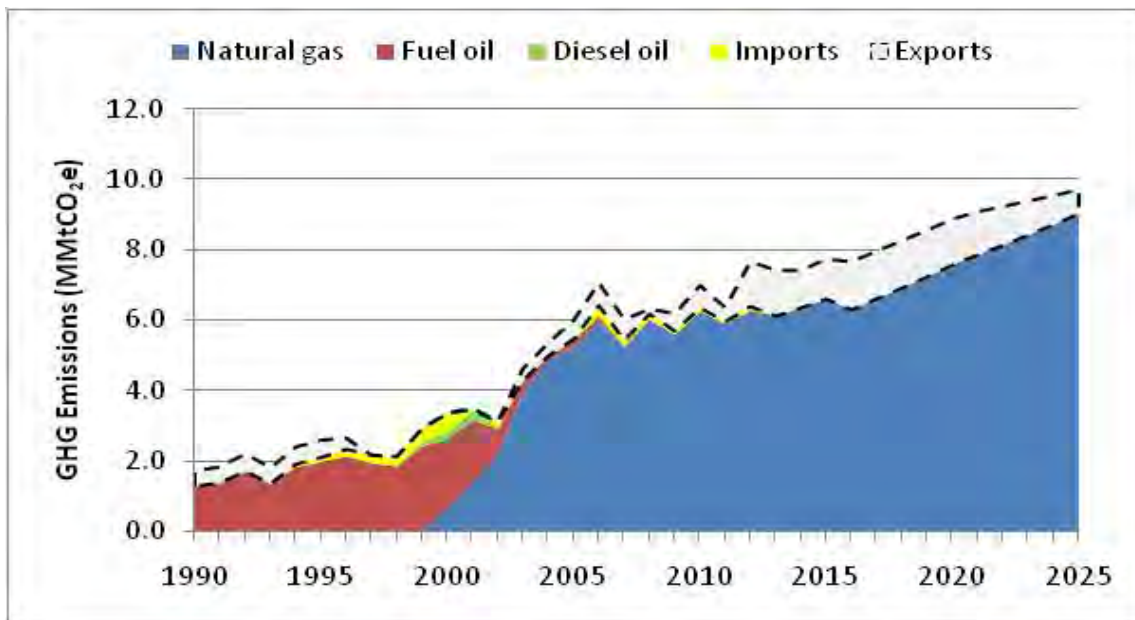
Los métodos descritos en las dos secciones previas proveen detalles de cómo el CCS utiliza la información existente y las proyecciones oficiales para estimar el contenido de energía de combustibles usados para 1990 a 2025. Las emisiones de GEI basadas en el consumo histórico y proyectado se muestran en el Cuadro A-8 y en la Figura A-8. La Figura A-8 desglosa la contribución de cada tipo de combustible al componente de consumo en el estado del inventario basado en el consumo, así como también incluye una línea punteada para mostrar el impacto de las exportaciones de electricidad en las emisiones de GEI, aunque las emisiones de las exportaciones de electricidad no están incluidas en el inventario basado en el consumo. Las emisiones de pérdidas de electricidad están contabilizadas en las emisiones de fuente de combustible en la Figura A-8. La Figura A-9 muestra las emisiones de GEI basadas en el consumo por componente y pretende mostrar el impacto de las emisiones de GEI de las exportaciones, importaciones y pérdidas de electricidad relativas a las emisiones directamente como resultado del consumo de electricidad generada en Baja California.

Cuadro A-8. Emisiones Totales de GEI relacionadas con el Consumo de Electricidad (MTmCO₂e)

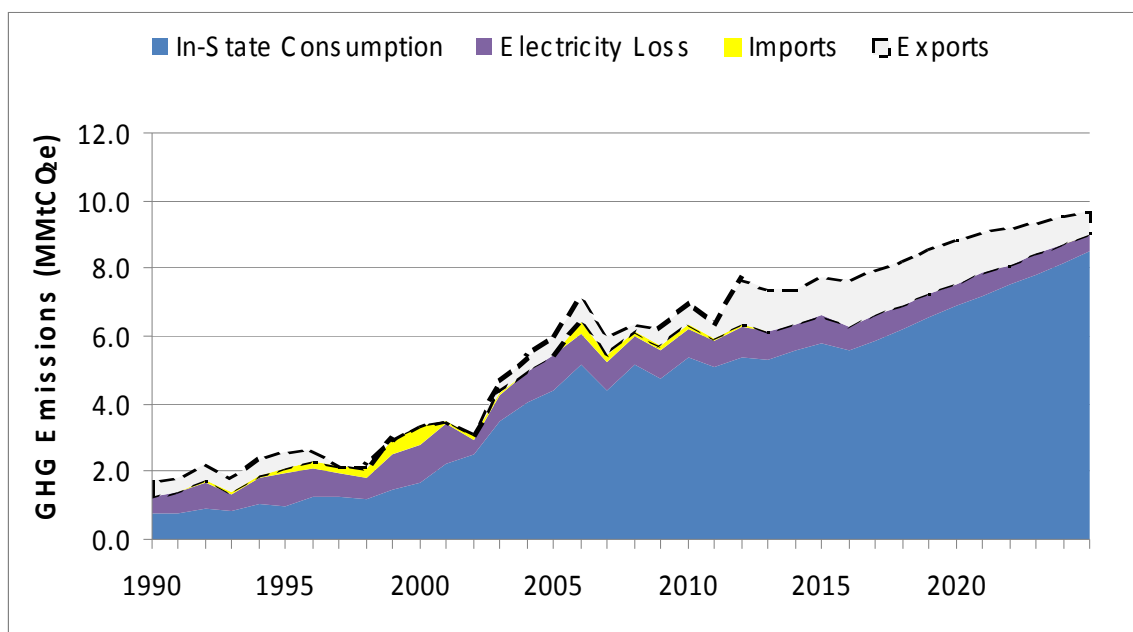
Año	Consumo en el Estado	Importaciones	Perdidas	Emisiones basadas en el Consumo Total	Exportaciones
1990	0.76	1.25	0.50	1.29	0.44
1995	0.99	1.95	0.97	2.10	0.50
2000	1.66	1.96	1.13	3.35	0.02
2005	4.37	0.18	1.05	5.46	0.54
2010	5.36	0.00	0.88	6.35	0.63
2015	5.81	0.00	0.79	6.60	1.13
2020	6.89	0.00	0.67	7.56	1.31
2025	8.53	0.00	0.48	9.02	0.68

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

**Figura A-8. Emisiones de GEI provenientes del Sector Eléctrico basado en el Consumo
Total: 1990 - 2025**



**Figura A-9. Emisiones de GEI provenientes del Sector Eléctrico basado en el Consumo –
por Componente: 1990 - 2025**



Incertidumbres Claves y Necesidades Futuras de Investigación

Las fuentes claves de incertidumbre que subrayan las estimaciones anteriores y las oportunidades futuras de investigación son como sigue:

- La información en los reportes de proyecciones de electricidad y gas natural de la SENER no proveen suficiente información para discernir el nivel de las importaciones y exportaciones en el futuro, especialmente de y a otros estados en México. Las actualizaciones proyectadas para las interconexiones están reportadas en los informes de *Prospectivas del Sector Eléctrico* de la SENER; sin embargo, la información es solamente suficiente para aprobar o desaprobar ya sea que sea suficiente la capacidad de la red para transferir electricidad entre Baja California y EE.UU u otros estados mexicanos. Las cantidades actuales de exportaciones e importaciones se basan en los cálculos de generaciones futuras, ventas y supuestas pérdidas. Un análisis de mercado más sofisticado puede probar el uso en la evaluación de contribuciones futuras de exportaciones e importaciones de emisiones de GEI del sector eléctrico en Baja California.
- El crecimiento de la poblacional y económico son los principales impulsores para el uso de combustible. Las proyecciones de casos de referencia se basan en las estimaciones de los requerimientos de generación eléctrica reportada en los informes *Prospectivas del Sector Eléctrico* de la SENER. Alternamente, un modelo auto regresivo integrado de media móvil (ARIMA por sus siglas en inglés) se puede usar para elaborar proyecciones en base de una serie temporal histórica, en donde los valores de los años reciente pesan que los valores de años previos. El modelo ARIMA es una combinación de un modelo auto regresivo (a base de valores pasados), y de una media móvil (en base de errores pasados) que se puede utilizar para generar un patrón de crecimiento.
- El uso de la electricidad en sitio y las estimaciones de perdida en T&D se usaron para convertir la generación bruta en la proyección de ventas para cumplir con la demanda del estado. El uso en sitio y las pérdidas de transmisión y distribución son calculadas en base a la generación bruta reportada, a las ventas de electricidad en el estado y a las importaciones y exportaciones. Las mejoras a estas estimaciones podrían ayudar a obtener emisiones más precisas relacionadas con la electricidad importada.
- Existen incertidumbres relacionadas con la mezcla de combustible a lo largo de todo el estado, factores de emisiones y factores de conversión (convertir electricidad de una base de entrada de calor a una salida de electricidad) que debería ser revisada y corregida con los datos que son específicos para los generadores de energía de Baja California. La clave entre estos es que la producción geotérmica de poder emita CO₂ fugitivo que debería ser agregado a estas estimaciones preliminares.
- Para las plantas de calor combinado y de poder que generan y venden electricidad a la red de poder, el uso de combustible relacionado con las instalaciones es agregado por combustible y por sector y por lo tanto no puede ser desglosado fácilmente para que pueda ser reportado bajo el suministro de energía eléctrica y el sector de uso. Un trabajo futuro podría incluir una evaluación para determinar la mejor manera para aislar las emisiones relacionadas con el calor combinado y las plantas de poder.

- Los cambios en el precio del combustible influyen en los niveles de consumo y, a medida que las tendencias en los precios de los distintos combustibles varíen, esto alentará el cambio a otros combustibles lo cual afectaría las estimaciones de las emisiones. Eventos no anticipados que podrían afectar los precios podría afectar la proyección de electricidad para Baja California.

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente.]

Apéndice B. Quema de Combustible Residencial, Comercial, e Industrial (RCI)

Descripción General

Las actividades en los sectores RCI³⁹ generan emisiones de CO₂, CH₄, y N₂O al quemar combustible en calefacciones domésticas, calentadores de agua, procesos industriales, cocinas, y otras aplicaciones energéticas. Este apéndice contempla la quema de combustible solo para estos sub-sectores. En el 2005 las emisiones totales de GEI procedentes de la quema de aceite, gas natural, carbono y leña fueron del orden de 1.4 MTmCO₂e, de las cuales el 54% fueron emitidas por fuentes industriales, el 34% por fuentes residenciales y el 12% por fuentes comerciales. Las emisiones no procedentes de la combustión relacionadas con la actividad residencial, comercial e industrial pueden encontrarse en los apéndices de los sectores de agricultura, residuos, procesos industriales y silvicultura.

Emisiones y Proyecciones de los Casos de Referencia

Las Directrices del IPCC de 2006 plantean tres enfoques para calcular las emisiones derivadas de la quema de combustibles fósiles por fuentes estacionarias. Con base en la información disponible se seleccionó el enfoque del Nivel.⁴⁰

En las Directrices del IPCC de 2006 se calculan las emisiones de carbono en términos de las especies que se emiten. Durante el proceso de combustión, la mayor parte del carbono se emite inmediatamente como CO₂; sin embargo, parte del carbono se emite en forma de monóxido de carbono (CO), metano (CH₄), o compuestos orgánicos volátiles (COVDM). La mayor parte del carbono que se emite en la forma de estas especies distintas al CO₂ finalmente se oxida y se convierte en CO₂ en la atmósfera. En el caso de la quema de combustibles, las emisiones de estos gases distintos al CO₂ contienen cantidades muy pequeñas de carbono comparadas con la estimación de CO₂ y, en el Nivel 1, es más exacto basar la estimación del CO₂ en el carbono total del combustible. Esto es porque el carbono total en el combustible depende únicamente del combustible, mientras que las emisiones de los gases distintos al CO₂ dependen de muchos factores, tales como las tecnologías de combustión o mantenimiento que en general no son muy conocidos.

El método del Nivel 1 se basa en el combustible, puesto que las emisiones de todas las fuentes de combustión se pueden calcular tomando como base las cantidades de combustible quemado y los factores de emisión promedio. Se dispone de los factores de emisión del Nivel I para CO₂, CH₄, and N₂O. La calidad de estos factores de emisión difiere de un gas a otro. En el caso del CO₂, los factores de emisión dependen principalmente del contenido de carbono del combustible. Las condiciones de la combustión (incluyendo la eficiencia de combustión y carbono retenido en la

³⁹ El sector industrial incluye las emisiones relacionadas con el consumo energético en la agricultura y el gas natural que se usa como combustible para operaciones de extracción y como combustible en plantas de procesamiento. Las emisiones relacionadas con el uso de combustible en tuberías de transmisión se incluyen en el Apéndice E.

⁴⁰ Directrices del IPCC de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, Volumen 2, Capítulo 1, página 1.6. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf



escoria y las cenizas, etc.) tienen poca importancia relativa.⁴¹ Por lo tanto, es posible estimar las emisiones de CO₂ con bastante exactitud, sobre la base del total de los combustibles quemados y del contenido de carbono promedio de los combustibles.

Sin embargo, los factores de emisión correspondientes al CH₄ y N₂O dependen de la tecnología de combustión y de las condiciones del proceso, y varían considerablemente, tanto entre las instalaciones individuales de combustión como a través del tiempo. Debido a esta variabilidad, el uso de factores de emisión promedio para estos gases aportará incertidumbres bastante considerables.⁴² Afortunadamente, el CH₄ y N₂O contribuye muy poco al total de las emisiones de CO₂ procedentes de los procesos de combustión. Los cálculos de las emisiones de la quema de leña incluyen solamente N₂O y CH₄. El CO₂ derivado de la quema de leña es considerado como fuente biogénica y no está incluida en este inventario. Las emisiones de dióxido de carbono de la quema de biomasa se supone que son “Neto Cero”, consistentes con las metodologías del Plan Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) y cualquier pérdida neta de los bonos de carbono debido al uso de combustible biomasa debería ser tomado en cuenta para los análisis de uso de tierra y forestal. Las emisiones de N₂O y CH₄ en este inventario son reportados en equivalentes de CO₂ (CO₂e).

Con el fin de plasmar la diferencia entre las emisiones de CH₄ y N₂O, los factores de emisión incluidos en las Directrices del IPCC de 2006 se indican en cuadros distintos, conforme a cuatro subsectores: 1) industrias energéticas, 2) industrias manufactureras y construcción, 3) comercial e institucional y, 4) residencial y agrícola/forestal/piscícola.⁴³ A continuación se presenta una breve descripción de los métodos y datos utilizados para desarrollar proyecciones con casos de referencia. Los factores de emisión usados para este inventario y proyección se resumen en el Cuadro B-1, seguido de una breve descripción de los métodos y datos de la actividad usados para desarrollar el inventario y las proyecciones de casos de referencia.

⁴¹ Directrices del IPCC de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, Volumen 2, Capítulo 1, página 1.6. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf

⁴² Este párrafo está citado con poca edición del Capítulo 1, Volumen 2 de las Directrices del IPCC de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, página 1.6. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf

⁴³ Cuadros de factores de emisión por defecto se encuentran en el Capítulo 2, Volumen 2 de las Directrices del IPCC de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>.



Cuadro B-1. Factores de Emisión para Combustibles en el Sector RCI (kg/TJ)

Fuente	Tipo de Combustible	CO ₂	N ₂ O	CH ₄
Comercial	Gases Licuados de Petróleo	63,100	0.1	5
	Diesel	74,100	0.6	3
Industrial	Gases Licuados de Petróleo	63,100	0.1	1
	Agrícola- Gases Licuados de Petróleo	63,100	0.1	5
	Gas Natural	56,100	0.1	1
	Combustóleo	77,400	0.6	3
	Gases Licuados de Petróleo	63,100	0.1	5
Residencial	Gas Natural	56,100	0.1	5
	Biocombustibles fósiles: Leña	112,000	4	300

Diesel

El consumo de diesel en el sector RCI para 1993-2007, así como los cálculos proyectados para 2008-2009 se obtuvieron directamente de la SENER.⁴⁴ La SENER atribuyó todo el consumo de diesel al subsector industrial. Previa a 1993, el consumo se extrapola linealmente a 1990. Los valores de la proyección se derivaron por el cálculo de índice de crecimiento medio anual (2.7%) del juego de datos de la SENER de 1994-2009 y aplicándolos a los años 2010-2025. El índice de crecimiento aplicado para este combustible y todos los demás combustibles en el sector se resumen en el Cuadro B-2.

Combustóleo

Por cada año de 1990-2007, el consumo de combustóleo en el sector RCI se calculó restando las ventas anuales de combustóleo del sector eléctrico del estado de las ventas totales anuales del estado.⁴⁵ Los valores la proyección se derivaron calculando el índice de crecimiento medio anual (-2.1%) para 2003-2006 y aplicándolos a los años 2008-2025.

⁴⁴ La información sobre el consumo de diesel fuere preparada por la SENER por la Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales (APMARN) de Nuevo León.

⁴⁵ SIE - productos petrolíferos.

Cuadro B-2. Índices de Crecimiento usados en la Proyección del Sector RCI

Fuente	Tipo de Combustible	Tasa de Crecimiento
Comercial	Gases Licuados de Petróleo	2.5%
Industrial	Diesel	2.7%
	Gases Licuados de Petróleo	3.0%
	Agrícola- Gases Licuados de Petróleo	2.1%
	Gas Natural	1.2%
	Combustóleo	-2.1%
Residencial	Gases Licuados de Petróleo	0.6%
	Gas Natural	1.9%
	Biocombustibles Sólidos: Leña	2.9%

Gas Licuado de Petróleo

El consumo estatal de gas licuado de petróleo (GLP) y el consumo proyectado se obtuvieron de la SENER.⁴⁶ La información sobre el consumo de combustible por estado se publicó para 1996-2005. El consumo por sub-sector incluyendo el residencial, comercial e industrial fueron publicados por región. Los porcentajes regionales se multiplicaron por el consumo estatal para calcular el consumo por sub-sector del estado. El consumo para los años previos a 1990 se calculó por medio de la retrospcción de los consumos reportados. Las proyecciones oficiales de la SENER sobre el consumo de GLP estuvieron disponibles para 2006-2016. Para los años restantes de la proyección a 2025, el consumo de GLP en cada sub-sector se supuso crecería al en la misma proporción que la proyección de la SENER (índice de crecimiento medio anual para 2009-2016), esto es 0.6% para residencial, 3.0% para industrial y 2.5% para comercial.

El consumo de GPL para usos industriales auxiliares a la producción agrícola también se reportó y está incluido aquí como parte del subsector industrial. Muchas actividades en el sector agrícola requieren del uso de energía de combustible, como la operación de tractores y maquinaria. Sin embargo, la información segregada en relación al consumo de energía eléctrica que se relaciona con el consumo de energía en el sector agrícola sólo estuvo disponible para GLP. Éste no es representativo del consumo de energía primaria en el sector agrícola ya que la forma predominante de energía es el diesel usado en los tractores y en la maquinaria pesada. El consumo de diesel por vehículos (tractores, tráileres, etc.) se contempla bajo Consumo de Energía en el Transporte. (Ver Apéndice C)

⁴⁶ SENER: *Prospectiva del Mercado de Gas LP 2006-2015, Prospectiva del Mercado de Gas LP 2007-2016, y Prospectiva del Mercado de Gas LP 2008-2017* Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/index.jsp>.

Gas Natural

El consumo estatal de gas natural y los datos de consumo para la proyección se obtuvieron de la SENER.⁴⁷ El consumo de combustible segregado por subsector estuvo disponible a nivel estatal para la industria para los años 1998-2007. El consumo de gas natural agregado para el sector residencial, comercial y transporte se reportó para 2000-2007 en el estado. Los datos nacionales de la SENER indican que la mayoría de estos consumos son de uso residencial.⁴⁸ Por lo tanto, todos los consumos de este agregado fueron atribuidos al sub-sector residencial. Por consiguiente, al sector comercial se le ha atribuido muy poco consumo. Los valores de consumo para los años previos a 1990 se calcularon por medio de la retrosección del consumo reportado. Las proyecciones oficiales de la SENER sobre el consumo de gas natural estuvieron disponibles para los años 2009-2017. Para los años restantes hasta el 2025, el consumo total estatal se supuso que creció en la misma proporción que la de la proyección de la SENER (Índice de crecimiento medio anual para 2009-2017), esto es 1.2% para el subsector industrial y 1.9% para los sectores residencial, comercial y transporte. En Baja California, el sub-sector industrial domina el consumo de gas natural. El consumo reportado del sector residencial, comercial y transporte es sólo el 3 % del consumo de gas natural del subsector industrial.

Combustibles biosólidos: Leña

El uso del leña por parte del subsector residencial se derivó de dos fuentes de información: El Censo de Población y Vivienda del 2000 (Población y Censo de Vivienda) proporcionó el desglose del tipo de combustible que se usa para cocinar en las viviendas. Esta fuente se usó para determinar la proporción de viviendas en las que se usan estufas de leña (0.7%). La SENER facilitó datos sobre el consumo promedio anual de uso de leña por persona para 1996 y 2006 (en equivalentes a gas natural).⁴⁹ El uso de combustible de leña se supuso disminuiría linealmente entre 1996 y 2006. Los años 1990-1995 permanecieron constantes al nivel de 1996. El uso de la energía procedente del consumo de leña se calculó multiplicando el porcentaje de residentes que usan leña como combustible por el promedio anual del uso de leña. Los valores de la proyección se derivaron calculando el índice de crecimiento promedio anual (2.9% para 1990-2005 y aplicándolo a los años 2006-2025. Solamente las emisiones de CH₄ y N₂O asociadas con la quema de leña se reportan aquí como cualquier emisión de CO₂ sería considerada biogénica.

Resultados

El uso de energía en el sector RCI dieron un total de 20,372 Tera julios (TJ) en 2005. Los valores del consumo de energía se muestran en el Cuadro B-3.

La Figura B-1 y los Cuadros B-4 y B-5 proveen un perfil del resumen de emisiones de GEI para todo el sector RCI. En el 2005, el total de las emisiones de GEI en el sector RCI fue de 1.3 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalentes (MTmCO₂e) de los cuales el 55% está asociado con la quema de combustible en el sub-sector industrial, 33% es procedente

⁴⁷ SENER: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016 y Prospectiva del Mercado de Gas LP 2008-2017*. Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/index.jsp>.

⁴⁸ SENER: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016 y Prospectiva del Mercado de Gas LP 2008-2017*. Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/index.jsp>.

⁴⁹ SENER: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016, Cuadro 23*. Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/index.jsp>.

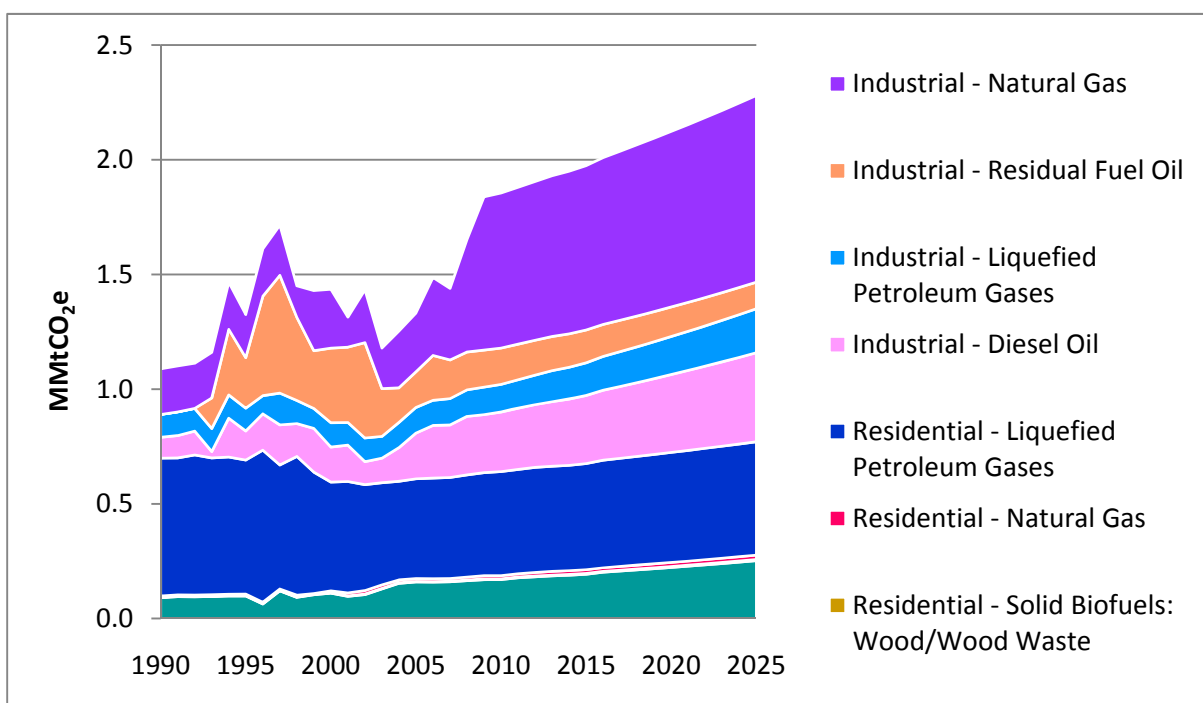


del sub-sector residencial y 12% del sub-sector comercial. En 2005, el consumo residencial de GLP representó el 32% del uso de energía de RCI, seguido por el consumo de gas natural industrial (20 %) y el consumo industrial de diesel (15 %).

