

Balance Nacional de Energía

2011



www.energia.gob.mx



GOBIERNO
FEDERAL

SENER



Bal ance Nacional de Energía 2011



Subsecretaría de Planeación Energética
y Desarrollo Tecnológico

Dirección General de Planeación Energética

México, 2012

Secretaría de Energía

Jordy Hernán Herrera Flores
Secretario de Energía

Verónica Irastorza Trejo
Subsecretaria de Planeación y Transición Energética

Ian Malo Bolívar
Subsecretario de Electricidad

María de la Luz Ruiz Mariscal
Oficial Mayor

Ximena Fernández Martínez
Directora General de Planeación e Información Energéticas

Héctor Escalante Lona
Director General de Comunicación Social

Elaboración y revisión:

Ximena Fernández Martínez
Directora General de Planeación e Información Energéticas

Juan Herrera Romero
Director de Estadística y Balances Energéticos

Oscar Ojeda Galicia
Subdirector de Información Sectorial

José Alfredo Peregrina Loera
Aarón Alcalá Gómez
Claudia Perez Ramírez
Octavio Graniel
Servicio Social

© Secretaría de Energía
Primera edición, 2012

Derechos Reservados.
Secretaría de Energía
Insurgentes Sur 890
Col. Del Valle CP 03100
México, DF
Editado en México
www.energia.gob.mx

En la portada: Central eólica la Venta II
Diseño de portada: Jorge Magaña Salgado

Agradecemos la participación de las siguientes entidades, instituciones y organismos que hicieron posible la integración de este documento:

Asociación Mexicana de la Industria Automotriz
Asociación Nacional de Energía Solar
Asociación Nacional de la Industria Química
Asociación Nacional de Productores de Autobuses, Camiones y Tractocamiones
Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción
Cámara Minera de México
Cámara Nacional de la Industria de la Celulosa y el Papel
Cámara Nacional de la Industria del Hierro y del Acero
Cámara Nacional de la Industria Hulera
Cámara Nacional de las Industrias Azucarera y Alcohólica
Cámara Nacional del Cemento
Comisión Federal de Electricidad
Comisión Reguladora de Energía
Consejo Nacional de Población
Empresas de transporte ferroviario
Empresas productoras de fertilizantes
Empresas productoras de vidrios

Instituto Mexicano del Petróleo
Instituto Nacional de Ecología
Instituto Nacional de Estadística y Geografía
Petróleos Mexicanos
Productores independientes de energía eléctrica
Secretaría de Comunicaciones y Transportes
Secretaría de Economía
Servicio Geológico Mexicano
Servicio de Transportes Eléctricos del DF
Sistema de Transporte Colectivo Metro
Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey
Sistema de Tren Eléctrico Urbano de Guadalajara

Índice

Presentación.....	11
Objetivos	13
Introducción.....	13
Resumen Ejecutivo	15
Mejoras al Balance Nacional de Energía 2011.....	18
1. Contexto energético mundial	21
2. Indicadores nacionales.....	26
2.1 Intensidad energética	26
2.2 Consumo de energía per cápita.....	27
2.3 Ingresos del sector público.....	27
3. Oferta y demanda de energía.....	29
3.1 Producción de energía primaria.....	29
3.2 Comercio exterior de energía primaria	31
3.3 Energía primaria a transformación	32
3.4 Producción bruta de energía secundaria	33
3.5 Comercio exterior de energía secundaria.....	35
3.6 Oferta interna bruta de energía	37
3.7 Consumo nacional de energía	39
3.7.1 Consumo final de energía.....	40
- Sector agropecuario.....	42
- Sector residencial, comercial y público.....	42
- Sector transporte	43
- Sector industrial	44
4. Emisiones de gases de efecto invernadero del sector	49
4.1 Emisiones de GEI asociadas al consumo de combustibles.....	50
4.2 Emisiones fugitivas	54
5. Precios y tarifas.....	56
6. Balance Nacional de Energía: matriz y diagramas	63
7. Balances regionales.....	95
Anexo estadístico	102
Anexo metodológico.....	136
Notas aclaratorias.....	156
Contacto para la recepción de comentarios.....	159