Cuadro B-3. Histórico de Energía Usada en el Sector RCI en TJ

Fuente	Tipo de Combustible	1990	1995	2000	2005
Comercial	Gases Licuados de Petróleo	1,413	1,520	1,712	2,469
Industrial	Diesel	1,215	1,690	2,035	2,657
	Gases Licuados de Petróleo	1,056	1,073	1,189	1,372
	Agrícola- Gases Licuados de Petróleo	498	487	476	384
	Gas Natural	3,523	3,324	4,541	4,533
	Combustóleo	0	2,812	4,150	1,989
Residencial	Gases Licuados de Petróleo	9,289	9,038	7,339	6,723
	Gas Natural	78	131	131	216
	Biocombustibles sólidos: Leña	19	24	27	29
Total		17,114	20,077	21,599	20,372

Figura B-1. Emisiones de GEI en el Sector RCI



Para 2025, el total de las emisiones de GEI procedentes del sector RCI están proyectadas en 2.3 MTmCO₂e de los cuales el 67 % es de la quema de combustible industrial, 23% de la quema de combustible residencial y 11 de la quema de combustible comercial. En general, las emisiones del sector RCI provienen de la combustión de gas natural y diesel en el sub-sector industrial y por GLP en el sub-sector residencial. La combustión de GLP en el sub-sector comercial y de GLP y combustóleo en el sub-sector industrial también representa grandes contribuidores de emisiones de GEI en este sector. El consumo de gas natural se reportó como un total agregado en el estado para los sub-sectores residenciales y comerciales y para el sector de transporte. Además del consumo de gas natural comercial incluido en este agregado, es probable que parte del consumo comercial sea incluido en el consumo del subsector industrial. Datos más detallados de agencias estatales o proveedores de combustible serían necesarios para clarificar esto.

Cuadro B-4. Emisiones de GEI en el Sector RCI (MTmCO₂e)

Fuente	Tipo de Combustible	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Comercial	Gases Licuados de Petróleo	0.09	0.10	0.11	0.16	0.17	0.19	0.22	0.25
Industrial	Diesel	0.09	0.13	0.15	0.20	0.26	0.30	0.34	0.39
	Gases Licuados de Petróleo	0.07	0.07	0.08	0.09	0.09	0.11	0.13	0.16
	Agrícola- Gases Licuados de Petróleo	0.03	0.03	0.03	0.02	0.03	0.03	0.03	0.04
	Gas Natural	0.20	0.19	0.26	0.26	0.68	0.72	0.77	0.81
	Combustóleo	0.00	0.22	0.33	0.16	0.16	0.14	0.13	0.12
Residencial	Gases Licuados de Petróleo	0.60	0.58	0.47	0.43	0.45	0.46	0.48	0.49
	Gas Natural	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02
	Biocombustibles Sólidos: Leña	0.002	0.002	0.003	0.003	0.003	0.004	0.004	0.005
Total		1.09	1.33	1.44	1.33	1.86	1.97	2.12	2.28

Cuadro B-5. Distribución de Emisiones de GEI en el Sector RCI

Fuente	Tipo de Combustible	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Comercial	Gases Licuados de Petróleo	8%	7%	8%	12%	9%	10%	10%	11%
Industrial	Diesel	8%	10%	11%	15%	14%	15%	16%	17%
	Gases Licuados de Petróleo	6%	5%	5%	7%	5%	6%	6%	7%
	Agrícola- Gases Licuados de Petróleo	3%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	2%
	Gas Natural	18%	14%	18%	20%	37%	37%	36%	36%
	Combustóleo	0%	17%	23%	12%	9%	7%	6%	5%
Residencial	Gases Licuados de Petróleo	55%	44%	33%	32%	24%	23%	23%	21%
	Gas Natural	0.9%	0.8%	0.7%	0.8%	0.5%	1%	0.9%	0.9%
	Biocombustibles Sólidos: Leña	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%

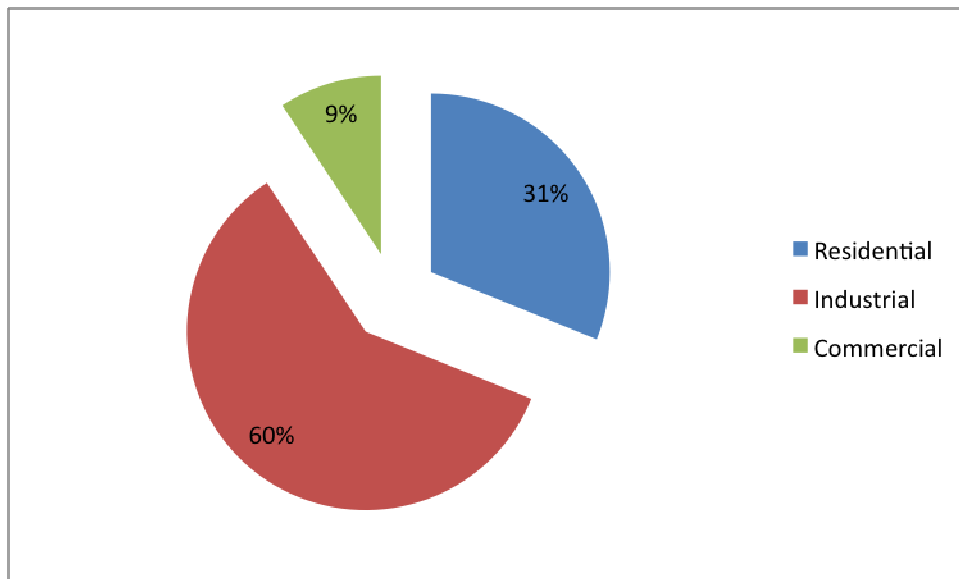
El Cuadro B-6 muestra los índices de crecimientos históricos para las ventas de electricidad por parte del sector RCI. La proporción de cada venta por sector RCI para obtener el total de las ventas se usó para adjudicar las emisiones asociadas dentro del sector de suministro eléctrico para cada uno de los sectores RCI. Estas emisiones no son representativas para este sector pero sí para el sector de suministro eléctrico. La Figura B-2 ilustra el desglose de las ventas de electricidad para 2005 por sub-sector RCI.

Cuadro B-6. Tasas de Crecimiento Anual en Ventas Históricas de Electricidad

Sector	1990-2005*
Residencial	4.7%
Comercial	1.5%
Industrial	8.5%
Total	6.0%

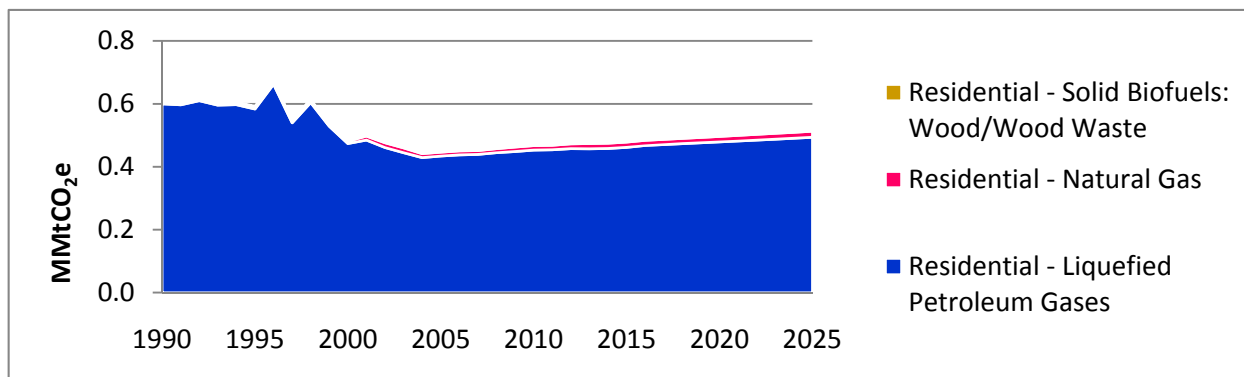
* 1990-2005 índices de crecimiento anual compuesto calculado de las ventas de electricidad por año de la SENER.

Figura B-2. Distribución de Ventas del Sector Eléctrico por Sub-sector, 2005



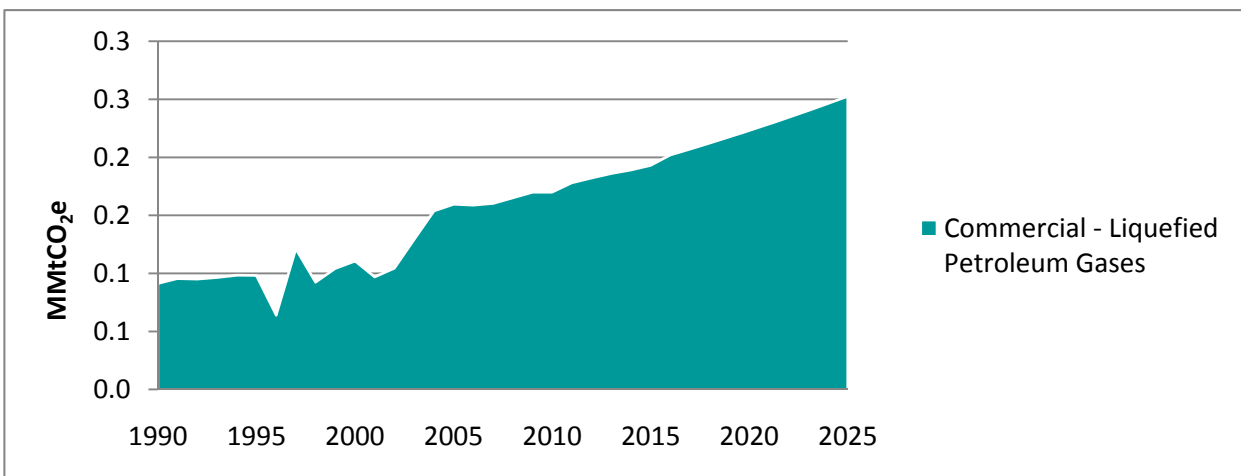
Las emisiones del sector RCI procedentes de las fuentes residenciales fueron contempladas por la combustión de GLP los cuales representaron el 97% del total de las emisiones residenciales totales en 2005. Las emisiones relacionadas con la combustión de leña y gas natural representaron el 2.3 % y el 0.7 % del total, respectivamente. Las tendencias históricas y proyectadas de emisiones de GEI se muestran en la Figura B-3. No está claro porque las emisiones disminuyeron durante la mayor parte de los años entre 1990 y 2005. La eficiencia de la estufa mejorada puede explicar un poco de la reducción del consumo. A partir de 2005 hasta 2025, se estima que las emisiones residenciales aumentan en 15 %, o cerca del 0.7% por año. El crecimiento de las emisiones se debió a la combustión residencial de GLP mientras que las emisiones asociadas con el gas natural residencial y la quema de leña se estimaron que crecerían levemente por encima de los niveles de 2005.

Figura B-3. Emisiones de GEI procedentes de Quema de Combustible en el Sector Residencial



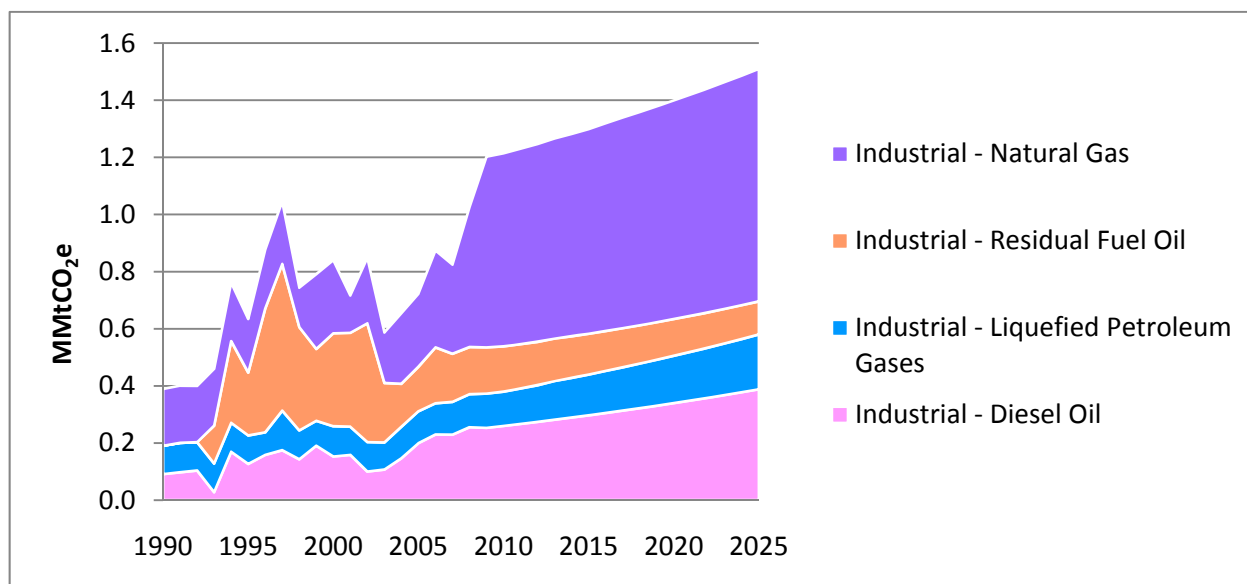
Las emisiones procedentes de fuentes comerciales ascendieron a 0.2 MTmCO₂e en 2005 y se debieron a la combustión de GLP el cual está asociado con las estufas. Parece plausible que el negocio de restaurante utiliza GLP en cantidades significativas. Si ese es el caso, entonces los valores de las emisiones para el sector comercial se espera que sean mayores. Se justifica el trabajo adicional para describir mejor este sector. Las tendencias históricas y proyectadas de las emisiones de GEI comerciales se muestran en la Figura B-4. Del 2005 al 2025, las emisiones comerciales se estiman que aumentarán un 58% o aproximadamente 2.3% por año.

Figura B-4. Emisiones de GEI procedentes de la Quema de Combustible en el Sector Comercial



Las emisiones procedentes de fuentes industriales se debieron a la combustión de gas natural (36%) seguido del Diesel (27%) y combustóleo (22%) La contribución de la combustión de GLP para totalizar las emisiones fue de cerca de 12%. Las tendencias históricas y proyectadas de las emisiones de GEI se muestran en la Figura B-5. Los datos de consumo de GLP incluyeron un desglose de la combustión asociada con la industria agrícola. El GLP fue el único combustible para el cual se tuvo información disponible para extraer consumos agrícolas del resto de los consumos industriales. De 2005 hasta 2025, se estima que las emisiones industriales aumentaron en 109 %, o aproximadamente 3.8 % por año. Las proyecciones de consumo de gas natural estuvieron basadas en las proyecciones de la SENER (ver Emisiones y Proyecciones de Casos de Referencia). La SENER proyecta gran crecimiento en el consumo industrial de gas natural; de ahí el gran aumento en el consumo de gas natural en la Figura B-4. Las proyecciones basadas en el consumo histórico serían más bajas (ver la información adicional bajo Incertidumbres Claves).

Figura B-5. Emisiones de GEI de la Quema de Combustible procedentes del Sector Industrial



Incertidumbres Claves y Próximos Pasos

Los datos de actividad del sector RCI desagregados por estado, por combustible y por subsector no siempre estuvieron disponibles. Se hicieron varios supuestos durante el proceso de segregación de datos de la actividad en un intento para evaluar las emisiones del sector RCI. Los consumos reportados de diesel y combustóleo fueron atribuidos al subsector industrial. Para el consumo de diesel en particular, un poco de esto probablemente será consumido dentro del sector comercial.

Además, la información del consumo de gas natural fue combinada en un valor para los subsectores residencial, comercial, y transporte. Nacionalmente, el mayor consumo de gas natural está en el sector residencial, de ahí los valores agregados para el consumo de gas natural en Baja California fueron atribuidos al subsector residencial. Con el futuro trabajo, el mejor desglose de nivel del sector podría ser posible con el uso de datos de fondo de encuestas de proveedores de combustible.

El GLP fue el único combustible para el cual los usos en la agricultura fueron delineados; sin embargo, otros combustibles son probablemente usados en industrias agrícolas, particularmente el diesel, y éstos pueden ser explicados en otros apéndices. Investigación futura puede ser necesaria para determinar la cantidad que es consumida por la agricultura contra otras industrias.

Parte del consumo de combustible fue proyectado y en algunos casos extrapolado del consumo histórico. El uso de los indicadores económicos podría mejorar las proyecciones de consumo en lugar de confiar estrictamente en los índices históricos de crecimiento y permitiría el contemplar los ciclos económicos, incluso estallidos de crecimiento y recesiones. Los indicadores económicos históricos hacia 1990 también resultarían útiles para extrapolar y podrían plasmar la

expansión y contracción en el consumo de combustible que acompañó los periodos de crecimiento y recesión. Actualmente, los indicadores económicos específicos por estado están solamente disponibles para los años 1993-2007, así es que no es posible extrapolar de 1990-1993 para los consumos de diesel y combustóleo. A principio de los años noventas se vivió una etapa y entonces el consumo de diesel y combustóleo podían ser inferiores a los que se estimaba. Los indicadores económicos estatales y específicos adicionales son necesarios para mejorar la extrapolación histórica así como la proyección.

Otras proyecciones estuvieron basadas estrictamente en las proyecciones de la SENER (GPL y gas natural). La SENER proyecta un gran crecimiento en el consumo industrial de gas natural. El consumo histórico de gas natural industrial de 1990-2005 tuvo una tasa de crecimiento anual del 1.7 %. Si las proyecciones de casos de referencia hubieran estado basados en tendencias históricas, más que en las proyecciones de la SENER, entonces el consumo de 2025 sería de aproximadamente 25 % más bajo. Parte de la incertidumbre en la proyección puede ser atribuida a las diferencias en índices de proyección.

Apéndice C. Consumo de Energía en el Transporte

Descripción General

En este apéndice se presenta un resumen de las emisiones provenientes del consumo de energía relacionadas con las siguientes fuentes: transporte carretero, embarcaciones marítimas, motores ferroviarios y aviación. Los combustibles fósiles que queman estas fuentes producen dióxido de carbono (CO₂), además de pequeñas cantidades de metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O). El dióxido de carbono constituye aproximadamente el 97% de las emisiones de gases de efecto invernadero seguido de las emisiones de óxido nitroso (2.5%) y metano (0.5%) sobre una base equivalente de dióxido de carbono.

Inventario y Proyecciones de los Casos de Referencia

Metodología

Con base en la información disponible, se calcularon las emisiones sobre la base del consumo de Combustible. Según las *Directrices de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC)*, las emisiones se expresan en términos de la masa de gases de efecto invernadero por unidad de energía consumida. Dado que este método se usa para calcular las emisiones en términos de consumo de energía (Ej. julios), los datos sobre la venta de combustible fósiles se convirtieron de unidades de volumen a unidades de energía según el contenido de energía de cada combustible. Las emisiones se calcularon como sigue:

$$\text{Emisión} = \sum [\text{Combustible}_a \times \text{FE}_a \times \text{PCG}]$$

Donde:

Emisión = emisiones de gases de efecto invernadero por especie en kilogramos (kg) de dióxido de carbono equivalente (CO₂e)

Combustible_a = combustible vendido en Tera julios (TJ)

FE_a = factor de emisión (kg/TJ). Esto es igual al contenido del carbono del combustible multiplicado por el índice del peso atómico entre el dióxido de carbono y el carbono (44/12)⁵⁰

a = tipo de combustible (Ej. petróleo, diesel, gas natural, gas LP, etc)

PCG = potencial de calentamiento global (extraído del Segundo Reporte de Evaluación del IPCC o SAR)

a = tipo de combustible (Ej. petróleo, diesel, gas natural, gas L.P., etc.)

⁵⁰ Los factores de emisiones para fuentes móviles de combustión se indican en el Capítulo 3, Volumen 2 del IPCC de 2006 Directrices para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>



La información sobre consumo de combustible para cada año se obtuvo de Petróleos Mexicanos (PEMEX) y de la Secretaría de Energía (SENER) de Baja California.² Debido a la limitada información sobre el consumo de energía en el transporte marítimo y ferroviario, se aplicaron datos nacionales a Baja California para estas fuentes. El diesel marino se aplicó con base en la proporción del tonelaje de carga en los puertos de Baja California. El diesel para trenes se aplicó con base en la proporción del total de la longitud de la línea ferroviaria en Baja California. En el Cuadro C-1 se indican todas las fuentes de transporte y sus correspondientes datos. Posteriormente se mencionan detalles adicionales sobre los métodos utilizados para calcular las emisiones por sector.

Cuadro C-1. Factores de Actividad por Modalidad de Transporte

Fuente	Datos de Actividad	Fuente
Transporte carretero - Gasolina	Estado de Baja California – consumo de combustible, 1990-2007	Secretaría de Energía: Sistema de Información Energética, con información de Petróleos Mexicanos.
Transporte carretero – Diesel	Estado de Baja California – consumo de combustible, 1990-2007	Secretaría de Energía: Sistema de Información Energética, con información de Petróleos Mexicanos.
Transporte carretero – GLP	Estado de Baja California – consumo de combustible, 1990-2007	Secretaría de Energía: Prospectiva del mercado de gas LP 2007 - 2016
Embarcaciones Marítimas	Consumo nacional de diesel marino, 1990-2002	Instituto Nacional de Ecología: Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2002
	Consumo nacional de diesel marino, 2003-2007	Secretaría de Energía: Prospectiva de Petrolíferos 2008 – 2017
	Toneladas de cabotaje de carga ³ en puertos mexicanos	Secretaría de Comunicaciones y Transportes: Anuario Estadístico 2000-2007
Aviación	Estado de Baja California: consumo de combustible, 1990-2007	Secretaría de Energía de Baja California: Sistema de Información Energética, con información de Petróleos Mexicanos.
Ferrocarril	Consumo nacional de combustible para trenes, 1990-2002	Instituto Nacional de Ecología: Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2002
	Consumo nacional de combustible para trenes, 2003-2007	Secretaría de Energía: Prospectiva de Petrolíferos 2008 – 2017
	Longitud de vías férreas existentes para México y Baja California	Secretaría de Comunicaciones y Transportes: Longitud de Vías Férreas Existentes Por Entidad Federativa Según Tipo de Vía ⁵¹

⁵¹ Secretaría de Comunicaciones y Transportes: “Longitud De La Red Carretera Y Ferroviaria Por Mesoregión Y Entidad Federativa” Disponible en: http://Dgp.Sct.Gob.Mx/Fileadmin/User_Upload/Estadistica/Indicadores/Infra-Comytrans/IO5.Pdf

y “Distribución Porcentual De La Infraestructura De Transportes Y Comunicaciones Por Entidad Federativa Según Modo De Transporte Y Servicio De Comunicaciones”. Disponible en: http://dgp.sct.gob.mx/fileadmin/user_upload/Estadistica/Indicadores/Infra-ComyTrans/IO4.pdf



La proyección de las emisiones de gases de efecto invernadero se calcularon sobre la base de las proyecciones de consumo de combustible del *Prospectiva de Petrolíferos 2008-2017* y *Prospectiva del Mercado de Gas LP 2008-2017* del SENER. En el Cuadro C-2, se indican los índices de crecimiento medio anual. Debido a una falta de datos de proyección específica para Baja California, las proyecciones nacionales se utilizaron para gasolina y diesel. Las proyecciones para GLP y para combustible para aviones son específicas para la Región Noroeste de México.

Cuadro C-2. Índices de Crecimiento Medio Anual

Fuente	2007-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025
Transporte carretero –Gasolina	2.6%	2.8%	1.9%	1.7%
Transporte carretero-Diesel	1.8%	3.4%	2.5%	2.2%
Transporte carretero – GLP	-19.6%	-1.6%	0.0%	0.0%
Embarcaciones Marítimas	2.0%	2.3%	1.3%	1.4%
Aviación	11.7%	3.4%	2.8%	2.5%
Ferrocarril	2.0%	2.3%	1.3%	1.4%

Transporte Carretero

El consumo anual de gasolina y diesel en Baja California para 1990-2007 se obtuvo del SENER. Para el diesel en transporte carretero, las estimaciones del diesel marino y diesel para trenes (estimaciones mencionadas abajo) se restaron los valores totales del diesel para transporte por cada año. El consumo de GLP en el transporte no estuvo disponible para Baja California; por lo tanto, el consumo se estimó con base en los datos de *Prospectiva del Mercado de Gas LP 2007-2016* del SENER. La proporción del consumo de GLP en el transporte al consumo total de GLP para la región noroeste de México fue aplicada al consumo total de GLP en Baja California.

Para convertir el consumo de gasolina en autotransporte a emisiones de GEI, se combinaron el factor de emisión por defecto del bióxido de carbono del 2006 IPCC con los factores de emisión del metano y óxido nitroso del INEGEI, los cuales se determinaron en base del padrón vehicular nacional. Los valores de los factores de emisión del INEGEI varían cada año a medida que el perfil de vehículos (tecnología y edad) cambia con el paso del tiempo. Estos factores de emisión existen de 1990 hasta 2002 y por tanto, se asumió que los valores se quedaban idénticos de 2002 a 2025. Vale notar que el factor de emisión para el bióxido de carbón no varía con el uso de catalizadores. El Cuadro C-3 resume el juego de factores de emisión en el segmento autotransporte.

Cuadro C-3. Factores de Emisión para el Consumo de Gasolina en Autotransporte

Factores de Emisión del INEGI (CH ₄ , N ₂ O) y del IPCC 2006 (CO ₂) (kg/TJ)			
Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
1990	69,300	46.8	1.5
1991	69,300	46.8	1.5
1992	69,300	46.8	1.5
1993	69,300	45.39	1.767
1994	69,300	43.895	2.05
1995	69,300	43.242	2.174
1996	69,300	42.205	2.371
1997	69,300	40.685	2.659
1998	69,300	38.681	3.039
1999	69,300	36.719	3.41
2000	69,300	34.215	3.885
2001	69,300	31.74	4.354
2002	69,300	29.686	4.743

Embarcaciones Marinas

El consumo de diesel marino no estuvo disponible para Baja California. Por lo tanto, el consumo de estimó para este combustible adjudicando el uso nacional a nivel estatal. El consumo nacional de combustible marino para 1990-2002 se tomó del inventario nacional de GEI. Los valores de consumo se incrementaron de 2002 a 2007 utilizando los valores diarios de consumo de diesel marino de la *Prospectiva de Petrolíferos 2008-2017* del SENER. El consumo nacional fue adjudicado a Baja California utilizando la proporción de cabotaje de carga marina en los puertos de Baja California. Cabotaje se refiere al transporte de mercancías entre dos puntos dentro del mismo país. La carga transnacional no se incluyó en las directrices de IPCC. Los datos de carga marítima estuvieron disponibles para el periodo de 2000-2007. Las proporciones de cabotaje en Baja California para el periodo de 1990-1999 se supuso fueron como la proporción la estimó para 2000.

No se contó en Baja California con información relacionada con el consumo de combustibles residuales que se emplean en motores marinos. El consumo de combustible residual marino es pequeño comparado con el consumo diesel marino. Puede haber una pequeña cantidad de combustible marino incluido en el consumo total de combustible reportado bajo el sector RCI.

Aviación

El consumo de turbosina en Baja California para los años 1990-2007 se obtuvo del SENER. El consumo de gas avión en Baja California no estuvo disponible; sin embargo, el gas avión solo representa cerca del 1% de total de combustible para la aviación en México. Por lo tanto, las emisiones de este combustible se consideraron como carentes de importancia.

Ferrocarriles

El consumo de diesel para ferrocarriles no estuvo disponible para Baja California; por lo tanto, el consumo para este combustible se estimó adjudicando los usos nacionales a nivel estatal. El consumo nacional para combustible ferroviario para el periodo de 1990-2002 se tomó del inventario nacional de GEI. Los valores de consumo se incrementaron de 2002 a 2007 utilizando los valores de la Prospectiva de Petrolíferos 2008-2017 del SENER para el consumo de diesel para ferrocarril. El consumo nacional fue adjudicado a Baja California utilizando la proporción de líneas ferroviarias en Baja California. La actividad actual, como las miles de toneladas de carga ferroviaria proveerá información más precisa; sin embargo, los datos no están disponibles.

Resultados

Durante los años del inventario (1990 a 2005), el total de emisiones del transporte se incrementó en un 89%, alcanzando niveles de alrededor de 6.9 MTmCO₂e en el 2005. En 1990, las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero fueron las actividades relacionadas con la combustión de gasolina y diesel en el transporte carretero representando el 89% del total de las emisiones de GEI en 1990.

La fuente de mayor crecimiento en el periodo de 1990-2005 fue las embarcaciones marítimas con índice de crecimiento anual del 11.9% (con un crecimiento mayor en el periodo de 1990 a 1994), seguido de la gasolina para transporte carretero (5.3%). En el 2025, las emisiones totales del transporte se espera que sean del orden del 11.6 MTmCO₂e representando un incremento del 221% en 1990. Las emisiones de transporte carretero se espera que representen el 77% del total de las emisiones de transporte para el 2025. Las emisiones por parte del sector de la aviación se espera que representen un 8% en el 2025, un 9% por debajo en 1990.

En el Cuadro C-4 y en la Figura C-1 se presenta el resumen de la estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero por fuente. La distribución de las emisiones de gases de efecto invernadero por fuente se presenta en el Cuadro C-5. Finalmente, en el Cuadro C-6 se incluyen los índices de crecimiento de las emisiones en ciertos intervalos seleccionados.

Cuadro C-4. Emisiones de GEI del Transporte (MTmCO₂e)

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Transporte Carretero – Gasolina	2.08	3.46	3.76	4.53	5.45	6.27	6.88	7.50
Transporte Carretero – Diesel	1.16	0.78	0.79	1.42	1.83	2.17	2.45	2.73
Transporte Carretero - GLP	0.00	0.00	0.12	0.15	0.08	0.07	0.07	0.07
Embarcaciones Marítimas	0.05	0.25	0.47	0.28	0.26	0.29	0.31	0.33
Aviación	0.32	0.43	0.54	0.48	0.64	0.75	0.87	0.98
Ferrocarril	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03
Total	3.63	4.93	5.69	6.86	8.28	9.57	10.60	11.64

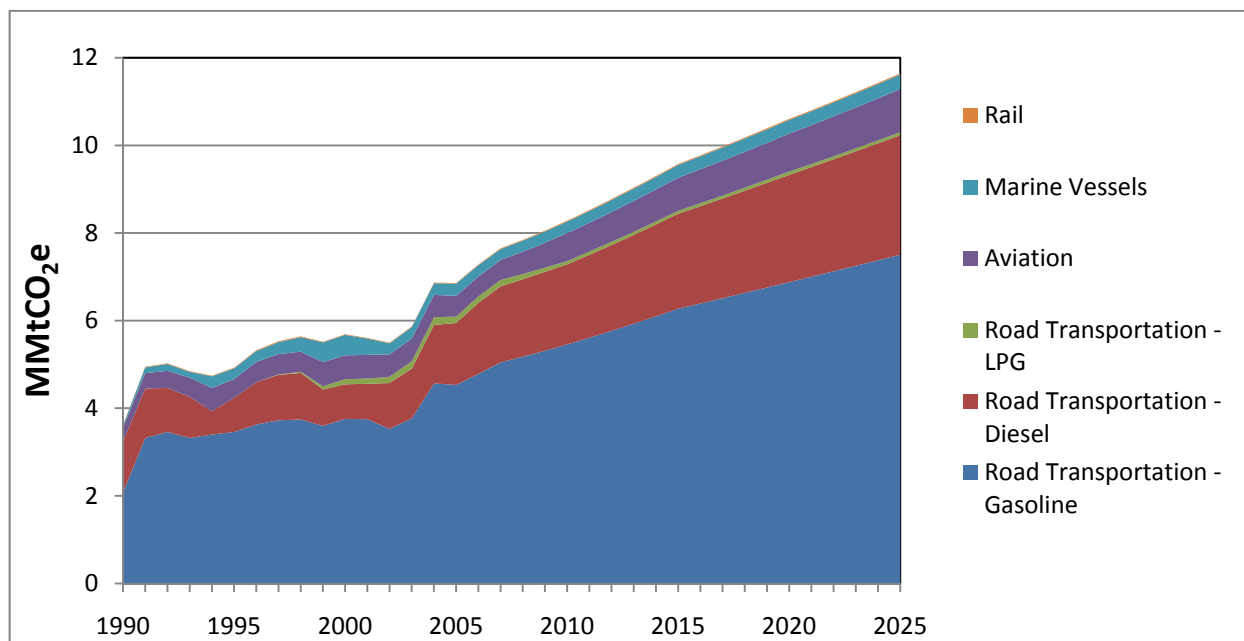
Cuadro C-5. Distribución de las Emisiones de GEI en el Sector de Transporte

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Transporte Carretero – Gasolina	57.4%	70.2%	66.0%	66.0%	65.9%	65.5%	64.9%	64.4%
Transporte Carretero - Diesel	32.0%	15.8%	13.9%	20.6%	22.1%	22.6%	23.1%	23.4%
Transporte Carretero - GLP	0.0%	0.0%	2.1%	2.1%	0.9%	0.7%	0.7%	0.6%
Embarcaciones Marítimas	1.4%	5.0%	8.2%	4.0%	3.1%	3.0%	2.9%	2.9%
Aviación	8.8%	8.7%	9.5%	6.9%	7.7%	7.9%	8.2%	8.4%
Ferrocarril	0.5%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%

Cuadro C-6. Porcentaje de Cambio en las Emisiones de GEI en Intervalos Seleccionados

Fuente	1990-2005	2005-2025	1990-2025
Transporte Carretero – Gasolina	117%	66%	260%
Transporte Carretero - Diesel	22%	93%	135%
Transporte Carretero - GLP	NA	-52%	NA
Embarcaciones Marítimas	440%	21%	554%
Aviación	50%	106%	209%
Ferrocarril	-11%	67%	48%
Total	89%	70%	221%

Figura C-1. Emisiones Brutas de GEI del Transporte por Combustible, 1990-2025



Incertidumbres Principales y Necesidades Futuras de Investigación

Según las Directrices del IPCC de 2006, el consumo de combustible energético es la forma preferida de datos de actividad.⁴ Los consumos de combustible para embarcaciones marítimas y ferrocarriles a nivel estatal no estuvieron disponibles y tuvieron que ser estimados con base en el consumo nacional. Las emisiones de aceites combustibles residuales marinos no fueron estimadas para este inventario. El combustible residual es utilizado en grandes embarcaciones que transitan en los océanos del tipo utilizado para transporte de carga transnacional. De acuerdo a las directrices del IPCC, las cargas transnacionales no deberían ser incluidas en el inventario nacional. Pudiera haber una pequeña cantidad de combustible marino residual incluida en el total del aceite combustible total en el sector RCI. En el caso del sector de ferrocarril, las emisiones nacionales fueron adjudicadas a Baja California con base en la proporción del total de las líneas ferroviarias al total nacional. Estimaciones más precisas se generarían utilizando las estimaciones de la actividad ferroviaria actual (Ej. Toneladas-kilometro y/o pasajeros-kilómetros). Con base en las estimaciones actuales, la contribución del sector ferrocarrilero es muy pequeña.

Las estimaciones sobre la emisión de óxido nitroso y metano se basan en el consumo de combustible y el tipo de equipo de control instalado en el vehículo.

Como se estableció anteriormente, las proyecciones nacionales se usaron para gasolina y diesel y las proyecciones para la Región Noroeste de México se usaron para gas LP y turbosina. Las proyecciones específicas para Baja California serían preferidas ya que el consumo de combustible en Baja California podría crecer a una proporción diferente que en el resto de México.

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente.]

Apéndice D. Procesos Industriales y Uso de Productos

Descripción General

Las emisiones generadas por el sector de procesos industriales comprenden una amplia gama de actividades y reflejan fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que no proceden de la combustión. Las emisiones derivadas de la combustión por parte del sector industrial están comprendidas en el sector de Quema de Combustible Residencial, Comercial e Industrial. Los procesos industriales que existen en Baja California y cuyas emisiones se calculan en este inventario son los siguientes:

Emisiones de dióxido de carbono:

- Emisiones que no proceden de la combustión por la producción de cemento [*Categoría IPCC: Producción de Cemento*]⁵²;
- Uso de piedra caliza y dolomita [*Categoría IPCC: Otros Usos en Procesos de Carbonatos*], los cuales incluyen todos los usos que emiten CO₂, excepto cemento, cal y fabricación de vidrio^{53,54}

Sustitutos de sustancias agotadoras de la capa de ozono (SACO):

- Estas son principalmente los hidrofluorocarbonos usados en aplicaciones de refrigeración y aire acondicionado [*Categoría IPCC: Refrigeración y Aire Acondicionado*]⁵⁵

Otros procesos industriales que son fuentes de emisiones de GEI que no son procedentes de la combustión pero no fueron identificados en Baja California e incluyen lo siguiente:

Emisiones de dióxido de carbono procedente de:

- Producción de cal
- Producción y consumo de carbonato sódico
- Producción de amonía y urea
- Producción de fierro y acero

Emisiones de metano procedentes de:

- Producción del aluminio
- Producción petroquímica y del negro de humo

Emisiones de óxido nitroso procedente de:

- Producción de ácido nítrico
- Producción de ácido adipico⁵⁶

⁵² IPCC 2006, Volumen 3, Capítulo 2, Sección 2.2.

⁵³ Uno de los usos principales de la piedra caliza y de la dolomita incluye la reparación del suelo agrícola (para neutralizar los suelos ácidos). El Apéndice de agricultura actualmente no contempla el consumo de piedra caliza ni de dolomita; sin embargo, si el consumo puede ser determinado en trabajos futuros, entonces el análisis debería de realizarse para reducir el potencial para doble conteo.

⁵⁴ IPCC 2006, Volumen 3, Capítulo 2, Sección 2.5.

⁵⁵ IPCC 2006, Volumen 3, Capítulo 7, Sección 7.5.

⁵⁶ No hay producción de ácido adípico en México de acuerdo al Instituto Nacional de Ecología. 2008. *Informes del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990 – 2002*.



Emisiones de HFC, PFC y SF₆ procedentes de:

- Fabricación de semiconductores
- Producción de magnesio
- Sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica
- Producción de hidrofluorocarbonos-22 (HCFC-22)
- Producción de aluminio⁵⁷

Evaluación de Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC)

RETC significa Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC). El registro recaba información de transferencia de contaminantes a varios medios (aire, agua o suelo) durante los procesos de producción de establecimientos industriales o actividades llevadas a cabo por los establecimientos de servicios (ej. tintorerías, baños, hoteles, etc.). El RETC contiene información para los años 2004 y 2005 y cubre 104 sustancias reguladas federalmente incluyendo tres GEIs: dióxido de carbono, óxido nitroso y metano. La información reportada al RETC no ha sido utilizada directamente para la generación de este inventario. Más bien, dicha información ha sido utilizada para identificar las fuentes industriales de GEI dentro de cada estado.

El uso de RETC en este inventario estuvo limitado debido a varios motivos. En primer lugar, el RETC proporciona información que combina fuentes de emisiones energéticas y no energéticas. El enfoque del sector de Procesos Industriales es fuentes de emisiones no energéticas. El IPCC define como emisiones energéticas a aquellas que se derivan de la oxidación intencional de materiales dentro de un aparato que está diseñado para proporcionar calor o para ser usados lejos del aparato. Las emisiones energéticas tienen que ver con la combustión de combustibles fósiles en hornos de cocina, calderas, hornos, y motores; las emisiones energéticas están registradas como parte del Suministro Eléctrico; Transportación, Industrias de Combustibles Fósiles; y Uso de Combustible Residencial, Comercial, Industrial. La distinción entre fuentes de emisiones energéticas y no energéticas es significativa y es mejor ejemplificada en el caso de plantas de cemento donde las emisiones no energéticas (CO₂) resultan de la calcinación de minerales crudos para producir la escoria, mientras que las emisiones energéticas están relacionadas con la combustión de combustible fósil en hornos de cemento. Además, el RETC sólo proporciona datos por un número limitado de años, particularmente 2004 y 2005. Una serie de dos años no es suficiente para identificar tendencias de emisiones de datos de actividad histórica. Finalmente, el RETC es un programa joven que experimenta enorme crecimiento. En 2004, el número de participantes sumó 1,715 y aumentó a 2,452 en 2005. La gran diferencia en la participación del programa sugiere que el conjunto de datos 2004 está incompleto en comparación con el 2005.

A pesar de estas limitaciones, el RETC fue un instrumento valioso para identificar las fuentes de emisiones industriales de GEI. Además, el RETC tiene el potencial para generar informes para emisiones energéticas y no energéticas ya que el registro funciona con la información de las Cédulas Operación Anual estatal y federal (permisos ambientales) detallando la cantidad y la naturaleza de las fuentes de emisión. El Cuadro D-1 lista los negocios que reportaron emisiones de GEI al RETC. Como se mencionó anteriormente, los valores reflejan tanto las emisiones energéticas como las no energéticas.

⁵⁷ Idem. Aluminio se produce en el estado de Veracruz.

Cuadro D-1. Resultados de las Emisiones de GEI del RETC (Ton Métricas CO₂e)

Subsector/Compañía	2004	2005
Industria de Alimentos		
INDUSTRIAL DE GRASAS Y DERIVADOS, S.A. de C.V.		
Dióxido de Carbono	7,859	2,923
Alcohol y Tabaco		
CERVECERIA CUAUHEMOC MOCTEZUMA S.A. DE C.V.		
Dióxido de Carbono	35,342	35,860
Cal y Piedra Caliza		
CEMEX MÉXICO S.A. DE C.V. PLANTA ENSENADA		
Dióxido de Carbono	399,547	405,758
FABRICAS MONTERREY SA de CV PLANTA ENSENADA		
Dióxido de Carbono		4,695
Otro		
CERVECERIA CUAUHEMOC MOCTEZUMA (tratamiento de agua)		
Dióxido de Carbono	1,289	1,713
Metano		110
INDUSTRIAS P KAY DE MEXICO SA DE CV		
Dióxido de Carbono		6
PIONEER SPEAKERS, S.A. de C.V.		
Dióxido de Carbono		0
POWER SONIC, S.A. DE C.V.		
Dióxido de Carbono		0
SENSIENT IMAGING TECHNOLOGIES S.A. DE C.V.		
Dióxido de Carbono		0
TECNICAS MEDIOAMBIENTALES WINCO S.A. DE C.V.		
Dióxido de Carbono		40
Industria Química		
CALINOR S.A. DE C.V.		
Dióxido de Carbono	112	112
KAMIMEX S.A DE C.V		
Dióxido de Carbono	523	461
PRAXAIR MEXICO S. DE R.L. DE C.V.		
Dióxido de Carbono	441	441
PULIDOS INDUSTRIALES S.A. de C.V.		
Dióxido de Carbono	10,425	
Gran Total	455,540	452,119

Emisiones Históricas y Proyecciones de Casos de Referencia

Las emisiones de gases de efecto invernadero fueron calculadas usando las Directrices de 2006 del IPCC⁵⁸. El Cuadro D-2 identifica la información para cada categoría de fuente de emisiones necesarias para calcular las emisiones, las fuentes de datos usadas para los análisis descritos aquí, y los años históricos durante los cuales las emisiones fueron calculadas basadas en la disponibilidad de datos.

Los métodos del IPCC no fueron usados para calcular el HFC'S de los sistemas de aire acondicionado móviles. Éstos fueron calculados usando un enfoque desarrollado para el inventario de GEI de 2005 para el estado de Baja California.⁵⁹ Este enfoque consiste en basar las emisiones en el número de vehículos operados durante cada año en el estado y en el supuesto de que todos los vehículos están equipados con unidades de aire acondicionado. Este enfoque se desvía de la metodología perfilada en la Sección 7.5.2, Capítulo 7, Volumen 3 de las Directrices de 2006 del IPCC;⁶⁰ sin embargo, se adoptó en ausencia de mejores datos de actividad (ej. información de ventas de HFCs). El número de unidades de aire acondicionado móviles fue convertido a emisiones usando un factor de emisión de 166 kg CO₂e por vehículo publicado por el IPCC en un informe técnico especial.⁶¹

Asimismo, las emisiones de sustitutos de SDO provenientes de la refrigeración y el aire acondicionado estacionario se calcularon usando el enfoque adoptado por el inventario de GEI de 2005 para Baja California, el cual consiste en basar las emisiones en el número y tamaño de los hogares conectados a la red de suministro eléctrico. Para el cálculo se supuso que todas las viviendas con electricidad tienen un refrigerador y una unidad estacionaria de aire acondicionado. Se supuso también que las viviendas de dos o más recámaras cuentan con dos unidades de aire acondicionado. Este enfoque difiere de la metodología descrita en la Sección 7.5.2, Capítulo 7, Volumen 3 de las Directrices de 2006 del IPCC⁶²; sin embargo, se adoptó por carecerse de mejores datos de actividad (Ej. información sobre la venta de HCFCs). En este modelo se supone que el 10% de todas las unidades tienen fugas, y el 15% del refrigerante que descargan se compone de HCFC-22, siendo éste un hidroclorofluorocarbono que está sujeto a las disposiciones del Protocolo de Montreal y está exento de las consideraciones para los inventarios de GEI⁶³. Las emisiones asociadas con el HCFC-22 se incluyeron en este inventario para información del lector (ver Cuadro D-6); no obstante, no se incorporarán en el resumen de las emisiones de GEI estatales.

⁵⁸ Directrices de 2006 del IPCC, Volumen 3.

⁵⁹ *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Estado de Baja California 2005: Versión Final Secretaría de Protección al Ambiente del gobierno del estado Baja California*, Centro Mario Molina, Diciembre, 2007, pp. 26-27.

⁶⁰ El método del IPCC está basado en ventas de químicos por aplicación.

⁶¹ IPCC/TEAP, Bert Metz, Lambert Kuijpers, Susan Solomon, Stephen O. Andersen, Ogunlade Davidson, José Pons, David de Jager, Tahl Kestin, Martin Manning, and Leo Meyer (Eds). *Safeguarding the Ozone Layer and the Global Climate System: Issues related to hydrofluorocarbons and perfluorocarbons*. Cambridge University Press: Cambridge, England. 2005 (p. 306) http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/sroc/sroc_full.pdf.

⁶² Consultado en mayo de 2008 en: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

⁶³ Según el *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Estado de Baja California 2005*, los refrigeradores operan con HCFC-22 (ver página 26).



La producción de cemento para 2000-2008 fue calculada con base en la producción nacional y en el número de plantas productoras de cemento en el estado. Los datos de producción nacional no estuvieron disponibles para 1990-1999. Para estos años, la producción fue calculada en base a la población estatal y el cálculo del consumo per cápita de cemento para 2000 se obtuvo de la Cámara Nacional de Cemento. En cuanto a la metodología, las guías 2006 IPCC requieren que se determine la fracción de cemento que es clinker de acuerdo al tipo de cemento. En base de las estadísticas nacionales cubriendo el periodo 1994-2008, se determinó la fracción de clinker ponderado de los varios tipos de cemento y este se aplicó a la producción estatal de cemento. Para los años 1990-1993, se asumió el mismo contenido de clinker que la del año 1994, El Cuadro D-7 resume el análisis para la fracción de clinker ponderado. Finalmente, El valor de clinker se multiplicó por el factor de emisión por defecto del 2006 IPCC de 0.52 toneladas de CO₂ por tonelada de clinker para obtener los valores de emisiones. El consumo de la piedra caliza y de la dolomita incluye todos los usos excepto la producción de cemento. Siguiendo estrictamente la metodología del IPCC, la piedra caliza y la dolomita usada en la fabricación de cal y vidrio también sería restada y reportada por separado. Sin embargo, debido a una carencia de datos para la fabricación de la piedra caliza y la dolomita a nivel estatal, el consumo en estos procesos está incluido en la categoría de consumo de piedra caliza y dolomita. Los datos del consumo de piedra caliza y dolomita no estuvieron disponibles; por lo tanto, se supuso que el consumo igualara la producción en el estado de estos minerales menos la piedra caliza usada para la fabricación de cemento (para evitar doble conteo).⁶⁴

Los datos de producción de piedra caliza sólo estuvieron disponibles para 2003-2007. Se asumió que la producción de piedra caliza para el 2002 fueran los mismos valores como en 2003, y 1990-2002 y fueron calculados asumiendo la misma tendencia encontrada en los valores de producción de piedra caliza del Inventario Nacional de GEI. La producción de piedra caliza para 2006 y 2007 fueron significativamente más bajas que en los tres años anteriores, dando como resultado valores negativos cuando los valores del cemento fueron restados. Por lo tanto, el consumo se supuso que fuera igual a los valores de producción promedios para 2003-2005. Los valores de producción de la caliza se multiplicaron por el factor de emisiones para la calcita de las guías 2006 IPCC (0.44 toneladas de CO₂/toneladas de carbonato) para obtener los valores de emisiones.

El Cuadro D-3 lista los datos y métodos que fueron usados para calcular los niveles de actividad futura relacionados con las emisiones de los procesos industriales y de las tasa de crecimiento anual compuestas calculadas de los datos/métodos para las proyecciones de casos de referencia. Las fuentes de datos de proyección económica no fueron identificadas; por lo tanto, la proyección se hizo en base de los datos históricos. Los datos históricos para consumo de materiales de construcción y volumen de producción total fueron obtenidos del Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica (SNIEG).⁶⁵

⁶⁴ Valores por defecto se utilizaron para calcular el consumo de piedra caliza en la producción de cemento. Se asume que el cemento contiene 75% de escoria, se asume que la escoria es 65% cal y 100% de la cal se supone que proviene de la piedra caliza.

⁶⁵ Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica (SNIEG), <http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx?s=est&c=125&e=08>.