Índice de cuadros

Cuadro 1. Países con PIB per cápita más alto en el mundo 2010.....	25	Cuadro 18. Consumo de energía de la industria cementera.....	47
Cuadro 2. Producción de energía primaria	29	Cuadro 19. Emisiones de Gases Efecto Invernadero.....	49
Cuadro 3. Comercio exterior de energía primaria	31	Cuadro 20. Emisiones de GEI por fuente y gas.....	50
Cuadro 4. Insumos de energía primaria en centros de transformación ...	32	Cuadro 21. Precio medio del crudo exportado.....	57
Cuadro 5. Entrada de energía primaria a centros de transformación por fuente	32	Cuadro 22. Precio al público de productos refinados	58
Cuadro 6. Producción bruta de energía secundaria en los centros de transformación	33	Cuadro 23. Precio promedio del gas licuado de petróleo a usuario final.....	59
Cuadro 7. Comercio exterior de energía secundaria	35	Cuadro 24. Promedio ponderado anual de los precios finales de gas natural a nivel nacional por sector	60
Cuadro 8. Oferta interna bruta de energía	37	Cuadro 25. Precio medio facturado por tarifa del Sistema Eléctrico Nacional.....	61
Cuadro 9. Oferta interna bruta por tipo de energético	38	Cuadro 26. Matriz del Balance Nacional de Energía 2011	65
Cuadro 10. Consumo nacional de energía.....	39	Cuadro 27. Matriz del Balance Nacional de Energía 2011	67
Cuadro 11. Consumo final total de energía.....	40	Cuadro 28. Matriz del Balance Nacional de Energía 2010	69
Cuadro 12. Consumo final total por tipo de combustible.....	41	Cuadro 29. Matriz del Balance Nacional de Energía 2010	71
Cuadro 13. Consumo de energía en el sector agropecuario	42	Cuadro 30. Importación de energía a México por país de origen 2011 ..	79
Cuadro 14. Consumo de energía en los sectores residencial, comercial y público	43	Cuadro 31. Exportaciones de energía de México por país de destino 2011	79
Cuadro 15. Consumo de energía en el sector transporte.....	43	Cuadro 32. Balance de energía de la región Noroeste 2011	97
Cuadro 16. Consumo de energía en el sector industrial por energético ..	45	Cuadro 33. Balance de energía de la región Noreste 2011	98
Cuadro 17. Consumo de energía en el sector industrial.....	46	Cuadro 34. Balance de energía de la región Centro-Occidente 2011	99
		Cuadro 35. Balance de energía de la región Centro 2011.....	100
		Cuadro 36. Balance de energía de la región Sur-Sureste 2011	101

Cuadro 37. Poderes caloríficos netos y equivalencias energéticas	103
Cuadro 38. Producción de energía primaria 2001-2011.....	104
Cuadro 39. Importación de energía 2001-2011	105
Cuadro 40. Exportación de energía 2001-2011	106
Cuadro 41. Exportación neta de energía 2001-2011	107
Cuadro 42. Oferta interna bruta de energía primaria 2001-2011.....	108
Cuadro 43. Energía primaria a transformación por centro 2001-2011	109
Cuadro 44. Producción bruta de energía secundaria 2001-2011	111
Cuadro 45. Consumo nacional de energía 2001-2011	113
Cuadro 46. Consumo final total de energía 2001-2011	114
Cuadro 47. Consumo final energético total por combustible 2001-2011	115
Cuadro 48. Consumo de energía en el sector transporte 2001-2011	117
Cuadro 49. Consumo de energía en el sector industrial 2001-2011..	118
Cuadro 50. Consumo de energía en los sectores residencial, comercial y público 2001-2011	125
Cuadro 51. Consumo de energía en el sector agropecuario 2001-2011	126
Cuadro 52. Consumo de combustibles para generación eléctrica 2001- 2011.....	127
Cuadro 53. Indicadores económicos y energéticos	128