Cuadro D-2 Enfoque para Calcular las Emisiones del Inventario

Categoría de fuente	Periodo para el cual la Información está Disponible	Información Requerida	Fuente de Datos
Producción de Cemento	2000-2008	Toneladas métricas –Tm- de escoria producida y cemento de mampostería producido cada año	La producción de nacional de cemento y el inventario de plantas productoras por estado se obtuvo de las estadísticas de la Cámara Nacional de Cemento. http://www.canacem.org.mx/la_industria_del_cemento.htm
Consumo de Piedra Caliza	2003-2007	TM de piedra caliza y dolomita consumida menos el consumo de piedra caliza resultante de la producción de cemento	Se asumió que el consumo fuera igual a la producción de piedra caliza de la minería. El CCS está desarrollando métodos para evaluar mejor el consumo de piedra caliza y dolomita en el estado. Fuente: Servicio Geológico Mexicano. 2008. <i>Anuario Estadístico de la Minería Mexicana Ampliada, 2007</i> . Estadísticas por Producto para Minerales Metálicos y no Metálicos, Capítulo IV.
Producción de Hierro y Acero	ND	TM de acero crudo producida por el método de producción	Esta actividad fue identificada en el <i>Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Estado de Baja California 2005</i> ; sin embargo, no se encontraron datos de la producción o datos de las emisiones reportadas en el RETC.
Sustitutos de SACO	1980-2007	Flota de vehículos	Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Estadísticas de vehículos de motor registrados en circulación. http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx

Cuadro D-3 Enfoque para Calcular las Proyecciones para 2005 al 2025

Categoría de Fuente	Supuestos en la Proyección	Índice de Crecimiento Promedio Anual			
		2005 - 2010	2010 - 2015	2015 - 2020	2020 - 2025
Producción de Cemento	Basado en el consumo de materiales de construcción de 2003-2007 del SNIEG	5.7%	3.8%	3.2%	2.7%
Consumo de Piedra Caliza y Dolomita	Basado en el volumen físico de producción de 2003-2007 del SNIEG	-2.9%	3.1%	2.7%	2.4%
Sustituto SOD Sustitutos SOD	Basado en los datos del padrón vehicular 2003-2007 del INEGI	8.6%	5.8%	4.5%	3.7%

Resultados

En el 2005, las emisiones de GEI provenientes de los procesos industriales sin combustión fueron del orden de 0.88 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalentes (MTmCO_{2e}). La mayor fuente de emisiones es la producción de cemento, seguida del consumo de piedra caliza. La proyección de las emisiones de procesos industriales y de uso de productos

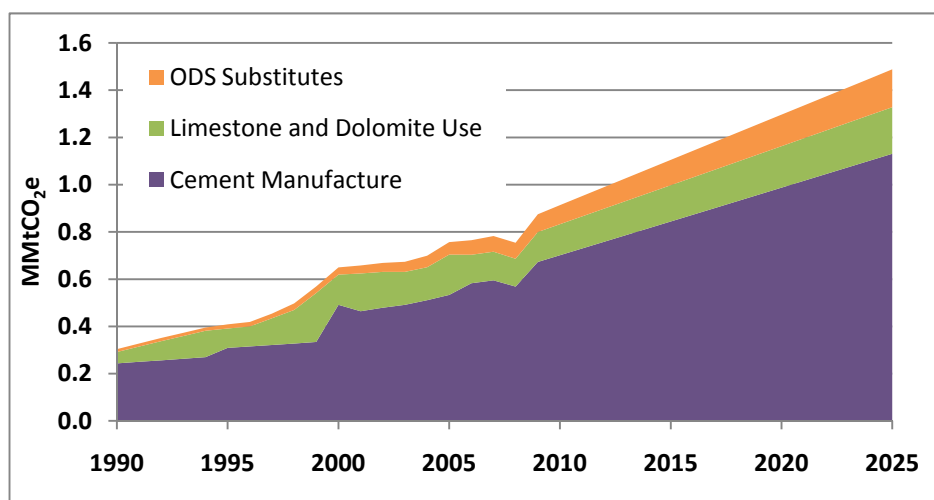


están proyectadas para alcanzar 1.7 MTmCO₂e para el año 2025 de los cuales el 90% será generado como resultado de la producción de cemento.

La Figura D-1 provee una representación gráfica de emisiones. Más notablemente, los datos de actividad que se relacionan con el uso de piedra caliza y de dolomita muestran una tendencia divergente durante los años que los datos históricos estuvieron disponibles (2003-2007).

Las emisiones de GEI han sido resumidas en la Figura D-1 y en el Cuadro D-4. La distribución de emisiones en el sector de procesos industriales se muestra para los años seleccionados en el Cuadro D-5.

Figura D-1. Emisiones de GEI procedentes de los Procesos Industriales 1990-2025



Cuadro D-4. Emisiones de GEI Históricas y Proyectadas para Procesos Industriales (MTmCO₂e)

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Producción de Cemento	0.24	0.31	0.49	0.53	0.70	0.84	0.99	1.13
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	0.05	0.08	0.13	0.17	0.13	0.15	0.18	0.20
Sustitutos de SACO	0.01	0.02	0.03	0.05	0.08	0.11	0.13	0.16
Gran Total	0.30	0.41	0.65	0.76	0.91	1.11	1.30	1.49

Cuadro D-5. Distribución de Emisiones de GEI para los Procesos Industriales

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Producción de Cemento	80.2%	75.7%	75.6%	70.5%	76.8%	76.4%	76.2%	76.0%
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	15.8%	20.0%	19.7%	22.5%	14.4%	13.9%	13.5%	13.3%
Sustitutos de SACO	4.0%	4.2%	4.7%	7.0%	8.8%	9.7%	10.3%	10.8%

Cuadro D-6. Emisiones de HCFC por Refrigeración y Aire Acondicionado

Año	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Refrigeración (kg HCFC-22)	130	165	194	222	234	244	255
Aire Acondicionado (kg HCFC-22)	3,045	3,873	4,561	5,216	5,482	5,727	5,984
Emisiones Totales (MTmCO2e)	0.005	0.007	0.008	0.009	0.010	0.010	0.011

Cuadro D-7. Contenido Ponderado de Clinker en la Producción Nacional de Cemento

	Volumen de producción nacional por tipo de cemento en toneladas					Contenido ponderado de clinker
	Portland Gris (96% clinker)	Blanco (28.8% clinker)	Mortero (64% clinker)	Otro (64.4% clinker)	Clinker (100% clinker)	
1994	30,243,326	516,684	720,232	113,625	220,619	94.1%
1995	24,033,981	441,975	645,663	173,169	793,455	94.0%
1996	26,440,746	466,440	1,140,024	127,125	1,447,276	93.8%
1997	27,679,233	530,803	1,316,355	158,327	1,073,967	93.4%
1998	28,608,786	568,795	1,549,994	187,670	592,846	93.1%
1999	29,738,734	642,632	1,420,243	156,321		93.1%
2000	31,518,759	613,075	1,096,005	201,128		93.5%
2001	30,177,359	636,394	1,319,868			93.3%
2002	30,897,412	623,680	1,850,420			93.0%
2003	31,143,454	632,386	1,817,561			93.0%
2004	32,374,824	680,380	1,937,238			92.9%
2005	34,571,534	773,499	2,106,583			92.8%
2006	37,180,967	843,869	2,337,166			92.7%
2007	37,757,921	864,999	2,590,337			92.6%
2008	36,608,126	823,449	2,679,457			92.5%

Elaborado por CCS con valores para clinker del 2006 IPCC y datos de INEGI, Encuesta Industrial Mensual (EIM).

Incertidumbres Principales y Necesidades de Investigación

Las fuentes claves de incertidumbre y las asociadas necesidades de investigación resaltan los cálculos antes mencionados son como sigue:

- La piedra caliza y el consumo de dolomita para aplicaciones químicas derivadas de la liberación de CO₂ están relacionadas con varios segmentos de la industria incluso la agricultura, producción química, fabricación de vidrio, control de contaminación ambiental, e industria metalúrgica. Por ejemplo, la piedra caliza y la dolomita son usadas para ajustar el pH en suelos agrícolas o pueden ser usados como piedras de flujo o purificadores en el refinado de metales, como el hierro. Una estimación ordinaria de la emisión fue preparada con base en la producción de estos minerales. Este método no contempla la piedra caliza triturada consumida para la construcción de calles u otros usos que no generan emisiones de CO₂. Este enfoque es provisorio mientras que los métodos más exactos son desarrollados o los nuevos datos de actividad son recopilados de las estadísticas económicas y/o encuestas de la industria.
- Debido a que los procesos industriales están determinados por el nivel de producción y por los procesos de producción de unas pocas industrias claves, existe incertidumbre relativamente alta en cuanto a las emisiones futuras de la categoría de procesos industriales como un todo. Las emisiones futuras dependen de la competitividad de los productores de Baja California en estas industrias y de la naturaleza específica de los procesos de producción usados en Baja California. Las emisiones de proyección basadas en los datos económicos o en los datos de desempeño de la industria son por lo general más confiables que aquellos basados en tendencias históricas. El uso de datos económicos relevantes en este análisis pintará probablemente un mejor cuadro de emisiones de proyección.
- La incertidumbre significativa proviene del método adoptado para calcular las emisiones de GEI de los sistemas de aire acondicionado móviles. Éstos fueron calculados según el enfoque descrito en el inventario de GEI de 2005 para Baja California. Aunque este enfoque se desvíe de la metodología perfilada en las Directrices de 2006 del IPCC para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, esto permitió la cuantificación de las emisiones sustitutas de SACO. Los equipos que producen o importan; o bien, la información de ventas puede ser usada para seguir la pista a fuentes de emisiones más exactamente.
- Debido a la carencia de sustitutos de proyección razonablemente específicos, los datos de tendencia históricos fueron usados para proyectar cambios de nivel de actividad de emisión por procesos industriales múltiples. Hay incertidumbre significativa asociada con cualquier proyección, incluso una proyección que supone que las tendencias históricas pasadas continuaran en futuros periodos. Todos los supuestos en el crecimiento deberían ser examinados por expertos en la de la industria y revisadas para reflejar su experiencia en futuras tendencias sobre todo para la industria manufacturera de cemento, y para piedra caliza y consumo dolomita y sustitutos de SACO.

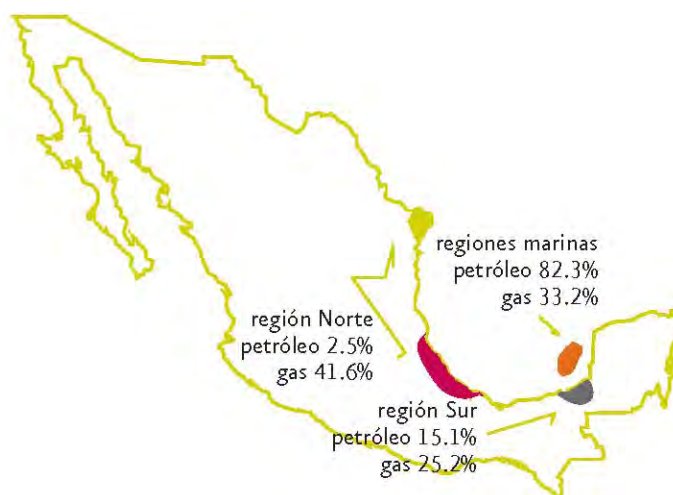
- Para la T&D de electricidad y para la industria de semiconductores, los esfuerzos futuros incluyen una encuesta de compañías dentro de estas industrias para determinar a qué grado se están experimentando las pérdidas de SF₆.

Apéndice E. Industrias de Combustibles Fósiles

Descripción General

Las emisiones de GEI relacionadas con el sector de industrias de combustibles fósiles incluyen emisiones fugitivas relacionadas con la producción, procesamiento, transmisión, y distribución de petróleo y gas, así como las emisiones fugitivas derivadas de la explotación de carbón.⁶⁶ En Baja California, las emisiones de GEI están limitadas a la transmisión y distribución de gas natural. Es improbable que otras fuentes de emisiones surjan porque Baja California no tiene depósitos de carbón, o petróleo ni reservas de gas natural⁶⁷ Las áreas ricas en petróleo en México están localizadas alrededor del Golfo de México como se ilustra en el Cuadro E-1 abajo.

Figura E-1. Producción de Petróleo y Gas por Región⁶⁸



Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.

Emisiones y Proyecciones de Casos de Referencia

Metodología

Para el desarrollo del cálculo de emisiones de gas natural, el CCS tomó en cuenta varios métodos posibles que podrían ser aplicados con base en la naturaleza y en la disponibilidad de los datos de la actividad. Se consideró un método Nivel 1 de las *Directrices del IPCC 2006* (Método A). Este enfoque estima las emisiones en función del volumen de gas natural comercializado en el sistema y en los factores de emisión recomendados para países en vías de desarrollo que tienen

⁶⁶ Cabe mencionar que las emisiones provenientes del gas natural que se usa como combustible para operaciones de extracción (en pozos, campos y terrenos arrendados) y como combustible en plantas (de procesamiento de gas natural) se incluyen en el Apéndice B bajo el rubro de quema de combustible industrial.

⁶⁷ Información sobre reservas de petróleo y gas se obtuvo de PEMEX. *Reservas de Hidrocarburos al 1 de Enero de 2009*. Marzo, 2009. <http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=134&catID=12201>

⁶⁸ Secretaría de Energía. *Balance Nacional de Energía 2006*. (p.37)



su base fuera de las Américas con un amplio rango de incertidumbre (-40 al 250%).⁶⁹ Este enfoque fue utilizado por los autores del *Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero* (INEGEI).

Por otro lado, la *Guía sobre las Buenas Prácticas y Gestión de la Incertidumbre en los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero*⁷⁰ ofrece un enfoque para que Norteamérica mejore la correlación entre los datos de la actividad y las emisiones (Método B). El mejoramiento de la correlación se logra a través de la creciente desintegración de la industria y en muchos casos por cambiar a un parámetro diferente al de los datos de la actividad, como las unidades de procesamiento de gas natural y la longitud de la tubería de transmisión. El Método B representa una versión simplificada de los métodos de cuantificación desarrollados por el estudio GRI para la EPA estadounidense EPA⁷¹. El estudio en su totalidad identificó aproximadamente 100 componentes de los sistemas de gas natural que son fuentes de emisión de metano. Para cada componente, el estudio desarrolló un factor de emisión. Para estimar las emisiones, los factores de emisión fueron multiplicados por el nivel de actividad para cada componente (Ej. cantidad de gas producido, número de pozos, millas de tubería de un cierto tipo y régimen de operaciones, u horario de operación de un tipo de compresor).

El estudio GRI también sirvió como base para la Herramienta para Inventarios Estatales de Gases de Efecto Invernadero (SIT) (*State Greenhouse Gas Inventory Tool*, SIT), una herramienta autorizada por la EPA estadounidense para facilitar el desarrollo de los inventarios de emisiones de GEI en el estado (Método C).⁷² Similar al Método B, el SIT perfila el enfoque del estudio GRI agrupando los segmentos y correlacionando las emisiones a varios parámetros además de la producción de gas natural.

La *Guía sobre las Buenas Prácticas* del IPCC recomienda el enfoque inherente en los métodos B y C, particularmente, la correlación de los segmentos de la industria de combustibles fósiles con una diversidad de parámetros de los datos de la actividad. Para propósitos de este inventario, el CCS seleccionó el Método C por dos razones: a) provee una base consistente de comparación con los inventarios de emisiones en el estado-niveles de inventarios de GEI en EE.UU; y b) refleja que Baja California es una región relativamente desarrollada y que su infraestructura de gas natural es nueva.

El CCS llevó a cabo una comparación de emisiones estimadas por estos métodos diversos (ver Cuadro E-1). Los valores que utiliza el Método A representan emisiones más altas donde los controles regulatorios y operacionales son pocos a ninguno. Los valores derivados de los Métodos B y C son consistentes el uno con el otro y reflejan las emisiones donde el sistema de gas natural tiene un buen mantenimiento y es altamente confiable. El Cuadro E-2 muestra los factores de emisión del Método C de acuerdo a la actividad en Baja California.

⁶⁹ Valores por defecto del IPCC se basan en estudios no publicados en China, Rumania y Uzbekistán. Ver Directrices del IPCC 2006, Volumen 2, Capítulo 4, Cuadro 4.2.5.

⁷⁰ Ver Capítulo 2, Sección 2.7.1.2. El documento está disponible en www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/

⁷¹ GRI/US EPA (1996). *Methane Emissions from the Natural Gas Industry*. Reporte No. EPA-600/R-96-080, GRI / Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos.

⁷² Información adicional sobre el SIT de la EPA disponible en www.epa.gov/climatechange/emissions/state_guidance.html



Cuadro E-1. Comparación de Emisiones usando Métodos de Competencia para el Año 2005

Fuente	Método A	Método B	Método C	Unidades
Emisiones de transmisión	5507.5	2319.5	2029.3	Toneladas Métricas de CH ₄
Emisiones de distribución	3191.6	199.9	389.3	Toneladas Métricas de CH ₄

Cuadro E-2. Factores de Emisión de la Industria de Combustibles Fósiles

Actividad	Factores de Emisión
<i>Transmisión de Gas Natural</i>	
Tubería de transmisión	0.6 toneladas de CH ₄ por año por milla
Estaciones compresoras de Gas	964.1 toneladas de CH ₄ por año por estación
<i>Distribución de Gas Natural</i>	
Tubería de distribución	0.541 toneladas de CH ₄ por año por milla
Número total de servicios	0.015 toneladas de CH ₄ por año por actividad

Emisiones de la Industria de Gas Natural

Las fuentes de información claves para los datos de la actividad fueron la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía Comisión (CRE). La SENER proporcionó información acerca de la infraestructura de transmisión y distribución de gas natural (incluyendo las longitudes de tubería y el número de unidades de almacenaje planeadas y de operaciones).⁷³ También proporcionó datos sobre el número de usuarios atendidos por esta infraestructura (indicando el número de medidores). El CRE ofreció información sobre compañías autorizadas para construir y operar las líneas de gas natural y la fecha de estas concesiones.⁷⁴ La información obtenida por medio de estas fuentes de datos fue escasa y en gran parte derivada de las descripciones de los permisos donde se listó la información proyectada (Ej. número de servicios al final de los 5 años de concesión); es posible, por lo tanto que la emisión sea ligeramente sobrestimada. El Cuadro E-2 resume los datos de la actividad usados en el cálculo de la estimación de emisiones de la industria de gas natural. Por favor observe que partes de la información en el cuadro no fueron provistas en base anual pero si en periodos de 5 años. Se aplicó una interpolación lineal para obtener valores anuales.

Emisiones de la Industria Petrolera

Como se describió anteriormente no existe producción de petróleo ni refinamiento en Baja California.

⁷³ Secretaría de Energía. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural*. México: SENER. Información tomada de las publicaciones con fecha del 2003 al 2007. <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2008>

⁷⁴ Una lista de permisos para la transmisión y distribución de gas natural está disponible en <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=169>

Emisiones de la Industria del Carbón

No existe producción o procesamiento de carbón en Baja California.

Proyección de Emisión

Algunos supuestos fueron hechos en la interpretación de la proyección. Debido a la gran inversión envuelta en la construcción de la infraestructura de transmisión de gas natural, la proyección no asumió ninguna tubería de transmisión o estaciones de almacenaje más allá del 2008. Por otra parte, se supuso que la red de distribución y el número de clientes de gas natural crecería anualmente en 2.4 % a partir del 2009 hasta el 2025, la misma proporción que el crecimiento de la población durante el mismo periodo.⁷⁵

En corto, la proyección se regirá por el crecimiento moderado de la población y de la actividad económica así como de la consecuente expansión del sistema de distribución de gas natural.

Cuadro E-2. Enfoque para Estimar las Emisiones Históricas/Proyectadas de los Sistemas de Combustible Fósiles

Actividad	Enfoque para Calcular las Emisiones Históricas		
	Datos Requeridos	Fuente de Datos	Datos Disponibles
Producción de Gas natural	Numero de pozos	No están presentes en Baja California	
Procesamiento de gas natural, ventilación y fulguración	Volumen de gas natural procesado	No están presentes en Baja California	
Transmisión de gas natural	Millas de tubería de transmisión	CRE/SENER	Permiso fechado 16/12/98 = 36 km Permiso fechado 15/12/00 = 217 km Permiso fechado 27/11/03 = 1.6 km Permiso otorgado 2005-06 = 6.8 km
	Número de estaciones de compresores para la transmisión de gas	No están presentes en Baja California	
	Número de estaciones de almacenaje	SENER	Permiso fechado 7/8/03 = 2 Unidades se hicieron operacionales en 2008
Distribución de Gas natural	Millas de tubería de distribución	SENER	1998-2003 = 0 km 2004-2009 = 281 km
	Numero de servicios	SENER	1998-2003 = 0 2004-2009 = 19,263
Sistemas de petróleo	Volumen de petróleo procesado	No están presentes en Baja California	
Minas de carbón	Toneladas de producción	No están presentes en Baja California	

⁷⁵ Fuente: II Censo de Población y Vivienda 2005 con proyecciones por el Consejo Nacional de Población (CONAPO).

Resultados

El Cuadro E-3 muestra las emisiones estimadas de la industria de combustible fósil en Baja California durante el período de 1990 a 2025. Las emisiones fugitivas de las estaciones de compresión y almacenamiento de gas natural son las principales contribuidoras para proyectar emisiones. La contribución relativa de las fuentes a las emisiones totales del sector se muestra en el Cuadro E-4. La Figura E-1 muestra las tendencias de emisiones al nivel de procesos en la industria de combustibles fósiles, sobre la base de "un millón de toneladas métricas del dióxido de carbono equivalente" (MTmCO₂e).

Cuadro E-3. Emisiones Históricas y Proyectadas de la Industria de Combustibles Fósiles en MTmCO₂e

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Transmisión de GN - tubería	ND	ND	0.00 2	0.00 2	0.00 2	0.00 2	0.00 2	0.00 2
Transmisión de GN – almacenamiento en compresor	ND	ND	0.00 0	0.00 0	0.04 0	0.04 0	0.04 0	0.04 0
Distribución de GN	ND	ND	0.00 0	0.00 3	0.00 9	0.01 0	0.01 1	0.01 2
Total	ND	ND	0.00 2	0.00 5	0.05 1	0.05 2	0.05 3	0.05 5

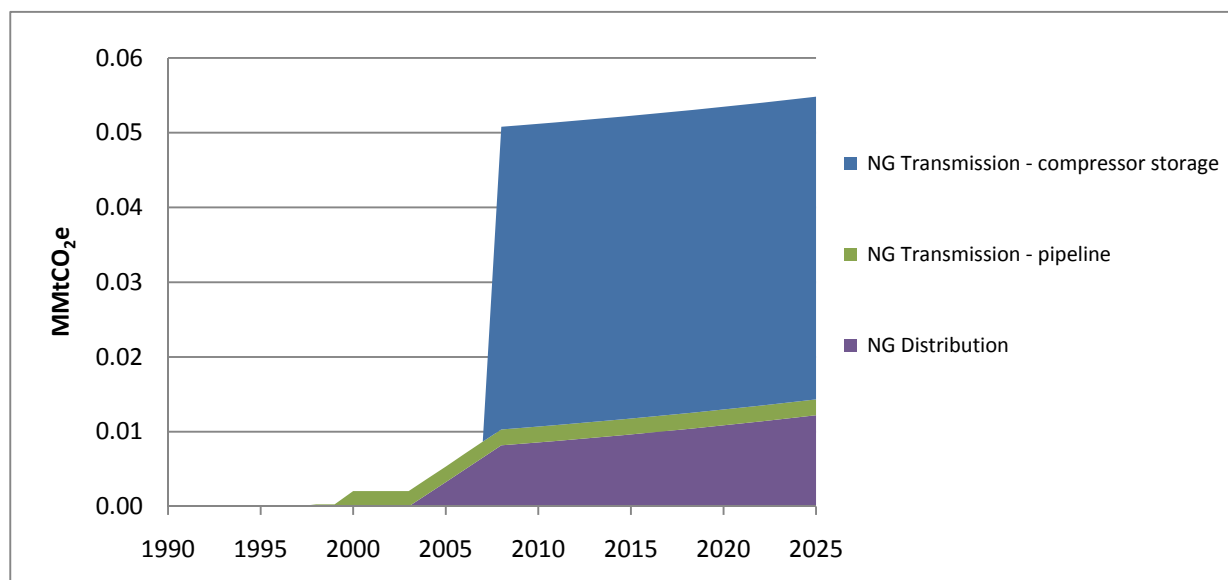
ND indica que no existe actividad relacionada con una fuente en un año dado.

Cuadro E-4 Distribución de Emisiones Históricas y Proyectadas por Fuente

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Transmisión de GN - tubería	NA	NA	100%	39%	4%	4%	4%	4%
Trans.de GN – almacenamiento en compresor	NA	NA	0%	0%	79%	77%	76%	74%
Distribución de GN	NA	NA	0%	61%	17%	18%	20%	22%
Total	NA	NA	100%	100%	100%	100%	100%	100%

ND indica que no existe actividad relacionada con una fuente en un año dado.

Figura E-1. Tendencias en las Emisiones de las Industrias de Combustibles Fósiles (MTmCO₂e)



Incertidumbres Principales

Las principales fuentes de incertidumbre que subyacen en las estimaciones anteriores son las siguientes:

- Los factores de emisión se basaron en promedios de toda la industria estadounidense. Hasta que las emisiones fugitivas sean reveladas con base en los registros específicos de operación y mantenimiento y en estudios locales (por lo menos específico para los estados mexicanos), importantes incertidumbres permanecen tanto alrededor de la transmisión de gas natural como alrededor de estimaciones de emisión generada por la distribución. Esta incertidumbre puede ser cuantificada como la diferencia en los resultados de la emisión entre el método de Nivel 1 del IPCC y aquellos de la Herramienta para Inventarios Estatales de la EPA de los EE.UU.

Fuente	IPCC	EPA	Unidades	Diferencia
Emisiones de transmisión	5507.5	2029.3	Toneladas métricas de CH ₄	-63%
Emisiones de distribución	3191.6	389.3	Toneladas métricas de CH ₄	-88%

- Los supuestos usados para las proyecciones no reflejan todos los futuros cambios potenciales que podrían afectar las emisiones de GEI, incluyendo los futuros gastos de capital, cambios potenciales en regulaciones y mejoras que reduzcan las emisiones de la producción de petróleo y de gas, procesamiento, y tecnologías de entubamiento.

Apéndice F. Agricultura

Descripción General

Las emisiones contempladas en este apéndice se refieren a las emisiones no energéticas de metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O) procedentes del ganado y la producción agrícola. Asimismo, el apéndice comprende las emisiones y los sumideros de carbono en suelos agrícolas derivados de cambios en las prácticas de cultivo. Las emisiones energéticas (quema de combustibles fósiles en el equipo agrícola) se incluyen en las estimaciones sobre el sector residencial, comercial e industrial (RCI) (ver Apéndice B). Otras emisiones de CO_2 o secuestros procedentes del ganado y de la producción de cultivos se consideran como biogénicos y por consiguiente las directrices del IPCC no son incluidas en las estimaciones de emisiones de GEI.

Las principales fuentes de GEI y sumideros –producción pecuaria, suelos agrícolas, y quema de rastrojos– se subdividen además en la siguiente forma:

- *Fermentación entérica:* Las emisiones de CH_4 derivadas de la fermentación entérica son el resultado de los procesos digestivos normales del ganado rumiante y no rumiante. Los microbios que se encuentran en el sistema digestivo del animal descomponen los alimentos y emiten CH_4 como subproducto. Además el ganado rumiante produce mas CH_4 debido a la actividad digestiva de su gran estomago glandular.
- *Manejo del estiércol:* Las emisiones de CH_4 y N_2O derivadas del almacenamiento y el manejo del estiércol de ganado (Ej. en estercoleros, amontonamientos de abono o lagunas de tratamiento anaeróbico) ocurren como resultado de la descomposición del estiércol. Las condiciones ambientales de la descomposición son las que dictan la magnitud relativa de las emisiones. En general, entre mas anaeróbicas sean las condiciones, mas CH_4 se produce, ya que las bacterias que ayudan a la descomposición y que generan CH_4 , se desarrollan mejor en condiciones en las que el oxígeno es limitado. En contraste, las emisiones de N_2O aumentan cuando las condiciones son aeróbica. Las directrices del IPCC de 2006 divide esta fuente de la siguiente manera:
 - - Emisiones de CH_4 del manejo del estiércol;
 - Emisiones directas de N_2O procedentes del manejo del estiércol;
 - Emisiones indirectas de N_2O procedentes de la lixiviación de nitrógeno seguida de la aplicación de estiércol;
 - Emisiones indirectas de N_2O procedentes de la volatilización de nitrógeno (Ej. amoniaco), seguida de la aplicación de estiércol con subsecuente deposición de nitrógeno, des-nitrificación y emisiones de N_2O .
- *Suelos agrícolas:* El manejo de los suelos agrícolas puede producir emisiones de N_2O y flujos netos de dióxido de carbono (CO_2) que generen emisiones o sumideros. En general, las modificaciones a los suelos mediante los cuales se agrega a estos nitrógeno, también pueden generar emisiones de N_2O . Las aportaciones de nitrógeno fomenta la nitrificación de los suelos subyacentes y los ciclos de des-nitrificación, lo cual a su vez a su vez genera N_2O

como subproducto. Las directrices del IPCC de 2006 divide esta fuente de la siguiente manera:

- Emisiones directas de N₂O procedentes del manejo de suelos;
 - Emisiones indirectas de N₂O procedentes de la volatilización de nitrógeno y subsecuente deposición atmosférica;
 - Emisiones indirectas de N₂O procedentes de la lixiviación y los escurrimientos.
- Nota: Los suelos agrícolas pueden almacenar o liberar carbono orgánico, si estos fondos de carbono orgánico son alterados y oxidados; el carbono orgánico es liberado como CO₂ cuando se oxida. El flujo de carbono de suelo agrícola se considera parte de la categoría de uso de tierra y por lo tanto es planteado en el uso de tierra y apéndice de silvicultura.
 - *Fuentes agregadas y fuentes de emisiones distintas al CO₂ en tierra:* Éstos incluyen todas las fuentes agrícolas que generan emisiones de CH₄ y N₂O que no caen en las categorías anteriormente citadas. Las directrices del IPCC de 2006 dividen este sector fuente como sigue:
 - Aplicación de urea (el cual también se menciona bajo el rubro de suelos agrícolas como un fertilizante nitrogenado): el CO₂ es emitido durante la descomposición de urea en suelos;
 - Abonar con cal: CO₂ es emitido a consecuencia del ajuste de pH en suelos ácidos;
 - Quema de residuos: las emisiones de CH₄ y N₂O se producen cuando los residuos agrícolas son quemados (el CO₂ que es emitido se considera biogénico y no reportado).

Emisiones y Proyecciones de los Casos de Referencia

Fermentación entérica

Las emisiones de metano de 1990 a 2005 se calcularon usando el método de Nivel 1 descrito en las Directrices para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, 2006).¹ En este método se multiplican los factores de emisiones anuales de metano específicos para cada tipo de animal rumiante por datos de actividad (población ganadera por tipo de animal). Los datos de la actividad fueron proporcionados por la SIACON² y se resumen en el Cuadro F-1. Esta metodología, así como las demás que se describen posteriormente, se basan en las directrices internacionales desarrolladas por expertos en el sector para elaborar los inventarios de emisiones de GEI.³

Cuadro F-1. Poblaciones Ganaderas

Tipo de Ganado		1990	1995	2000	2005
Vacas Lecheras	Vacuno lechero	0	34,708	50,239	54,327
Otros Vacunos	Otros vacunos	184,785	159,258	158,325	175,820
Búfalos	Búfalo				
Ovejas	Ovinos	5,842	2,389	7,137	26,935
Cabras	Caprinos	39,246	44,787	39,945	20,398
Camellos	Camélidos				
Caballos	Equinos				
Mulas/Asnos	Mulas y asnos				
Venados	Ciervos				
Alpacas	Alpacas				
Cerdos	Porcinos	45,296	28,962	22,212	12,231
Avícola	Aves de corral	2,822,898	1,650,979	644,481	1,232,086
Conejos	Conejo				

Manejo del estiércol

Las Directrices del IPCC de 2006 se usaron para calcular las emisiones de metano y óxido nitroso con datos de actividad sobre las poblaciones ganaderas del Estado de Baja California en el periodo de 1990 al 2005. Los datos de la actividad fueron extraídos del Sistema de Información Agropecuaria de Consulta (SIACON: ver Cuadro F1).

Para calcular las emisiones de CH₄ procedentes del manejo del estiércol, se multiplicaron las cifras de población por una estimación de la masa típica animal y el índice de producción de sólidos volátiles (SV) para calcular el total de SV producidos. La estimación de SV por tipo de animal se multiplica luego por un factor máximo de emisiones potenciales de CH₄ y un factor de conversión de metano ponderado (FCM) para derivar el total de emisiones de CH₄. El factor de conversión de metano (FCM) ajusta las emisiones máximas potenciales de metano con base en los tipos de sistemas de manejo del estiércol que se emplean en Baja California.

Los factores de emisión se derivaron de una combinación de los estudios realizados por expertos regionales⁴ y de las prácticas de manejo del estiércol en el Estado. Se usaron factores de emisión y conversión por defecto para todas las fuentes de emisiones en este sector con información sobre la población ganadera por tipo, zona geográfica, y zona climática. La categoría de zona geográfica que corresponde a Baja California es América Latina y las categorías de zonas climáticas seleccionadas fueron cálida (>26 grados C) y templada (15-25 grados C), asignadas a un 93% y un 7% de la población ganadera por tipo, según el terreno cubierto por cada zona climática (ver Figura F-1). Los supuestos sobre el estiércol manejado por tipo de sistema y los factores de conversión de metano asociados se indican a continuación en los Cuadros F-2 y F-3. Se asumió que la distribución de los sistemas de manejo del estiércol y los factores de conversión de metano permaneció constante durante los años del inventario y de la proyección.

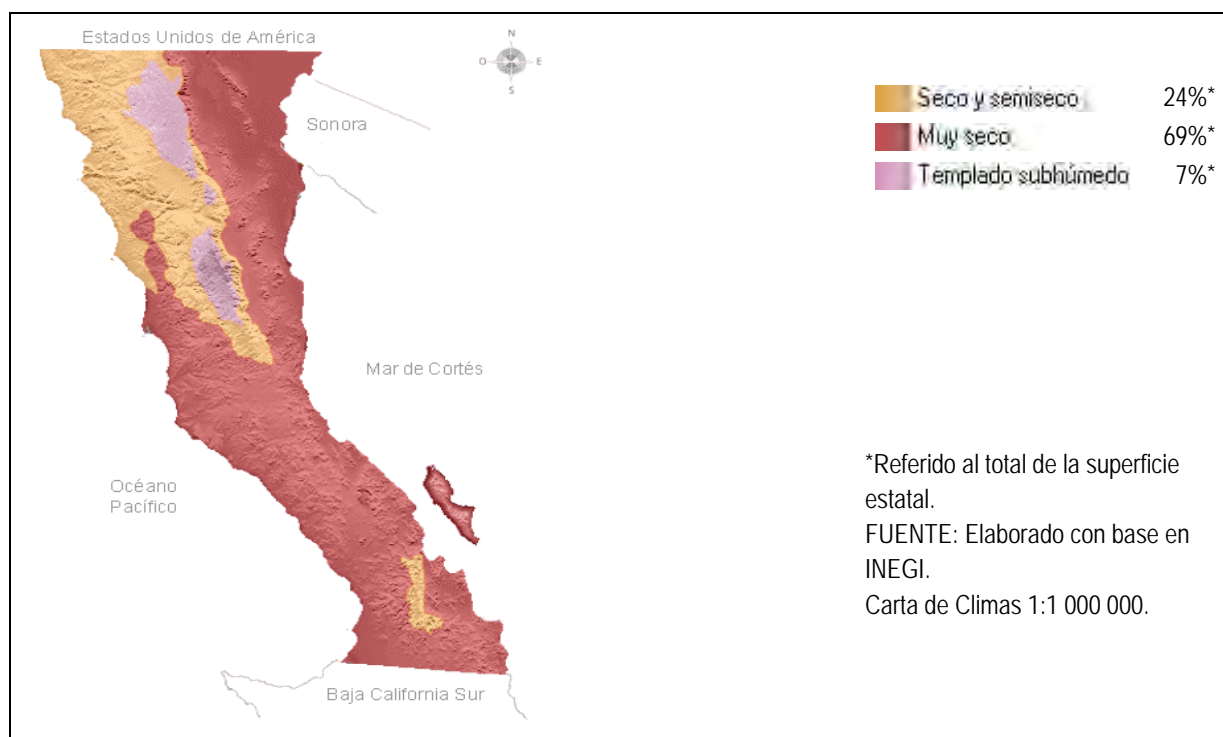
Las emisiones directas de N₂O generadas por el manejo del estiércol se obtienen usando las mismas cifras de población animal anteriormente mencionadas, multiplicadas por la masa típica animal y el factor de producción del nitrógeno total Kjeldahl (nitrógeno K). El nitrógeno total K se multiplica por un factor de no volatilización para determinar la porción que se maneja en los sistemas de manejo del estiércol. La parte no volatilizada se divide luego en fracciones que se



procesan en sistemas de manejo de residuos líquidos (Ej. lagunas) o sólidos (Ej. apilamiento, distribución diaria, lotes secos). El Cuadro F-4 muestra el factor de emisión del N₂O por sistema de manejo del estiércol.

Las emisiones indirectas de N₂O procedentes de la lixiviación se obtienen tomando la masa de nitrógeno excretada por el animal en cada sistema de manejo del estiércol y multiplicándola por la fracción de nitrógeno liberada a través de lixiviación y escurrimientos; luego el producto se multiplica por un factor de emisión del N₂O. Las emisiones indirectas del N₂O generadas por la volatilización se obtienen tomando la masa de nitrógeno excretada por el animal en cada sistema de manejo del estiércol y multiplicándola por la fracción de nitrógeno liberada a través de la volatilización. Luego el producto se multiplica por un factor de emisión del N₂O. El factor de emisión de N₂O es 0.01 kg N₂O-N/kg N, mientras que el factor de emisión por lixiviación es de 0.0075 kg N₂O-N/kg N.

Figura F-1. Distribución de Zonas Climáticas en Baja California



Cuadro F-2. Distribución por Defecto de los Sistemas de Manejo del Estiércol en América Latina

Ganado	Quema por combustible	Distribución diaria	Digestor	Lote seco	Semi-liquido	Otro	Pradera, Campo, Pastizales	Almacenamiento Solido
Porcino para reproducción		2.0%	0.0%	20.5%	4.0%	44.5%		25.0%
Aves de engorda						100.0%		
Vacuno lechero	0.0%	62.0%	0.0%	0.0%	1.0%	0.0%	36.0%	1.0%
Cabras						100.0%		
Caprino						100.0%		
Aves ponedoras (seco)						100.0%		
Aves ponedoras (húmedo)						100.0%		
Porcino de engorda		2.0%	0.0%	41.0%	8.0%	39.0%		10.0%
Mular/Asnar						100.0%		
Otro Ganado	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.0%	99.0%	0.0%
Ovino						100.0%		
Pavos						100.0%		

Cuadro F-3. FCM de los Sistemas de Manejo del Estiércol por Zona Climática

Ganado	Clima	Quema por combustible	Distribución diaria	Digestor	Lote seco	Semi-líquido	Otro	Pradera, Campo, Pastizales	Almacenamiento sólido
Porcino para reproducción	Templado		0.5%	10.0%	1.5%	42.0%	1.0%		4.0%
	Cálido		1.0%	10.0%	2.0%	78.0%	1.0%		5.0%
Aves de engorda	Templado						1.5%		
	Cálido						1.5%		
Vacuno lechero	Templado	10.0%	0.5%	10.0%	1.5%	42.0%	10.0%	1.5%	4.0%
	Cálido	10.0%	1.0%	10.0%	2.0%	78.0%	1.0%	2.0%	5.0%
Caprino	Templado						1.5%		
	Cálido						2.0%		
Equino	Templado						1.5%		
	Cálido						2.0%		
Aves ponedoras (seco)	Templado						1.5%		
	Cálido						1.5%		
Aves ponedoras (seco)	Templado						78.0%		
	Cálido						80.0%		
Porcino de engorda	Templado		0.5%		1.5%	42.0%	1.0%		4.0%
	Cálido		1.0%		2.0%	78.0%	1.0%		5.0%
Mular/Asnar	Templado						1.5%		
	Cálido						2.0%		
Otro ganado	Templado	10.0%	0.5%	10.0%	1.5%	42.0%	1.0%	1.5%	4.0%
	Cálido	10.0%	1.0%	10.0%	2.0%	78.0%	1.0%	2.0%	5.0%
Ovino	Templado						1.5%		
	Cálido						2.0%		
Pavos	Templado						1.5%		
	Cálido						1.5%		

Cuadro F-4. Factores de Emisión de Óxido Nitroso Aplicado a los Sistemas de Manejo del Estiércol

Sistema de Gestión	Factor de Emisión (kg N ₂ O-N/kg N excretado)
Dispersión Diaria	0
Digestor	0
Lote Seco	0.02
Laguna	0
Semilíquido	0.005
Otro	0.001
Fosa	0.002
Fosa >1 mes	0.002
Almacenamiento sólido	0.005

Suelos agrícolas

La descomposición de los residuos agrícolas y los cultivos fijadores de nitrógeno agregan nitrógeno al ciclo de nitrificación y des-nitrificación del suelo lo cual genera N₂O como subproducto. La cantidad de nitrógeno en las tierras de cultivo se calculó como el producto de la materia seca cosechada anualmente, la relación entre la materia seca vegetal y la materia seca de cultivos, la fracción de nitrógeno de la materia seca vegetal, y el factor por defecto de emisión del nitrógeno. En el Cuadro F-5 se identifica el grupo de cultivos fijadores de nitrógeno como frijoles y legumbres.

Cuadro F-5. Inventario de Producción de Cultivos en Toneladas Métricas⁷⁶

Cultivo		1990	1995	2000	2005
Forrajes fijadores de N	Forrajes fijadores de N	0	0	0	12
Forrajes no fijadores de N	Forrajes no fijadores de N	153,905	438,128	290,138	728,344
Frijoles y legumbres	Frijoles y legumbres	381	1518	4019.72	4139.09
Granos	Granos	0	0	0	0
Hierbas perennes	Hierbas perennes	514,477	400,793	200,869	264,287
Mezcla de hierba y trébol	Mezcla de hierba y trébol	0	0	10	0
Raíces, otros	Raíces, otros	20,141	16,463	16,864	10,003
Tubérculos	Tubérculos	0	0	0	0
Alfalfa	Alfalfa	1,063,371	1,278,000	2,109,783	2,158,030
Arroz	Arroz	0	0	0	0
Avena	Avena	0	349	0	954.4
Cacahuetes (c/ vaina)	Cacahuetes (c/ vaina)	0	1	0	0
Cebada	Cebada	30,368	25,962	1,574	11,670
Centeno	Centeno	0	0	0	0
Frijoles	Frijoles	0	0	0	0
Heno no leguminoso	Heno no leguminoso	0	0	0	0
Maíz	Maíz	7,683	6,583	10,855	2,584
Mijo	Mijo	0	0	0	0
Patatas	Patatas	15,462	7,861	3,543	924
Soja	Soja	0	0	0	0
Sorgo	Sorgo	10,028	19,242	23,705	9,705
Trigo	Trigo	256,642	394,944	535,901	504,514

La aplicación de fertilizante sintético también aporta nitrógeno al ciclo de nitrificación y des-nitrificación del suelo y contribuye a que se libere N₂O a la atmósfera. Las emisiones derivadas de la aplicación de fertilizantes a terrenos agrícolas se calcularon con datos de la Asociación Internacional de la Industria de Fertilizantes. El Cuadro F-6 muestra los datos de N aplicado por cada año.

⁷⁶ Las emisiones de GEI fueron calculadas usando el método de Nivel 1 descrito en el Volumen 4, Capítulo 10 del Panel Intergubernamental sobre las *Directrices de Cambio Climático para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero* del IPCC publicado por el Programa Nacional de Gases de Efecto Invernadero del PIC, disponible en: (<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>).

Cuadro F-6. Datos sobre Aplicación de Fertilizantes

Parámetro	1990	1995	2000	2005
Cantidad (kg N)	14,522,061	12,237,721	14,447,387	12,139,995

Las aportaciones de nitrógeno al suelo derivado de los fertilizantes orgánicos se calcularon como la cantidad del total de nitrógeno disponible en el estiércol reciclado, menos la cantidad de este nitrógeno dedicado a la alimentación de animales, la combustión, o a la construcción. En el caso de Baja California, se supuso que el estiércol no se destinó a la alimentación, como combustible o para la construcción.

La aportación de nitrógeno a los suelos derivada de la deposición de orina y heces fecales de los animales que apacientan en prados, verdes o pastizales, se calculó como la fracción del nitrógeno presente en el estiércol que queda en los campos sin recibir tratamiento alguno. En el Cuadro F-3 se identifica la fracción por defecto de estiércol sin gestionar.

Con respecto al cultivo de histosoles el cual puede generar emisiones de N_2O , se determinó que el cultivo de estos suelos altamente orgánicos no aplica a Baja California ya que los histosoles solo existen en regiones boreales. Además, tampoco se consideró la inundación y el drenaje de suelos orgánicos ya que este tipo de práctica no se da en el estado.

Fuentes agregadas y fuentes de emisiones distintas al CO_2 en suelo

Éstos incluyen la urea (aplicado como una fuente de N), cal y dolomita que son usados para neutralizar suelos ácidos. Los tres elementos emiten CO_2 que resulta de la descomposición de cada compuesto. No se han identificado datos para Baja California con el fin de estimar las emisiones de estos elementos adicionales. La urea podría ser uno de los fertilizantes comerciales capturados dentro del total N representado en el anterior Cuadro F-6; sin embargo, la información detallada sobre los tipos de fertilizantes aplicados no estuvo disponible.

Quema de residuos

Las quemas agrícolas pueden generar emisiones tanto de N_2O como de CH_4 . Los datos de hectáreas quemadas en Baja California no se pudieron encontrar. Por lo tanto, de acuerdo con las recomendaciones des IPCC, las emisiones por quema de residuos no fueron estimadas.

Datos de la proyección

Las estimaciones de la proyección se basaron en las tendencias de población ganadera y producción de cultivos de 1990 al 2005. Los índices de crecimiento resultantes que se usaron para calcular las emisiones del 2005 al 2025 se indican en los Cuadros F-7 y F-8. Cabe mencionar que un crecimiento negativo indica una disminución en la población ganadera o en la producción de cultivos. Con base en estos índices de crecimiento se calcularon la producción pecuaria y agrícola hasta el año 2025. Los valores proyectados se indican en los Cuadros F-9 y F-10.

Las cifras de la población ganadera son usadas para estimar las emisiones del manejo del estiércol y de la fermentación entérica. Las cifras de población también son usadas para estimar

aportaciones orgánicas y depósitos de residuos de animales en la tierra que son usados en los cálculos de emisiones de N₂O de suelos agrícolas. Las cifras de producción de cultivos son usadas para estimar los residuos de cultivos dejados en el suelo lo que también se calcula dentro de las emisiones de N₂O de los suelos agrícolas. Las aplicaciones de fertilizantes N también se utilizan en el cálculo de emisiones de N₂O de suelos agrícolas. La estimación de fertilizante (crecimiento anual del-0.1 %) es proyectada con base en el cambio de aplicación de fertilizante N entre 1995 y 2005.

Cuadro F-7. Índices de Crecimiento Aplicados a la Población Ganadera

Tipo de Ganado		Índice (%)	Periodo de Medición
Vacuno Lechero	Vacuno lechero	1.6%	2000-2005
Otro Ganado	Otros vacunos	2.1%	2000-2005
Búfalo	Búfalo		
Ovejas	Ovinos	0.0%	N/A*
Cabras	Caprinos	0.0%	N/A*
Camellos	Camélidos		
Caballos	Equinos		
Mulas/Asnos	Mulas y asnos		
Ciervos	Ciervos		
Alpacas	Alpacas		
Porcino	Porcinos	0.0%	N/A*
Aves de corral	Aves de corral	0.0%	N/A*
Conejos	Conejo		

* En algunos casos la información varía año con año dramáticamente y no se puede observar una tendencia de crecimiento. En estos casos, no se asumió crecimiento.

Cuadro F-8. Índices de Crecimiento Aplicados a Producción de Cultivos

Cultivo		Crecimiento Medio Anual	
Ingles	Español	Índice (%)	Periodo de Medición
N-fixing forages	Forrajes fijadores de N	0.0%	N/A*
Non-N-fixing forages	Forrajes no fijadores de N	0.0%	N/A*
Beans & pulses	Frijoles y legumbres	0.6%	2000-2005
Grains	Granos		
Perennial grasses	Hierbas perennes	5.6%	2000-2005
Grass-clover mixtures	Mezcla de hierba y trébol		2000-2005
Root crops, other	Raíces, otros	-9.9%	2000-2005
Tubers	Tubérculos		
Alfalfa	Alfalfa	0.5%	2000-2005
Rice	Arroz		
Oats	Avena	0.0%	N/A*
Peanut (w/pod)	Cacahuetes (c/ vaina)	0.0%	N/A*
Barley	Cebada	0.0%	N/A*
Rye	Centeno		
Dry bean	Frijoles		
Non-legume hay	Heno no leguminoso		
Maize	Maíz	-25.0%	2000-2005
Millet	Mijo		

Cultivo		Crecimiento Medio Anual	
Inglés	Español	Índice (%)	Periodo de Medición
Potato	Patatas	-23.6%	2000-2005
Soyabean	Soja		
Sorghum	Sorgo	-16.4%	2000-2005
Wheat	Trigo	-1.2%	2000-2005

* En algunos casos la información varía año con año dramáticamente y no se puede observar una tendencia de crecimiento. En estos casos, no se asumió crecimiento.

Cuadro F-9. Proyección de Poblaciones Ganaderas 2005-2025

Tipo de Ganado		2005	2010	2015	2020	2025
Vacuno lechero	Vacuno lechero	54,327	58,748	63,528	68,697	74,287
Otros vacunos	Otros vacunos	175,820	195,248	216,823	240,782	267,389
Búfalo	Búfalo					
Ovinos	Ovinos	26,935	26,935	26,935	26,935	26,935
Caprinos	Caprinos	20,398	20,398	20,398	20,398	20,398
Camélidos	Camélidos					
Equinos	Equinos					
Mulas y asnos	Mulas y asnos					
Ciervos	Ciervos					
Alpacas	Alpacas					
Porcinos	Porcinos	12,231	12,231	12,231	12,231	12,231
Aves de corral	Aves de corral	1,232,086	1,232,086	1,232,086	1,232,086	1,232,086
Conejo	Conejo					

Cuadro F-10. Proyección de Producción de Cultivos en Toneladas Métricas 2005-2025

Tipo de Cultivo		2005	2010	2015	2020	2025
Forrajes fijadores de N	Forrajes fijadores de N	12	12	12	12	12
Forrajes no fijadores de N	Forrajes no fijadores de N	728,344	728,344	728,344	728,344	728,344
Frijoles y legumbres	Frijoles y legumbres	4,139	4,262	4,389	4,519	4,653
Granos	Granos	0	0	0	0	0
Hierbas perennes	Hierbas perennes	264,287	347,727	457,511	601,955	792,003
Mezcla de hierba y trébol	Mezcla de hierba y trébol	0	0	0	0	0
Raíces, otros	Raíces, otros	10,003	5,934	3,520	2,088	1,239
Tubérculos	Tubérculos	0	0	0	0	0
Alfalfa	Alfalfa	2,158,030	2,207,382	2,257,862	2,309,496	2,362,311
Arroz	Arroz	0	0	0	0	0
Avena	Avena	954	954	954	954	954
Cacahuets (c/ vaina)	Cacahuets (c/ vaina)	0	0	0	0	0
Cebada	Cebada	11,670	11,670	11,670	11,670	11,670
Centeno	Centeno	0	0	0	0	0



Tipo de Cultivo		2005	2010	2015	2020	2025
Frijoles	Frijoles	0	0	0	0	0
Heno no leguminoso	Heno no leguminoso	0	0	0	0	0
Maíz	Maíz	2,584	615	146	35	8
Mijo	Mijo	0	0	0	0	0
Patatas	Patatas	924	241	63	16	4
Soja	Soja	0	0	0	0	0
Sorgo	Sorgo	9,705	3,973	1,627	666	273
Trigo	Trigo	504,514	474,964	447,146	420,956	396,301

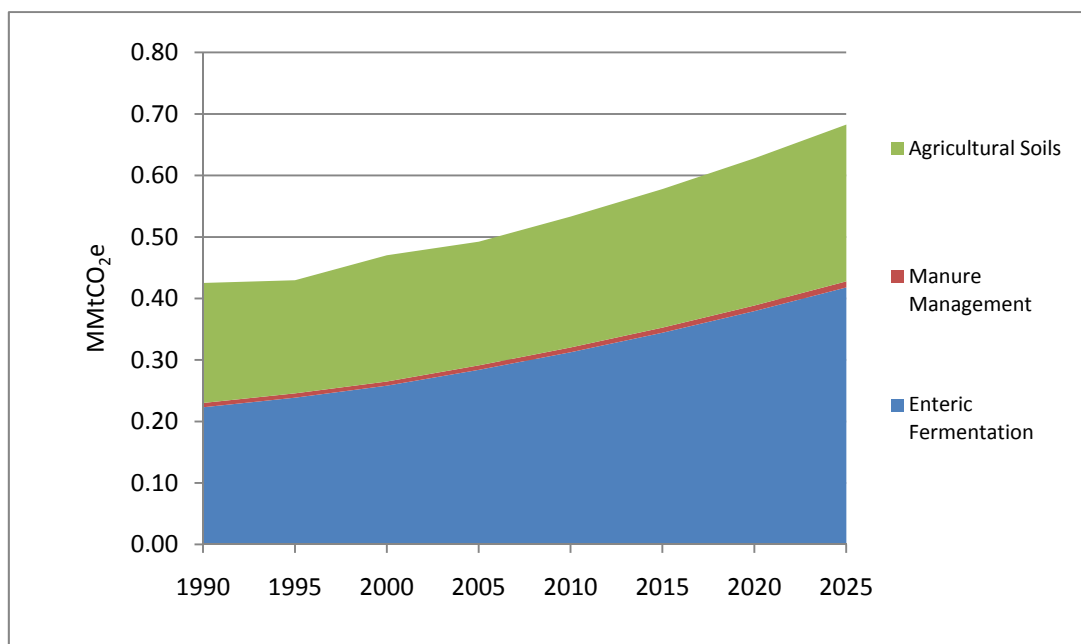
Resultados

Durante los años del inventario (1990 a 2005), el total de las emisiones agrícolas incrementó un 15%, llegando a niveles del orden de 0.49 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalentes (MTmCO₂e). En 1990, las dos principales fuentes emisoras fueron la fermentación entérica y los suelos agrícolas. La fermentación entérica por sí sola constituyó el 52% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero en 1990. La fuente emisora de mayor crecimiento durante el periodo considerado fue la quema de residuos, con un índice de crecimiento total de 30% entre 1990 y 2005; todas las demás fuentes tuvieron un índice de crecimiento mínimo.

Durante los años de la proyección (2005 al 2020), se proyectó que el total de las emisiones derivadas de la agricultura se incrementaría en un 39%, llegando a niveles del orden de los 0.68 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente. En el 2025, los dos principales sectores generadores de emisiones serán la fermentación entérica y los suelos agrícolas. La fermentación entérica representará un 62% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2025. La fermentación entérica es la fuente emisora de mayor crecimiento durante el periodo con un índice de crecimiento del 50% entre 2005 y 2025.

En la Figura F-2 y en el Cuadro F-11 se presenta el resumen de las cifras de emisiones de gases de efecto invernadero por sector generador. La distribución de las emisiones de gases de efecto invernadero por fuente se presenta en el Cuadro F-12. Finalmente, los índices de crecimiento medio anuales de los intervalos seleccionados se indican en el Cuadro F-13.

Figura F-2. Emisiones de GEI provenientes de la Agricultura 1990-2025



Cuadro F-11. Emisiones de GEI provenientes de la Agricultura (MTmCO₂e)

Sector Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Fermentación Entérica	0.22	0.24	0.26	0.28	0.31	0.34	0.38	0.42
Manejo del Estiércol	0.007	0.007	0.007	0.007	0.008	0.008	0.009	0.010
Suelos Agrícolas	0.20	0.18	0.21	0.20	0.21	0.23	0.24	0.25
Quema de Residuos	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*
Total	0.43	0.43	0.47	0.49	0.53	0.58	0.63	0.68

*N.E. No estimadas

Cuadro F-12. Distribución de Emisiones de GEI en el Sector Agrícola

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Fermentación Entérica	52.2%	55.5%	54.8%	57.6%	58.6%	59.6%	60.4%	61.2%
Manejo del Estiércol	1.7%	1.6%	1.4%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
Suelos Agrícolas	45.6%	42.7%	43.5%	40.8%	39.9%	39.0%	38.1%	37.3%

Cuadro F-13. Índice de Crecimiento Medio Anual para Intervalos de Tiempo Seleccionados

Agricultura	1990-2005	2005-2025	1990-2025
Fermentación Entérica	1.6%	2.0%	1.8%
Manejo del Estiércol	0.1%	1.6%	1.0%
Suelos Agrícolas	0.2%	1.2%	0.8%

Incertidumbres Principales y Necesidades de Investigación Futura

A fin de reducir la incertidumbre relacionada con las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de los procesos de fermentación entérica, se recomienda desarrollar una tipificación de la población ganadera. En el caso de Baja California, el rubro denominado "otro ganado" (ganado vacuno no lechero) representa el 76% de la población de rumiantes en el 2005. Esta amplia categoría podría desglosarse por sub-categorías (Ej. becerros, toros, etc.) y por número de cabezas de ganado en pastizales en comparación con el número de cabezas en corrales de engorda. Luego se podrían aplicar factores de emisión específicos para cada una de las sub-categorías. Como mínimo se necesita la siguiente información para desarrollar factores de emisión específicos para cada sub-categoría de ganado: 1) estimación sobre la ingesta de alimento, 2) peso promedio de los animales, 3) índice de actividad animal, 4) condiciones de alimentación, y 5) condiciones medias invernales. Los esfuerzos adicionales que se realicen en esta categoría de fuente generadora tendrán un impacto importante en una gran parte del total de las emisiones derivadas de la fermentación entérica.

No se identificó información del estiércol para el manejo del mismo y así poder indicar que ninguna de las operaciones confinadas de animales estuviera empleando controles para reducir las emisiones de metano tales como los digestores anaeróbicos. La proyección también supone que ninguno de estos proyectos será implementado antes del 2025. Hasta el punto de que este supuesto es incorrecto, las emisiones de metano futuras del manejo del estiércol serán sobre estimadas.

Las emisiones procedentes de la aplicación de fertilizante a terrenos agrícolas se calcularon a partir de estimaciones de aplicación de fertilizantes de la Asociación Internacional de la Industria de Fertilizantes. Dado que la aplicación de fertilizantes varía considerablemente de un cultivo a otro, se recomienda que las aportaciones de nitrógeno se dividan por tipo de cultivo y de fertilizante, de ser posible (incluyendo distintos fertilizantes comerciales y orgánicos, como el estiércol). Esta información, combinada con la superficie fertilizada por cultivo, ayudará a disminuir la incertidumbre.

De acuerdo con las recomendaciones del IPCC, la quema de los residuos agrícolas no se considera en este análisis debido a una carencia de datos. Los factores de emisiones de GEI realmente existen para la quema de varios residuos de cultivos; sin embargo los datos del área de la quema de residuos de cultivo en Baja California no existen. Si esa información pudiera ser encontrada mejoraría el análisis. La quema prescrita no es típicamente una fuente significativa

(menos del 1 % del total de las emisiones de suelos agrícolas en la mayor parte de estados de EE.UU), pero sin embargo, esto realmente contribuye a emisiones totales de GEI.

Un último elemento que contribuye a la incertidumbre el cálculo de las emisiones lo constituyen los supuestos de la proyección. Los índices de crecimiento medio anual se derivaron de las tendencias históricas durante el periodo del 2000 al 2005; no obstante los datos históricos fueron inconsistentes. A principios de los noventas hubo cifras de población ganadera y producción agrícola muy altas, que luego decayeron notablemente para el año 2000. Aún en los años en los que hubo un rendimiento alto, los valores oscilaron marcadamente de un año a otro. La fluctuación de los valores podría ser indicativa de la mala calidad de los datos. En los casos donde los datos varíen año con año dramáticamente y no se observe una marcada tendencia de crecimiento, no se asume crecimiento alguno. La información proporcionada por los expertos en agricultura en el estado podría mejorar las estimaciones de la proyección.

Apéndice G. Manejo de Residuos

Descripción General

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de la gestión de residuos incluyen:

- Manejo de residuos sólidos urbanos– emisiones de metano (CH₄) de rellenos sanitarios (SWDS) lo cual representa CH₄ potencial que es incinerado o capturado para la producción de energía (esto incluye rellenos sanitarios abiertos y cerrados);⁷⁷
- La incineración y quema a cielo abierto de residuos – emisiones de CH₄, dióxido de carbono (CO₂) y óxido nitroso (N₂O) de la combustión de residuos sólidos; y
- Tratamiento y descarga de aguas residuales – CH₄ y N₂O provenientes de las plantas de aguas residuales domesticas y CH₄ de plantas de tratamiento de aguas residuales industriales.

Proyecciones de Inventarios y Casos de Referencia

Disposición de Residuos Sólidos Urbanos

Para el caso del manejo de residuos sólidos urbanos, los datos de emplazamiento se obtuvieron de los estudios llevados a cabo por la Secretaria de Desarrollo Social (SEDESOL) recopilado y disponible a través del Sistema Nacional de Información Ambiental y Recursos Naturales (SNIARN).⁷⁸ Esta base de datos provee la masa anual de residuos sólidos urbanos por entidad federativa para el periodo de 1998 al 2006. Los valores históricos de población fueron utilizados para modelar emisiones históricas comenzando en 1960; así mismo las proyecciones de población sirvieron para determinar los índices futuros de generación de residuos sólidos urbanos. Las proyecciones de la población estatal hasta el año 2025 fueron obtenidas de la Comisión Nacional de la Población (CONAPO). Las emisiones fueron modeladas usando el modelo de primer orden de las directrices 2006 del IPCC.⁷⁹

El término “generación” típicamente se refiere a todo residuo que entra a la corriente de residuos el cual incluiría la incineración de residuos, rellenos sanitarios, reciclado y composta. Sin embargo, como Baja California no da seguimiento a los residuos sólidos urbanos manejados vía incineración, reciclado, composta u otros métodos, se asume que todo el residuo generado (entrante a la corriente de residuos) se descompone en el relleno sanitario de acuerdo al modelo FOD, donde el residuo es tirado a rellenos sanitarios regulados y no regulados. Los residuos tratados por medio de la incineración a cielo abierto se presume que no entra a la corriente de residuos y es por lo tanto no restado del total de la generación de residuos sólidos urbanos (ej.

⁷⁷ El CCS reconoce que las emisiones de N₂O y CH₄ también son producidas de la combustión de gas de relleno sanitario; sin embargo, estas emisiones tienden a ser insignificantes para los propósitos de desarrollar un inventario a nivel estatal para el análisis de la política. Observe que también el emitido CO₂ proveniente de los rellenos sanitarios es considerado como de origen biogénico (ej. Residuos de productos forestales, residuos de alimentos, residuos de jardines); por lo tanto, estas emisiones son excluidas de las estimaciones de CO₂e de la generación de residuos.

⁷⁸ Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. *Sistema Nacional de Información Ambiental y Recursos Naturales*. Dimensión Ambiental, Residuos. Basado en estudios municipales conducido por (SEDESOL). En línea en: <http://www.semarnat.gob.mx/informacionambiental/Pages/index-sniarn.aspx>

⁷⁹ IPCC. *Directrices del IPCC de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, Volumen 5: Residuos*. En línea en: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>



residuos sólidos manejados vía quema a cielo abierto no se captura dentro de la estimación de generación de residuos sólidos del SNIARN).

La clasificación de residuo industrial (desechos de manejo especial) existe en la legislación;⁸⁰ Mexicana; sin embargo, en la práctica, los residuos sólidos urbanos y residuos industriales (desechos de manejo especial) son consolidados en los rellenos sanitarios. Consecuentemente, las emisiones adicionales/separadas no fueron estimadas para el residuo industrial ya que estas emisiones ya cuentan como parte de las emisiones de los rellenos sanitarios municipales.

La información sobre la clasificación de rellenos sanitarios (Ej. manejados vs. no manejados) no estuvo disponible. Por lo tanto, el CCS aceptó los defectos del IPCC para el factor de corrección de metano (FCM, 0.6) y factor de oxidación (0%). El FCM cuenta con el hecho de que los rellenos sanitarios sin manejar tienden a descomponerse en un ambiente aeróbico produciendo menos metano por unidad de residuo que el residuo en sitios manejados donde el residuo se descompone en una manera anaeróbica. El factor de oxidación toma en cuenta la cantidad de metano que se oxida (convertido de metano a CO₂ antes de que entre a la atmósfera). El factor de oxidación por defecto de 0% fue aceptado por el CCS debido a la expectativa de que muchos sitios no cuentan con una sustancial cubierta de suelo, por consiguiente se reduce la posibilidad de oxidación en la superficie. Es importante hacer notar que el CO₂ emitido de los SWDS es considerado como de origen biogénico (Ej. desechos de productos forestales, desechos de alimentos y desechos de jardines); por lo tanto, estas emisiones son excluidas de los estimaciones de CO₂e de los SWDS.

De acuerdo a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC),⁸¹ existe un relleno sanitario en Baja California- Relleno sanitario Valle Verde mismo que es importante en el programa Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) aceptando créditos para las reducciones de emisiones para los años 2009 al 2019.⁸² El CCS contabilizo las reducciones de GEI de la destrucción de metano; sin embargo, ninguna combustión de combustible fósil para generar electricidad se refleja en este capítulo pero se constituiría bajo el Apéndice de Combustión de Combustible Residencial, Comercial e Industrial. El informe del CDM no proporciona información sobre la destrucción de metano previo al 2009 ni después del 2019. El CCS asume que el proyecto continuará posterior al 2019. Por lo tanto, el CCS uso el promedio de cambio anual en la destrucción de metano por año para los años 2020 al 2025.⁸³ El valor de la destrucción de metano provista por el informe del CDM para 2019 representa el metano destruido de enero a junio de ese año. Este valor fue corregido para representar el año completo multiplicando el valor original de 2019 por dos. El Cuadro G-1 muestra la destrucción de metano extrapolada por el CCS. Las reducciones de GEI a través de la destrucción de metano

⁸⁰ Ley General para la Prevención y gestión Integral de los Residuos, Artículo 5.

⁸¹ UNFCCC, 2009. CDM Búsqueda de Proyecto. <http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>. Referencia extraída de la Reserva de Acción Climático. *Protocolo de Reporte de Proyectos en Rellenos Sanitarios en México Recolección y Destrucción del Metano de los Rellenos Sanitarios; Versión 1.0.* Marzo 2009

⁸² UNFCCC, 2006. Mecanismo de Desarrollo Limpio: Formulario de Documento de Diseño- Proyecto de Gas de Relleno Sanitario Valle Verde. Versión 3.

⁸³ La fecha exacta del proyecto no está registrada en el Reporte de CD. Por lo tanto, se supone que la destrucción de metano reportada para 2009 es el valor actual de la destrucción de metano en ese año. Por consiguiente, para propósito de proyección al 2025, se utilizó el cambio anual promedio de 2010 al 2019.



se restan de la proyección de generación de metano hecha por la ecuación FOD en el modelo de residuos del IPCC.

Cuadro G-1. Destrucción de Metano en el Rellano Sanitario Valle Verde, 2009-2025

Año	Reporte CDM- Destrucción de Metano (tCH₄/año)	Resultados del Modelo de CCS- Destrucción de Metano (tCH₄/año)
2009	1,376	1,376
2010	11,397	11,397
2011	10,722	10,722
2012	10,168	10,168
2013	9,643	9,643
2014	9,146	9,146
2015	8,675	8,675
2016	8,228	8,228
2017	7,806	7,806
2018	7,405	7,405
2019	2,906 ^a	5,812
2020	0	5,496
2021	0	5,196
2022	0	4,913
2023	0	4,646
2024	0	4,393
2025	0	4,154

^a Representa solamente la primera mitad del año calendario.

Otro factor utilizado para el Modelo de Residuo del IPCC para calcular las emisiones de metano en el SWDS es la composición del residuo en el SWDS. El IPCC provee por defecto la composición del residuo para Norte América. La Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) también proveyó la información sobre la composición de los residuos sólidos urbanos a nivel nacional; sin embargo, el informe del UNFCC sobre el proyecto CDM de Gas en el Rellano Sanitario Valle Verde provee los datos específicos de los residuos sólidos urbanos con base en una encuesta de residuos con destino al relleno sanitario (SWDS). Se asume que estos datos son más representativos de la composición de residuos en Baja California y son usados como datos de la composición del residuo para el modelo del IPCC. El Cuadro G-2 muestra las opciones de los datos de la composición, incluyendo el Rellano Sanitario Valle Verde que fue utilizado para este proyecto de inventario y proyección. Este cuadro muestra que la composición de los residuos sólidos urbanos en el relleno sanitario Valle Verde es razonablemente similar al IPCC y a la información nacional de México.

Debido a que los desechos son depositados en los rellenos sanitarios, algo de carbono en estos desechos no es liberado como gas de relleno sanitario y por consiguiente es secuestrado por un plazo largo en los SWDS. Tal secuestro de los desechos alimenticios y de jardines está considerado en este inventario y proyección. El secuestro de carbono en productos de papel y madera se considera como secuestro a largo plazo atribuido al sector forestal. Como se describió en el Apéndice de Silvicultura y Uso de Tierra; este I&F actualmente no cuenta con información sobre productos finales de madera en el estado fabricados y modelados (Ej. papel, madera, energía, desechos). Es muy probable que muchos de los desechos de productos forestales que son

depositados en el relleno sanitario de Baja California provengan de fuentes de fuera del estado; por lo tanto, el secuestro en SWDS para estos tipos de residuos no se contempla en el I&P. Sin embargo, la cantidad de carbono secuestrado en los rellenos sanitarios de los residuos de alimentos y jardines se cuantifica utilizando los resultados de la composición del residuo antes mencionado para el SWDS de Baja California y el Modelo de Residuos del IPCC y representados en los resultados mostrados abajo.

Cuadro G-2. Cifras de Composición de Residuos (% de Residuos Sólidos Urbanos)

Tipo de Residuo	Nacional MX	Por Defecto del IPCC	Relleno Sanitario Valle Verde
Alimento	51.7%	33.9%	36.7%
Jardín	0.0%	0.0%	17.7%
Papel	14.4%	23.2%	12.2%
Madera	0.0%	6.2%	0.7%
Textil	1.5%	3.9%	0.0%
Pañales	0.0%	0.0%	0.7%
Plásticos, otros inertes	32.4%	32.8%	32.0%
Total	100.0%	100.0%	100.0%

Incineración y Quema a Cielo Abierto de Residuos

Existen dos tipos de combustión de residuos sólidos urbanos: 1) por incineración, y 2) por quema a cielo abierto. La incineración de residuos sólidos urbanos no está regulada por el estado. Además, la quema a cielo abierto es común y no reportada. La quema a cielo abierto de residuos sólidos urbanos se supone que es más común en las áreas rurales donde los residentes no tienen acceso a servicios de manejo de residuos sólidos urbanos. La generación de residuos y la información específica de los residuos en áreas rurales y urbanas no está disponible llevando al CCS a hacer supuestos necesarios para completar la estimación de emisiones de esta fuente.

La CONAPO elaboró una proyección de población para cada estado en México incluyendo el detalle de la población en áreas consideradas como rurales (menos de 2,500 habitantes en el centro de población). Los datos de la CONAPO proporcionaron las proyecciones de la población rural para los años 2005 al 2025.⁸⁴ La población rural para 1990 al 2004 se calculó multiplicando la tasa de la población rural total por el total de la población por cada año reportado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI).⁸⁵ La generación per cápita de residuos sólidos urbanos se estima del sector fuente de disposición de residuos multiplicados por la población rural para producir un estimado de residuos incinerados por medio de la quema a cielo abierto. Las emisiones de la quema a cielo abierto se calcularon

⁸⁴ Proyecciones de población estatal obtenidas del CONAPO para 2006 a 2025. Fuente: <http://www.conapo.gob.mx/00cifras/5.htm>.

⁸⁵ INEGI. Población histórica del estado para los años 1990, 1995, 2000, 2005. Fuente: <http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx>.

usando los datos de la actividad en Baja California desarrollados utilizando los métodos descritos arriba, así como los factores de emisión del IPCC.⁸⁶

Tratamiento y Descarga de Aguas Residuales

Las emisiones de GEI derivadas del tratamiento de las aguas residuales domésticas e industriales también fueron estimadas. Para el tratamiento de aguas residuales domésticas, las emisiones se calcularon utilizando las directrices del IPCC del 2006 y con base en la población del estado, fracción de cada tipo de tratamiento (Ej. planta de tratamiento aeróbico, laguna anaeróbica, sistema o tratamiento por letrina), y los factores de emisiones para N₂O y CH₄.⁸⁷ Los factores claves de las emisiones del IPCC se muestran en el Cuadro G-3.

El porcentaje de los residentes de Baja California con sistema de drenaje es de 89% de acuerdo a las estadísticas de viviendas publicadas por el INEGI⁸⁸, y se presume que el 11% de la generación de aguas residuales domésticas no son recolectadas.⁸⁹ La Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) proveyó la capacidad de tratamiento de aguas residuales en el estado por sistema de tratamiento.⁹⁰ Esta información se utilizó para desglosar la población cuyas aguas residuales son colectadas por el sistema de alcantarillado de la ciudad por cada tipo de sistema de tratamiento. Tres supuestos se hicieron en el proceso de asignación de flujos de aguas residuales para cada descarga; 1) todas las aguas residuales colectadas por el sistema de alcantarillado es tratado por una planta de tratamiento de aguas residuales, 2) el agua residual no colectada es tratada en letrinas, 3) las emisiones directas de óxido nitroso ocurren en las plantas centralizadas de tratamiento aeróbico y las emisiones indirectas de óxido nitroso ocurren de la descarga de aguas residuales de los sistemas de tratamiento anaeróbico a los ambientes acuáticos. La Figura G-1 muestra el sistema de tratamiento de aguas residuales y las corrientes de descargas para Baja California con la fracción de efluente asociado por cada sistema. Las emisiones de aguas residuales domésticas fueron proyectadas con base en el crecimiento de la población proyectada para 2005-2025 para una tasa de crecimiento del 2.45 anual.⁹¹

⁸⁶ IPCC, 2006. “Directrices del IPCC de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero: Volumen 5: Residuos.” Capítulo 5: Incineración y Quema a Cielo Abierto de Residuos. Disponible en: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_5_Ch5_IOB.pdf.

⁸⁷ IPCC, 2006. “Directrices del IPCC de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero: Volumen 5: Residuos.” Capítulo 6: Tratamiento y Descargas de Aguas Residuales. Disponible en: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_6_Ch6_Wastewater.pdf

⁸⁸ INEGI. *Censos Generales de Población y Vivienda*: <http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx>

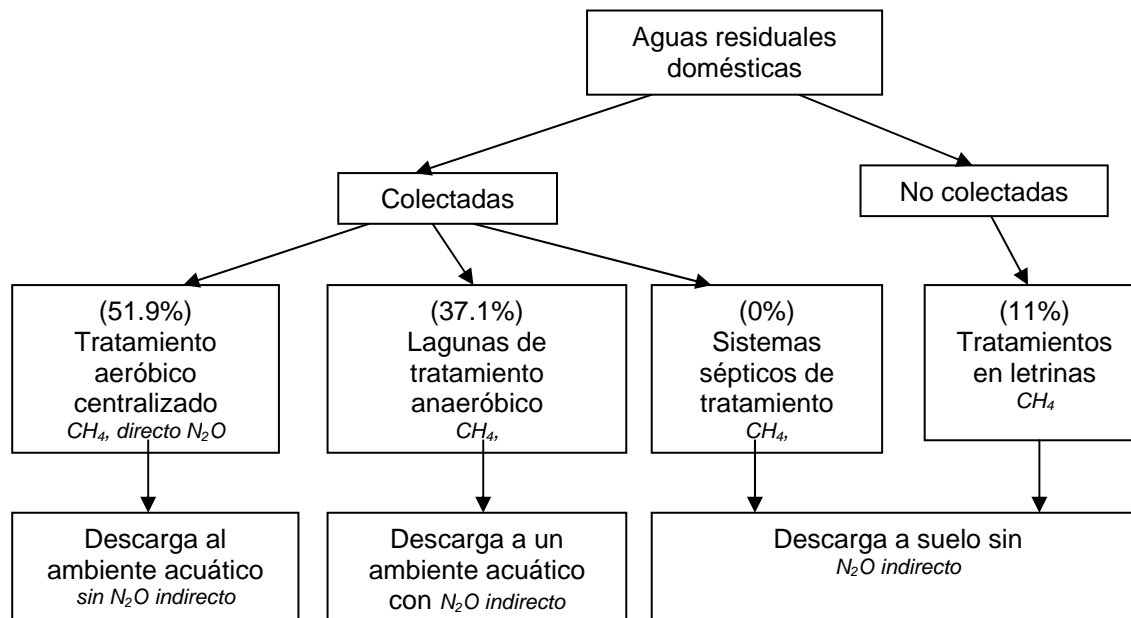
⁸⁹ Extraído Mayo, 2008 del: <http://www.inegi.gob.mx/est/contenidos/espanol/sistemas/conteo2005/iter2005/selentcampo.aspx>

⁹⁰ Consejo Nacional del Agua, 2007. *Inventario Nacional de Plantas Municipales de Potabilización y de Tratamiento de Aguas Residuales en Operación*. México: CONAGUA.

⁹¹ INEGI. Población histórica del estado para los años 1990, 1995, 2000, 2005. Fuente: <http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx>. Proyecciones de población estatal fueron obtenida de la CONAPO para 2006 a 2025. Fuente: <http://www.conapo.gob.mx/00cifras/5.htm>.



Figura G-1. Sistemas de Tratamiento de Aguas Residuales y Líneas de Descarga



1) Tratamiento de aguas residuales – Esta categoría toma en cuenta las emisiones de metano y óxido nitroso derivadas del tratamiento de aguas residuales municipales e industriales.

- a. Aguas residuales domesticas – metano: por cada opción de tratamiento, el metano se calcula como la fracción de la población que utiliza el sistema de tratamiento, la capacidad del sistema para generar metano con base en BOD, población e índice de generación de BOD per cápita. Esto se describe por la formula:

$$Emisiones_{CH_4} = \sum_j [U_j \times B_o \times MCF_j] \times P \times BOD \times 325.25$$

En donde:

U_j = fracción de la población conectada al sistema de alcantarillado j

B_o = máxima capacidad de generación de metano

MCF_j = factor de corrección de metano

j = sistema de tratamiento/opción

P = población

BOD = BOD per cápita por día

325.25 = días en el año

- b. Aguas residuales domesticas– óxido nitroso: las emisiones de óxido nitroso ocurren en las plantas de tratamiento aeróbico durante la descarga del efluente a ambientes acuáticos. Las emisiones de las plantas de tratamiento aeróbico se calculan como la fracción de la población que recibe el servicio por parte de la planta multiplicado por el factor de emisión de la planta por defecto (ver IPCC 2006, Volumen 5, Ecuación 6.9). El CCS correlacionó las categorías de tratamiento en el estado de las publicaciones de la CONAGUA con las categorías de tratamiento descritas en las directrices del IPCC. Como parte de este ejercicio, todos los sistemas de tratamiento aeróbico fueron correlacionados bajo una sola



categoría del IPCC abarcando todos los sistemas aeróbicos, particularmente, las plantas aeróbicas centralizadas. Para el proceso de tratamiento aeróbico, la ecuación para calcular las emisiones de N₂O es como sigue:

$$N_2O_{PLANTA} = P \times T_{PLANTA} \times P_{IND-COM} \times EF_{PLANTA}$$

En donde:

$P_{Plantas}$ de N₂O = total de las emisiones de N₂O de las plantas en año inventario, kg N₂O/año

P = población humana

T_{PLANTA} = grado de utilización de plantas de tratamiento de aguas residuales aeróbicas modernas y centralizadas, %. Esta fracción se determinó como el índice de capacidad de tratamiento nitrificado/desnitrificado en todo el estado para obtener el total de la capacidad de tratamiento multiplicado por la fracción de la población que está conectada al drenaje.

$F_{IND-COM}$ = factor para permitir la co-descarga de nitrógeno industrial al drenaje; valor por defecto de 1.25.

EF_{PLANT} = factor de emisión, 3.2 g N₂O/persona/año.

La mayoría de las emisiones de óxido nitroso ocurren por la descarga del efluente de aguas residuales que finalmente es liberada a los ambientes acuáticos. El efluente contiene niveles de residuos de sustancias ricas en nitrógeno que eventualmente se descomponen y liberan emisiones de óxido nitroso. Esta estimación es regida por la población y la cantidad de consumo de proteína per cápita.

$$Emisiones_{N_2O} = P \times Proteína \times F_{NPR} \times F_{IND-COM} \times EF \times (44/28)$$

En donde:

P = población

Proteína = índice de consumo anual de proteína per cápita. De acuerdo a la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), el índice promedio de 1990 a 2003 para México es de 31 kg/persona/año.

F_{NPR} = fracción de nitrógeno en proteína.

$F_{IND-COM}$ = factor para permitir la co-descarga de nitrógeno industrial al drenaje; valor por defecto de 1.25

EF = factor de emisión, el producto de B_o y los factores de FCM

(44/28) = factor de conversión N a N₂O.

Para las emisiones de aguas residuales industrial, el IPCC provee supuestos y factores de emisión por defecto para los cuatro sectores industriales: Malta y Cerveza, Carnes Rojas y Aves, Pulpa y Papel, y Frutas y Vegetales. El INEGI provee datos son el procesamiento de carnes rojas.⁹² No existen datos disponibles para el procesamiento de malta y cerveza, pulpa y papel, frutas y vegetales ni aves. Los datos de la producción industrial actual para las carnes rojas se utilizaron para estimar las emisiones para los años históricos de 2002-2007 junto con los factores de emisiones del IPCC para la producción de carnes rojas. Las emisiones fueron extrapoladas a 1990 asumiendo que la actividad en cada año (1990 al 2001) era igual a la actividad del 2002

⁹² Instituto Nacional de Estadística y Geografía. *Estadísticas de Ganado en Rastros Municipales por Entidad Federativa 2002-2007*. En línea en:

<http://www.inegi.org.mx/est/contenidos/espanol/proyectos/coesme/programas/programa2.asp?clave=063&c=10984>.



donde las aguas residuales industriales fueron procesadas. Las emisiones fueron proyectadas asumiendo que las emisiones en cada año serian igual a las estimaciones de emisiones de 2007.

Cuadro G-3. Fracciones de Tratamiento y Factores de Emisión del IPCC para Tratamiento de Aguas Residuales Domesticas

Sistema de Tratamiento	Factor de Emisión de N ₂ O	Factores de Emisión CH ₄		
		FCM	B ₀ (kg CH ₄ /kg BOD)	BOD (g/persona/día)
Letrina	n/a	0.5	0.6	40
Laguna Anaeróbica	n/a	0.8	0.6	40
Sistema Séptico	n/a	0.5	0.6	40
Planta de tratamiento aeróbico centralizado	3.2 g N ₂ O/persona/año ^a	0.3	0.6	40
Descarga de efluente a ambiente acuático	0.005 kg N ₂ O-N/kg N ^b	n/a	n/a	n/a

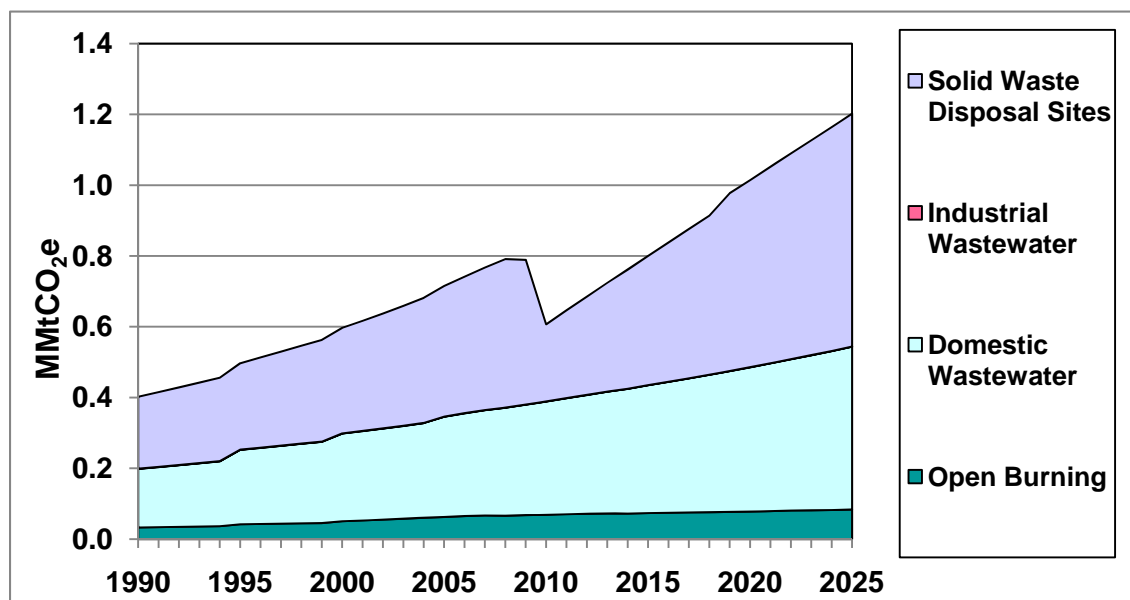
^a Factor de emisión para emisiones directas de óxido nitroso

^b Factor de emisión para emisiones indirectas de óxido nitroso

Resultados

La Figura G-2 y el Cuadro G-4 muestran las estimaciones de las emisiones para cada sector de manejo de aguas residuales. Sobre todo, que el sector representa 0.72 MTmCO₂e en el 2005 y las emisiones se estimadas son estimadas en 1.20 MTmCO₂e/año en el 2025. La contabilización para los almacenamiento de carbono de SWDS lleva a las estimaciones de emisiones netas de 0.60 MTmCO₂e y a 1.01 MTmCO₂e para el 2005 y 2025 respectivamente. La gran depresión en las emisiones de rellenos sanitarios después de 2009 es debido a la reducción de emisiones de metano del proyecto de gas del relleno sanitario CDM Valle Verde.

Figura G-2. Emisiones Brutas de GEI derivada del Manejo de Residuos en Baja California, México, 1990-2025



Fuente: con base en el enfoque descrito en el texto.

Cuadro G-4. Emisiones de GEI derivadas del Manejo de Residuos en Baja California (MTmCO₂e)

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Sitios de Disposición de Residuos Sólidos Urbanos	0.20	0.24	0.30	0.37	0.22	0.37	0.53	0.66
Quema a cielo abierto	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08
Aguas residuales domesticas	0.17	0.21	0.25	0.28	0.32	0.36	0.41	0.46
Aguas residuales industriales	0.00	0.00	0.00	4.1E-04	4.6E-04	4.6E-04	4.6E-04	4.6E-04
Total de Emisiones Brutas	0.40	0.50	0.60	0.72	0.61	0.80	1.01	1.20
Carbono almacenado en SWDS	0.06	0.08	0.09	0.12	0.14	0.16	0.18	0.19
Total Emisiones Netas	0.34	0.42	0.50	0.60	0.47	0.64	0.84	1.01

Como se muestra en el Cuadro G-5 en 2005, las fuentes más grandes en el sector de manejo de residuos fueron las emisiones de SWDS y las emisiones de aguas residuales domesticas representando el 52% y 40% de las emisiones totales del sector. Para el 2025, la contribución de emisiones de SWDS (55%) y las emisiones de aguas residuales municipales (38%) cambiará ligeramente a partir del 2005. Las emisiones de la quema a cielo abierto representan el 9% y el 7% de las emisiones totales del sector en 2005 y 2025 respectivamente. Las emisiones de las aguas residuales industriales contribuyeron mínimamente a las emisiones del sector de residuos; sin embargo, los datos para solamente la producción de carnes rojas estuvieron disponibles. La contribución relativa de las disminuciones de SWDS en el punto donde los valores de la destrucción de metano relativa a las emisiones son las más altas (2010, 2015).

Cuadro G-5 Distribución de Emisiones de GEI en el Sector de Manejo de Residuos

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Sitios de Disposición de Residuos Sólidos Urbanos	50.5 %	49.1 %	49.9 %	51.6 %	35.9 %	45.6 %	52.1 %	54.7 %
Quema a cielo abierto	8.2%	8.5%	8.5%	8.8%	11.3 %	9.2%	7.7%	7.0%
Aguas Residuales Domesticas	41.1 %	42.3 %	41.5 %	39.6 %	52.7 %	45.1 %	40.2 %	38.2 %
Aguas Residuales Industriales	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
Total	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Incertidumbres principales y Necesidades Futuras de Investigación

De acuerdo a las directrices del IPCC, un modelo de primer orden para estimar la emisión en sitios de disposición de residuos sólidos urbanos contiene incertidumbres inherentes las cuales se describen a continuación:

- La descomposición de los componentes de carbono a metano involucra una serie de reacciones químicas complejas y pudiera no siempre seguir la reacción de primer orden. Las reacciones de orden más alto pudiera estar involucrada y las tasas de reacción variaría con las condiciones en el sitio específico de disposición de residuos sólidos urbanos. Las reacciones pudieran estar limitadas por los accesos restringidos al agua y a las variaciones locales en poblaciones de bacterias.
- Los residuos sólidos urbanos son heterogéneos. Las condiciones tales como temperatura, humedad, composición de residuos y compactación varían considerablemente aun dentro de un sitio simple y aun más entre sitios diferentes en un país. La selección de valores típicos “promedio” de los parámetros para todo un país es difícil.
- El uso del método FOD presenta una incertidumbre adicional asociada con las tasas de descomposición (medias-vidas) y cantidades históricas de disposición de residuos. Ninguna de estas es bien comprendida o investigada a profundidad.

Otra fuente de incertidumbre es la calidad de la información de la actividad. Los valores de la acumulación de los residuos disponibles por parte de la SEMARNAT están basados en las tasas de población y generación de residuos per cápita. Los registros actuales de la acumulación de residuos por sitio no estuvieron disponibles para todas las instalaciones de disposición de residuos. Un juego comprensivo de registros de acumulación reduciría algunas de las incertidumbres relacionadas con las emisiones de metano de residuos sólidos urbanos. También los datos de la composición del residuo usado en Baja California están representados por un solo relleno sanitario pero podría no ser representativa de todo el estado aunque este es el supuesto hecho en este análisis. Adicionalmente, el único proyecto de recuperación de metano incluido fue el Proyecto de Gas de Relleno Sanitario de Valle Verde reconocido por el programa de la UNFCCC CDM. Es posible que en el futuro el gas del relleno sanitario a otros rellenos sanitarios manejados sea capturado y destruidos durante el periodo de proyección (Ej. debido al incremento en los programas populares de compensación de carbono).

Las cantidades de residuos quemadas a cielo abierto en sitios residenciales fueron estimadas asumiendo que la porción rural de la población de Baja California conduce a la quema a cielo abierto. Como algunos de estos residuos pudieran ser depositados en el SWDS, el supuesto es muy probable que conduzca a una sobre estimación; sin embargo, esta sobre estimación podría ayudar a corregir el supuesto que la no quema a cielo abierto se lleva a cabo en áreas urbanas las cuales probablemente no sean el caso. Las emisiones resultantes de la quema a cielo abierto de residuos sólidos urbanos incluyen CO₂ biogénico el cual es liberado como resultado de la combustión de residuos de papel, madera, alimentos y jardinería y cualquier otro material de residuo biogénico. Sin embargo, debido a la combustión de CH₄ y el N₂O, las emisiones podrían ser importantes e incluidas en el inventario como una fuente de GEI antropogenica. El CO₂, CH₄ y el N₂O de carbono con base en combustibles fósiles en fuentes tales como plástico y llantas también están incluidas. Claramente, esta estimación inicial de emisiones de la quema a cielo abierto de residuos sólidos urbanos puede ser ampliamente mejorada por medio de estudios por parte de expertos en residuos sólidos urbanos en Baja California.

Para el sector de aguas residuales domesticas, las incertidumbres claves están relacionadas con la aplicación de los valores por defecto del IPCC para los parámetros listados en el Cuadro G-3 de arriba. Al grado de que el metano adicional está siendo generado fuera del proceso de digestión anaeróbico, estas emisiones serán subestimadas. Las emisiones potenciales (primeramente N₂O) de los lodos de la planta de tratamiento que se aplica a la superficie de los rellenos sanitarios o de otra manera, aplicado al suelo no fueron cuantificados en este inventario.

Para las aguas residuales industriales, las emisiones solamente se estimaron para la industria de las carnes rojas usando la información del estado. No existen datos para las plantas de procesamiento de malta y cerveza, frutas y vegetales, o procesamiento de aves; debido a que estas industrias están presentes en Baja California, las emisiones de las aguas residuales industriales serán subestimadas.

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente.]

Apéndice H. Silvicultura y Uso de Suelo

Descripción General

Las emisiones procedentes de la silvicultura y del uso de suelo se refieren principalmente al flujo⁹³ de dióxido de carbono (CO₂) proveniente de los bosques y de las plantas madereras perennes en Baja California lo cual representa el 4% de la extensión territorial del estado.⁹⁴ Actualmente existen aproximadamente 190,000 hectáreas de bosques y 7,000 hectáreas de cultivos de plantas perennes en Baja California. Además del flujo de CO₂ forestal, el CO₂ adicional es emitido o secuestrado dentro de los bosques urbanos. Emisiones adicionales de GEI pueden ocurrir de otras prácticas de uso de tierra, incluyendo la aplicación de fertilizantes no agrícolas.

A través de la fotosíntesis, los árboles y las plantas toman el dióxido de carbono y lo convierten en biomasa forestal. Las extracciones y emisiones de dióxido de carbono se derivan de la respiración en los árboles vivos, la desintegración de la biomasa sin vida, y la combustión (tanto de incendios forestales como de biomasa extraída de los bosques para consumo energético). Asimismo, cuando se cosecha la biomasa forestal para su uso en productos de madera durables, el carbono se almacena durante largo tiempo. El flujo de dióxido de carbono es el balance neto entre las extracciones de dióxido de carbono de la atmósfera y las emisiones hacia la misma, proveniente de los procesos anteriormente descritos.

De acuerdo a las Directrices del IPCC de 2006, el sector de Silvicultura y Uso de Suelo incluye seis categorías de uso de suelo: 1) tierras forestales, 2) tierras de cultivo, 3) pastizales, 4) humedales, 5) asentamientos, y 6) otras tierras.⁹⁵ Los humedales significan uno de los principales usos de suelo en Baja California. Las pérdidas de carbono terrestre también se pueden dar durante la conversión de prados al uso agrícola o desarrollado (es decir cambio de uso de tierra). Sin embargo, no fueron identificados datos para cuantificar las fuentes potenciales en Baja California. En este inventario, la silvicultura y el flujo de CO₂ en el sector de uso de tierra están clasificados en dos subsectores primarios:

- *Terrenos Forestales [Categorías del IPCC: Tierras forestales que permanecen como tales y Terrenos Convertidos a Terrenos Forestales]:* consiste en el flujo de carbono que se presenta en terrenos que no forman parte del paisaje urbano. Los flujos que se contemplan son el secuestro neto de carbono, el carbono almacenado en los productos de madera cosechada (PMC), y las emisiones generadas por los incendios forestales y la quema prescrita.
- *Otro Uso de Suelo:* Contemplan las Plantas Madereras Perennes [Categoría del IPCC: Tierras de Cultivo que Permanecen como Tal] que incluyen flujo de carbono generado por las tierras de cultivo que contiene la vegetación maderera perenne tal

⁹³ “Flujo” se refiere a las emisiones de CO₂ a la atmósfera y a su remoción.

⁹⁴ Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica (SNIEG), http://mapserver.inegi.gob.mx/geografia/espanol/estados/bc/agr_veget.cfm?c=1215&e=02&CFID=1762489&CFTO KEN=31412962

⁹⁵ La IPCC define el concepto de otras tierras como los suelos desérticos, rocosos, congelados y la tierra no incluida en alguna de las cinco categorías de uso de suelo.



como la palma de aceite y huertos de frutas y nueces. Los flujos incluyen la acumulación de biomasa y la remoción de arboles.

Los asentamientos (incluyendo los flujos de carbono forestal urbano) son otras fuentes que podrían ser incluidas aquí si la información estuviese disponible. Los flujos netos de carbono para pastizales y otras tierras no se consideran significativos y la información para cuantificarla no se encuentra disponible. Tampoco se incluyen los flujos de carbono asociados con los cambios en el manejo de las tierras de cultivo que incluye pérdidas y ganancias de carbono orgánico debido a la falta de información. Finalmente, como se mencionó anteriormente, los humedales no son terrenos de uso significativo en Baja California.

Inventario y Proyección de los Casos de Referencia

Terreno Forestal

Las Directrices del IPCC de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (2006 IPCC) plantean dos métodos para calcular el flujo de carbono. Con base en la información disponible sobre Baja California, se adoptó el método de "Pérdidas y Ganancias" mediante el cual el cambio anual en las reservas de carbono en la biomasa de terrenos forestados se expresa como el incremento anual en las reservas de carbono debido al crecimiento de la biomasa menos la reducción anual de las reservas de carbono debido a la pérdida de biomasa:

$$\Delta C_B = \Delta C_G - \Delta C_L$$

En donde:

ΔC_B = cambio anual en las reservas de carbono en la biomasa considerando el área total expresada en toneladas (t) de carbono (C) por año (a), tC/a;

ΔC_G = incremento anual en las reservas de carbono debido al aumento de biomasa en cada sub-categoría considerando el área total tC/a;

ΔC_L = reducción anual en las reservas de carbono debido a la pérdida de biomasa en cada sub-categoría considerando el área total, tC/a.

El incremento anual en las reservas de carbono debido al aumento de biomasa (ΔC_G) se calcula para cada tipo de vegetación como sigue:

$$\Delta C_G = \sum A_i \cdot G_{wi} \cdot (1+R) \cdot CF_i$$

En donde:

A = superficie del terreno, ha;

G_G = crecimiento de la biomasa aérea, t masa seca (d.m.) ha⁻¹ año⁻¹;

R = Rango de biomasa subterránea y la biomasa aérea, t d.m. biomasa subterránea por tonelada d.m. biomasa aérea; y



CF = fracción de carbono de material seca, tC/t d.m.

Las estimaciones para la madera muerta y fondos de carbón de basura no fueron incluidas en estas estimaciones. El supuesto por defecto es que los bonos de estos fondos no están cambiando con el pasar del tiempo si el terreno permanece dentro de la misma categoría de uso de tierra.

La información forestal fue obtenida de los estudios topográficos llevados a cabo en 1990 y en 1995 por la Organización para la Agricultura y la Alimentación de las Naciones Unidas (FAO) en la Evaluación de los Recursos Forestales Mundiales (FRA).⁹⁶ Para poder suplir los datos históricos faltantes, los valores de la superficie del suelo para 1991-1994 fueron interpolados de los datos de 1990 y 1995 y se supuso que el área media anual para el periodo de 1996-2025 permanecería constante a partir de 1995. Los datos de la FAO solo proveen el área total forestal. El área forestal fue asignada a zona climática y a los tipos de bosques usando un estudio de 2002 de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).⁹⁷ Este estudio divide la superficie de tierras forestales en bosque y selvas. Los bosques fueron asignados a sistemas montañosos templados y las selvas fueron ubicadas bajo la categoría de sistemas montañosos sub-tropicales de acuerdo al criterio del IPCC.⁹⁸ Para Baja California, los estudios de la SEMARNAT clasifican a todos los bosques en la categoría de “bosques”; por lo tanto todas las áreas de superficies forestadas se supone que están dentro de la categoría de sistema montañoso templado como se muestra en el Cuadro H-2.

INEGI cuenta con datos más recientes y más detallados sobre tierras forestales.⁹⁹ Sin embargo, los datos disponibles como mapas digitales requirieron de un proceso que fue más allá de los recursos de este proyecto preliminar de I&F. Debido a la contribución relativamente pequeña del sector forestal de Baja California, el juego de datos menos preciso y el de menos recursos fue seleccionado para este inventario. Los datos en el Cuadro H-2 muestran una pérdida en el área forestal de 26,200 hectáreas entre 1990 y 1995 lo que representa casi una pérdida del 12 % en el área forestal durante este período.

Cuadro H-2. Descripción de Tierras Forestales y Cobertura

Dominio Climático (i)	Zona Ecológica (j)	1990 (ha)	1995 (ha)
Tropical	Sistema Montañoso	0	0
Templado	Sistema Montañoso	219,700	193,500

En el Cuadro H-3 se indican los valores usados para los factores de conversión de carbono, G_{total} , R y CF tomados de las Directrices del IPCC de 2006.⁸

⁹⁶ FRA 2000 *Bibliografía Comentada Cambios en la Cobertura Forestal: México*, Departamento de Montes, Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, Agosto, 2000.

⁹⁷ SEMARNAT. Compendio de Estadísticas Ambientales, 2002. México, D.F., 2003.

⁹⁸ Cuadro 4.5, Capítulo 4, Volumen 4 de las Directrices del IPCC.

⁹⁹ Mapas de uso de suelo y vegetación son referenciados como: conjunto uso del suelo y vegetación escala 1:250 000, datum ITRF 92, formato SHP, series I, II y III, clave D1502.



Cuadro H-3. Factores Usados para Estimar la Ganancia de Carbono en el Bosque de Baja California

Factor		Valor	Unidades
Crecimiento de la biomasa aérea	G_{total}	0.5	t d.m. ha ⁻¹ anio ⁻¹
Rango entre la biomasa subterránea y la biomasa aérea	R	0.53	t d.m. biomasa subterránea por t d.m. biomasa aérea
Fracción de carbono de materia seca	CF	0.47	tC/t d.m.

Se deben considerar varios factores al calcular la reducción anual de las reservas de carbono derivada de la pérdida de biomasa (ΔCL), incluyendo la explotación de productos de madera, la extracción de leña de los bosques, y las pérdidas de reservas de carbono derivadas de alteraciones tales como incendios o plagas. Se calcularon las disminuciones en las reservas de carbono debidas a alteraciones y la explotación de la madera; sin embargo, no se contó con información relacionada con la extracción de leña para combustible. Por lo tanto, la reducción anual en las reservas de carbono se calculó como la suma de las pérdidas de carbono debidas a alteraciones ($L_{alteración}$) y a la extracción de madera ($L_{extracción}$), conforme a la siguiente ecuación:

$$\Delta C_L = L_{extraccion} + L_{alteracion}$$

Los datos del área superficial forestal alterada por incendio y enfermedad fueron obtenidos de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Comisión Nacional Forestal (SEMARNAT)⁹. Los datos de enfermedades forestales fueron obtenidos para 1990-2008. El área alterada por incendios para 2009-2025 se estimó como el promedio de los valores de 2004-2008. Para incendios forestales, los datos fueron obtenidos para los años de 1995 al 2006; los valores para 1990-1995 fueron estimados tomando el promedio de los valores para 1995-2005; y los valores para 2007-2025 fueron estimados como el promedio de los valores de 2002-2006. Las pérdidas de reservas de carbono debido a las alteraciones fueron calculadas usando números de conversión por defecto establecidos en el Cuadro H-4 y calculó como sigue:

$$L_{alteracion} = \{A_{alteraciones} \cdot B_w \cdot (1 + R) \cdot CF \cdot fd\}$$

En donde:

$L_{alteracion}$ = otras perdidas de carbono anuales, expresadas en toneladas de C/año;

$A_{alteracion}$ = área afectada por las alteraciones, en ha/año;

B_w = promedio de biomasa aérea en tierras afectadas por las alteraciones, expresados en toneladas de m.s./ha;

R = relación entre la biomasa subterránea y la biomasa aérea, en la que (toneladas de m.s. subterránea)/ (toneladas de m.s. aérea).

CF = Fracción de carbono de la materia seca, expresada en toneladas de C / (toneladas de m.s.) y



Cuadro H-4. Factores de Conversión de Área Forestal a Contenido de Carbono

Factor		Valor	Unidades
Biomasa aérea	B_w	50	toneladas d.m. ha ⁻¹
Rango entre la biomasa subterránea y la biomasa aérea	R	0.53	toneladas d.m.biomasa subterránea por toneladas d.m. biomasa aérea
Fracción de carbono de materia seca	CF	0.47	toneladas C/toneladas d.m.
Fracción de biomasa perdida en incendio	fd	0.90	Sin unidad
Fracción de biomasa perdida por enfermedad o plaga	fd	0.10	Sin unidad

Las emisiones distintas al CO₂ provenientes de fuegos forestales también fueron calculadas. Los factores de emisiones de metano (CH₄) y de óxido nitroso (N₂O) de las Directrices del IPCC de 2006 se aplicaron a las toneladas de biomasa quemada, como se calculó usando los factores en el anterior Cuadro H-4.

Finalmente, del Anuario Estadístico de la Producción Forestal, publicado por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) para los años de 1990 al 2005 se obtuvo información sobre la cosecha de madera. La pérdida de carbono debido a la cosecha de madera se calculó como:

$$L_{extracciones} = BCEF_R \cdot (1 + R) \cdot CF$$

En donde: $BCEF_R$ es el factor de conversión y expansión de la biomasa o de biomasa aérea por volumen de madera cosechada [t biomasa por metro cúbico (m³) de volumen de madera].

¹⁰ Factores de emisiones para bisques no tropicales del Cuadro 2.5 of Volumen 4 (4.7 g CH₄ /kg de biomasa y 0.26 g N₂O/kg biomasa).

Los valores para $BCEF_R$ se muestran en el siguiente Cuadro H-5. Debido a la falta de información, el almacenamiento a largo plazo en los resultantes productos de madera durable (Ej. Muebles, madera) no se consideró en este inventario.

Cuadro H-5. Factores de Conversión y Expansión de Biomasa

Zona Climática	Tipo de Bosque	$BCEF_R$ (t biomasa/m ³ de madera)
Templado	Maderas duras	1.55
Templado	Pinos	0.83



Otro Uso de Tierra

No se identificaron datos de emisiones de GEI en otros usos de suelo en Baja California salvo en las cosechas de cultivos madereros perennes. Estas otras fuentes/sumideros incluyen el flujo de carbono forestal urbano, el uso de fertilizantes en suelos con asentamientos, flujo de carbono en prados y otras tierras.

Cosechas de Cultivos Madereros Perennes. Los únicos datos disponibles para cosechas de cultivos madereros perennes fueron el total del área y el área cosechada para el periodo de 1989 a 2006 del Sistema de Información Agroalimentaria de Consulta (SIACON). Las áreas de cosecha para 2007-2025 permanecieron constantes a los valores promedios de 2002-2006. En el Cuadro H-6 se indican los cultivos madereros identificados en el SIACON así como se muestran los datos para el periodo de 1990 y 2006.

Se supuso que el área cosechada fuera el área superficial de árboles maduros, mientras se supuso que la diferencia entre el área total y área cosechada fuera el área superficial de árboles inmaduros. El cambio en carbono para árboles maduros ($\Delta C_{B,M}$) se estimó tomando la diferencia entre la biomasa total durante un año dado (n) y la biomasa total para el año anterior (n-1):

$$\Delta C_{B,M} = B_{w,n} \cdot A_n - B_{w,n-1} \cdot A_{n-1}$$

En donde:

A = área de suelo, ha;

B_w = biomasa aérea promedio, t d.m./ ha.

En donde:

A = área de suelo, ha;

B_w = biomasa aérea promedio, t d.m./ ha.

Se supuso que los arboles inmaduros ganan carbono cada año y se estima como:

$$\Delta C_{B,I} = G_{w,n} \cdot A$$

En donde: G_w = crecimiento de la biomasa aérea, tonelada d.m. ha⁻¹ anio⁻¹.

El cambio total en carbono para cultivos madereros se estimó como la suma del flujo de carbono para arboles maduros e inmaduros:

$$\Delta C_B = \Delta C_{B,M} + \Delta C_{B,I}$$

Cuadro H-6. Superficie de Cultivos Madereros Perennes en Baja California para 1990 y 2006

Nombre del Cultivo	1990 Área Total (ha)	1990 Área Cosechada (ha)	2006 Área Total (ha)	2006 Área Cosechada (ha)



Nombre del Cultivo		1990 Área Total (ha)	1990 Área Cosechada (ha)	2006 Área Total (ha)	2006 Área Cosechada (ha)
Aceituna	Olive	3,497	2,044	5,379	1,619.5
Aguacate	Avocado	7	7	48	26
Algarrobo	carob tree	70	70	70	70
Almendra	Almond	13	11	1	0
Chabacano	Apricot	6	0	1	1
Ciruela	Prunes	38	26	1	1
Cítricos	Citric tree	0	0	0	0
Dátil	Dates	37	37	196	196
Durazno	Peaches	14	9	2	2
Eucalipto	Eucalyptus	0	0	135	19
Frutales Varios	Various fruits	5	0		
Granada	Pomegranate	0	0	5	5
Guayaba	Guayaba	0	0	2	0
Higo	Fig	17	2	9	9
Limón	Lime	174	129	307.5	247.5
Macadamia	Macadamia	0	0	0	0
Mandarina	Tangerine	14	11	8	5
Manzana	Apple	64	60	25	5
Membrillo	Quince	6	6	11	8
Mostaza	Mustard	11	11	0	0
Naranja	Orange	256	196	473	461
Nectarina	Nectarine			0	0
Nuez	Walnut	23	23	28	20
Palma De Ornato	Palm	0	0	0	0
Palma De Ornato (planta)	Palm	0	0	14	0
Pera	Pear	9	9	9	7
Pistache	Pistachio	33	0	2	0
Toronja (pomelo)	Grapefruit	29	24	12	9
Uva	Grapevine	6,738	6,081	4,236	3,343
Total		11,114	9,150	10,975	6,054

Cuadro H-7. Factores de Conversión de Contenido de Área de Cultivos Madereros a Contenido de Carbono

Factor		Valor	Unidades
Biomasa aérea	B_w	63	toneladas d.m. ha ⁻¹
Crecimiento de biomasa aérea	G_w	2.1	toneladas d.m. ha ⁻¹ yr ⁻¹

Los valores por defecto para la biomasa subterránea para sistemas agrícolas no están disponibles. Según las directrices del IPCC, el supuesto por defecto es que no hay ningún cambio en la



biomasa subterránea de árboles perennes en sistemas agrícolas.¹⁰⁰ Las estimaciones para la madera muerta y para los fondos de carbono de basura tampoco fueron incluidas en estas estimaciones. El supuesto por defecto es que las reservas para estos fondos no cambian con el tiempo si el suelo permanece dentro de la misma categoría de uso de la tierra.

Resultados

En el Cuadro H-8 se presenta el resumen del flujo de carbono que obedece a las prácticas de silvicultura y uso de suelo. En el 2005, el flujo de carbono para tierras forestales y sistemas agrícolas de arboles perennes se calculó en un secuestro neto de 0.27 MTmCO₂e. El análisis de los registros históricos indica que 1) el crecimiento de la biomasa en las zonas boscosas de Baja California excede la disminución de carbono debido a las alteraciones (incendios forestales) y a la explotación de productos de madera combinada, y 2) la pérdida de biomasa se puede atribuir en gran parte a los incendios forestales.

Un dato importante y potencialmente significativo que falta es la cantidad de madera cosechada para usarse como combustible. También significativo en los datos históricos es la pérdida de más del 10% de sumideros de carbono forestal debido a las bajas estimaciones del área forestal entre 1990 y 1995. Suponiendo que estos cálculos de área sean exactos y que la tierra fue limpiada para la conversión a otro uso, la pérdida asociada en reservas de carbono no se refleja en las estimaciones de emisiones históricas abajo para el periodo de 1990-1995. Si las pérdidas potenciales en reservas de carbono debieran ser incluidas, los resultados podrían mostrar un secuestro neto más bajo y posiblemente hasta emisiones de GEI positivas durante este período. Además, no está claro si las pérdidas en el área boscosa mostrada en el anterior Cuadro H-2 han continuado posterior a 1995.

Cuadro H-8. Flujo y Proyecciones de Casos Alternos sobre Silvicultura y Uso de Suelo (MTmCO₂e)

Subsector	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Terrenos forestados	-0.21	-0.20	-0.21	-0.24	-0.19	-0.19	-0.19	-0.19
<i>Crecimiento</i>	-0.29	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26
<i>Incendios (perdida de carbono)</i>	0.012	0.010	0.008	0.002	0.013	0.013	0.013	0.013
<i>Incendios (CH₄ y N₂O)</i>	0.046	0.039	0.031	0.010	0.051	0.051	0.051	0.051
<i>Enfermedad</i>	0.0001	0.003	0.000	0.003	0.001	0.001	0.001	0.001
<i>Madera Cosechada</i>	0.020	0.002	0.000	0.000	0.003	0.003	0.003	0.003
Cultivos Madereros Perennes	-0.020	-0.004	-0.019	-0.024	-0.037	-0.037	-0.037	-0.037
Flujo Total de Carbono	-0.28	-0.24	-0.27	-0.27	-0.27	-0.27	-0.27	-0.27
Total (incluyendo CH₄ y N₂O)	-0.23	-0.21	-0.23	-0.26	-0.22	-0.22	-0.22	-0.22

NOTA: los totales no suman exactamente debido al redondeo independiente.

¹⁰⁰ Mientras que los arboles maduros probablemente den como resultado perdida de biomasa subterránea, las directrices de 2006 establecen que para las estimaciones del Nivel 1, las directrices del IPCC 2006, no se supone ningún cambio, Sección 5.2.1.2 del Volumen 4.



Incertidumbres Principales y Necesidades de Investigación Futura

Como se estableció anteriormente, no todas las categorías de uso de suelo relevantes para Baja California mencionadas por el IPCC fueron cubiertas en este inventario debido a la falta de información en algunas de las categorías. Por ejemplo, las pérdidas de carbono terrestre también pueden ocurrir durante la conversión de prados al uso agrícola o desarrollado; sin embargo, no se identificaron datos para cuantificar esta fuente potencial en Baja California. Para asentamientos, las investigaciones futuras deberán incluir los esfuerzos para cuantificar los almacenamientos de carbono terrestre en humedales como también en forestales urbanos (Ej. usando las estimaciones de las cubiertas de las copas de los árboles como información importante). La información sobre el uso de fertilizantes comerciales en aplicaciones no agrícolas permitiría estimaciones para emisiones de N₂O de suelos con asentamientos.

Para el paisaje forestal, los datos detallados sobre el tipo de bosque no se podrían utilizar debido a los escasos recursos. Con base en los datos disponibles como imágenes satelitales, podría ser posible ampliar el detalle del inventario para tierras forestales así como incluir las categorías de uso de tierra adicionales (incluso humedales y el área de suelo urbano). Sin embargo, los recursos adicionales serán necesarios para procesar archivos de imágenes digitales disponibles del INEGI. Se requiere investigación futura para confirmar las grandes pérdidas en el área forestada de 1990 a 1995 y determinar pérdidas y ganancia en el área desde 1995. Cualquier pérdida de reservas de carbono debido al limpiado y conversión al uso no forestal no es incluida en las estimaciones actuales.

Existe mucha incertidumbre en cuanto a la selección de los valores de crecimiento neto de la biomasa aérea. En el Cuadro 4.8 y en el Cuadro 4.9, Capítulo 4, Volumen 4 de las Directrices del IPCC de 2006, se establecen los valores de crecimiento de la biomasa neta aérea en los bosques naturales expresada como una amplia gama de valores plausibles. Con el fin de hacer una estimación conservadora de los sumideros de carbono, se seleccionaron los valores del extremo bajo; sin embargo, es necesario verificar esta suposición. La selección de los valores medios generó las estimaciones sobre el secuestro de carbono que se indica en el Cuadro H-9. Los resultados muestran diferencias de orden de magnitud. Claramente, los datos de los estudios de la biomasa forestal en el estado podrían reducir enormemente la incertidumbre asociada con el uso de los datos pre-determinados del IPCC.

Cuadro H-9 Flujos Alternos sobre Paisajes Forestales (MTmtCO₂e)

Subsector	1990	1995	2000	2005
Tierras Forestales – Factores del Extremo Inferior	-0.11	-0.20	-0.21	-0.24
Tierras Forestales – Factores de Valores Medio	-1.05	-1.48	-1.49	-1.51

Se deben considerar varios procesos que contribuyen a la reducción anual de las reservas de carbono como consecuencia de la pérdida de biomasa, incluyendo la explotación de productos madereros, la extracción de madera combustible, y las pérdidas de reservas de carbono que obedecen a alteraciones tales como incendios o plagas de insectos. En el caso de Baja California, no se pudo disponer de información acerca de la disminución anual de las reservas de carbono debido a la extracción de madera combustible, pero esta información podría tener un impacto considerable sobre la estimación del flujo de carbono. Asimismo, en estas estimaciones no se



consideró la pérdida de carbono debido a la infestación por insectos. Finalmente, el almacenamiento de carbono puede ocurrir de la explotación de productos de madera cuando la biomasa cosechada se convierta en productos de madera duraderos, madera o muebles. El almacenamiento de carbono también puede ocurrir en los rellenos sanitarios cuando los productos forestales sean dispuestos. La investigación es necesaria para los usos finales de la madera explotada en Baja California a fin de caracterizar suficientemente el flujo neto lleno de carbono forestal.



Apéndice I. Recomendaciones del INE para la siguiente actualización de los Inventarios de GEI

Con oficio del 5 de agosto del 2010, el INE emitió algunas recomendaciones para ser tomadas en cuenta en la siguiente actualización de los Inventarios de GEI. A continuación se presenta parte del oficio del INE con las recomendaciones generales que se hicieron para los documentos revisados correspondientes a los inventarios de los seis estados fronterizos y las recomendaciones específicas para el documento del estado en cuestión.



Comentarios generales sobre los inventarios realizados por el Centro de Estrategias Climáticas de los Estados Unidos

Los inventarios siguieron las metodologías del IPCC 2006, y desde el punto de vista del INE, fueron aplicadas correctamente; con la excepción de la categoría de "Uso de suelo, cambio de uso de suelo y silvicultura", donde CCS reconoce que se tendrá que trabajar más en ella para llegar a ser compatible con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (INEGEI). Las emisiones actualmente estimadas por CCS son negativas en este sector; por lo general se espera que sean positivas debido al grado de deforestación y al cambio de uso de suelo. Recomendamos que se trabaje con las instituciones de investigación que están involucradas en el inventario nacional de esta categoría.

Para el cálculo de las emisiones en el sector eléctrico, CCS las cuantificó con base en la electricidad consumida, más las importaciones, menos las exportaciones de electricidad. Este enfoque de estimación es útil para la selección de medidas de mitigación de GEI, cuando se consideran las implicaciones de políticas y acciones que podrían impactar las emisiones provenientes de las plantas de generación de energía, tanto las que están dentro como fuera del estado. Con el fin de presentar los resúmenes de las emisiones totales de cada estado, a través de todas las categorías, se utilizaron los estimados de las emisiones basadas en el consumo eléctrico, excepto cuando se comparan las emisiones estatales contra las del INEGEI, donde se contemplan sólo las emisiones generadas en la zona geográfica.

Recomendaciones generales a los inventarios:

- Verificar las unidades, no han corregido en las gráficas las unidades de MMT_{CO2e} a MT_{CO2e}. (Utilizar sólo sistema internacional)
- Verificar que en todas las tablas y figuras se indiquen las unidades de las cifras.
- Donde dice: "Un Análisis Minucioso a las Dos Sectores Principales: Suministro Eléctrico y Transporte" cambiar por "Un Análisis Minucioso a los Dos Sectores Principales: Suministro Eléctrico y Transporte" (aprox pag. 19)
- Cambiar la palabra segregados a desagregados
- Indicar la fuente de los PIBs utilizados y el año de referencia.
- Cambiar la palabra residuos del cuadro 2 de INE por desechos
- Cambiar donde dice:
"INEGI – Instituto Nacional de Estadísticas, Geografía, e Informática" por "INEGI – Instituto Nacional de Estadística y Geografía"
- Al estimar las emisiones generadas a partir de la electricidad que se importa, se consideró que se generaron con ciclo combinado con base en gas natural, aclarar al lector que esto conlleva un error, por no considerar la contribución de las energías renovables o el uso de combustibles con mayor contenido de carbono en la red eléctrica. Justificar el porqué se considera sólo el factor de emisión del gas natural y no de otro combustible.
- En el cuadro A-3. ¿De dónde sacan el valor de índice de calor? SENER lo define como el equivalente de electricidad en términos secundarios expresado en (MJ/MWh) con un valor de conversión de 3,600. Además falta indicar una operación más para pasar de MW a T.J.
- En la parte de Residencial, Comercial e Industrial (RCI), para gas natural se menciona que se tiene el dato agregado para "residencial, comercial y transporte". Siendo que no se reporta transporte en este sector y si industrial. Dado el caso de que el gas natural si cuenta transporte, ¿Éste se incluye en la fuente de transporte?
- En RCI se estima combustóleo en el sector residencial, pero el Balance Nacional de Energía indica que en este sector, a partir de 1999, no se consume este energético. ¿De donde sacaron la información y qué uso tiene en este sector?
- Indicar la fuente bibliográfica completa e indicarlas en las tablas y figuras si no son de elaboración propia.
Por ejemplo: Al poner las fuentes de información no solo indicar que es de SENER, INEGI, sino que hay que agregar el documento de donde se toma dicha información o la liga en internet.
- Al agregar que la información fue solicitada, poner de qué período se tiene la información y fecha de publicación.
- Indicar en todas las fuentes de emisión los datos de actividad utilizados o estimados en tablas, así como factores de conversión.
- Indicar en todas las fuentes los factores de emisión utilizados en tablas.

Periférico Sur 5000, 5º piso, Col. Insurgentes Cuicuilco, Del. Coyoacán, México D.F., C.P. 04530
Tel.: 54-24-64-18 y 19, Fax: 54 24 5485



- Persiste el uso indiferente de los términos pronóstico y proyección en todo el inventario. Se recomienda indicar que solo son proyecciones.
- Usar correctamente los acrónimos como en el caso del IPCC, usar el mismo en todo el inventario.
- Revisar y corregir todas las siglas del documento.
- Las figuras (gráficas) están rotuladas en inglés, en el caso de la versión en español, rotularlas sólo en español.
- Revisar la redacción (hay algunas palabras que siguen en inglés en los pie de página, hay que traducirlas). Se repiten palabras en el inventario, por ejemplo "de de". (IPCC IPCC).
- Revisar la redacción en español.
- De acuerdo a la metodología del IPCC 2006, en el volumen 5, página 3.25 dice lo siguiente:
"El almacenamiento de carbono a largo plazo en los sitios de eliminación de desechos sólidos (SEDS) se declara como **elemento informativo** en el Sector Desechos. El valor declarado para los desechos derivados de los productos de madera recolectada (desechos de papel y cartón, madera y desechos de jardines y parques) es igual a la variable 1B, $\Delta C_{HWP\ SEDS\ DC}$, es decir, el cambio en las existencias de carbono de los productos de madera recolectada (PMR) debidos al consumo doméstico eliminado en los SEDS del país declarante utilizado en el Capítulo 12, Productos de madera recolectada, del Volumen AFOLU"
Por lo que se aconseja no sumarla en la parte de desechos.
- Comparan el valor de sus emisiones con los de la Tercera Comunicación, se recomienda hacerlo con el valor reportado para el 2005 en la Cuarta Comunicación, INEGI 1990-2006. Las emisiones totales en el año 2005 fueron de 685.117 MtmCO₂e.
 - TOTAL 685.117 MtmCO₂e
 - Energía 61.2%
 - Procesos 8.2%
 - Agricultura 6.6 %
 - USCUSS 10.2%
 - Desechos 13.8%

Observaciones al inventario de Baja California

- Explicar en el texto sobre la tabla A-4. Inventario y Proyección Basado en la Producción-Consumo de Combustible Fósil (TJ). ¿Por qué solo en el 2000 se consumió una cantidad superior de diesel?
- En el cuadro A-7, explicar la cantidad de pérdidas de energía eléctrica en 1995, ya que casi representa el consumo total en el estado ¿tanto era lo que no se cobraba, o ineficiencia en el sistema?
- En el cuadro A-8. verificar el cálculo de las cantidades reportadas en importación de electricidad, ya que no concuerdan con el total.
- En el primer párrafo del apéndice B dice: "En el 2005 las emisiones totales de GEI procedentes de la quema de aceite, gas natural, carbono y leña fueron del orden de 1.4 MTmCO₂e", en lugar de aceite seguramente se referían a petróleo.
- En la figura B-1 no se graficó el sector comercial.
- En el caso de Baja California, el INE solicita que se revisen nuevamente los datos en TJ para la producción eléctrica entre 2002 y 2003 ya que éstas aumentan casi el doble de un año a otro, lo cual consideramos no es normal.
- Con la revisión del punto anterior, verificar los índices de carbonización de 2000 a 2005. En la sustitución de combustóleo por el gas natural se espera que el índice baje; sin embargo puede ser que un alto consumo de gas natural haya aumentado el índice de carbonización, por lo que se debe verificar si éste es el caso.





Dirección de Planeación y Asistencia Técnica
Junio 2010



Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza / Border Environment Cooperation Commission

Blvd. Tomás Fernández # 8069 – Frac. Los Parques – Cd. Juárez, Chih. – CP. 32470
MEX.Tel. (011-52) 656-6884600 – Fax: (011-52) 656-625-6999 / US Phone 1-877-277-1703



Dirección de Planeación y Asistencia Técnica
Junio 2010

Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza / Border Environment Cooperation Commission

Blvd. Tomás Fernández # 8069 – Frac. Los Parques – Cd. Juárez, Chih. – CP. 32470
MEX.Tel. (011-52) 656-6884600 – Fax: (011-52) 656-625-6999 / US Phone 1-877-277-1703