Cuadro 54. Aprovechamiento de energía solar	129
Cuadro 55. Capacidad de refinación	130
Cuadro 56. Capacidad instalada de proceso de gas natural.....	131
Cuadro 57. Capacidad efectiva de generación eléctrica.....	132
Cuadro 58. Exportación de petróleo crudo por región de destino 2001- 2011	134
Cuadro 59. Evolución de las emisiones de gases efecto invernadero del sector energético	135
Cuadro 60. Emisiones de CO ₂ eq. por tipo de actividad	135

Índice de figuras

Figura 1. Producción mundial de energía primaria, 2010.....	21
Figura 2. Participación por energético en las importaciones y exportaciones totales, 2010.....	22
Figura 3. Oferta total mundial de energía, 2010	22
Figura 4. Consumo mundial de energía por energético, 2010.....	23
Figura 5. Consumo total mundial de energía por sector, 2010	24
Figura 6. Indicadores energéticos a nivel mundial, 2010	25
Figura 7. Intensidad energética	26
Figura 8. Producto interno bruto vs. consumo nacional de energía	26
Figura 9. Consumo de energía per cápita.....	27
Figura 10. Ingresos del sector público	28

Figura 11. Estructura de la producción de energía primaria, 2011	30
Figura 12. Eficiencia de las centrales eléctricas	34
Figura 13. Eficiencia en refinerías y despuntadoras y plantas de gas y fraccionadoras	35
Figura 14. Saldo neto de la balanza comercial de energía por fuente, 2011	36
Figura 15. Oferta interna bruta por tipo de energético, 2011	38
Figura 16. Consumo nacional de energía, 2011	39
Figura 17. Estructura del consumo final total por tipo de energético, 2011	41
Figura 18. Consumo final energético por sector y energético, 2011	42
Figura 19. Consumo de energía del sector transporte, 2011	44
Figura 20. Consumo energético de las principales ramas industriales y estructura por tipo de energético en 2011	48
Figura 21. Evolución de las emisiones de GEI del sector energético	50
Figura 22. Evolución del consumo nacional de energía y las emisiones asociadas al consumo de combustibles	51
Figura 23. Relación de emisiones de CO ₂ asociadas al consumo de combustibles y consumo de energía	51
Figura 24. Estructura de las emisiones de GEI asociadas al consumo de combustible por sector, 2011	52
Figura 25. Evolución de las emisiones de CO ₂ eq. asociadas al consumo de combustibles por sector	53

Figura 26. Estructura de las emisiones de GEI asociadas al consumo de combustibles por tipo de energético, 2011	54
Figura 27. Evolución de las emisiones fugitivas de GEI	54
Figura 28. Precio medio ponderado del crudo de exportación por tipo	57
Figura 29. Precios al público de productos refinados	58
Figura 30. Precio promedio del gas licuado de petróleo a usuario final	59
Figura 31. Precios finales de gas natural a nivel nacional por sector	60
Figura 32. Principales rubros del Balance Nacional de Energía, 2011	64
Figura 33. Balance Nacional de Energía, 2011	77
Figura 34. Balance Nacional de Energía, 2010	78
Figura 35. Regiones económicas de México	96

Índice de diagramas

Diagrama 1. Estructura del Balance Nacional de Energía 2011	73
Diagrama 2. Estructura del Balance Nacional de Energía 2010	74
Diagrama 3. Balance Nacional de Energía 2011	75
Diagrama 4. Balance Nacional de Energía 2010	76
Diagrama 5. Balance de carbón 2011	81
Diagrama 6. Balance de carbón 2010	82
Diagrama 7. Balance de coquizadoras y hornos 2011	83

Diagrama 8. Balance de coque de carbón 2010.....	84
Diagrama 9. Balance de coque de petróleo 2011	85
Diagrama 10. Balance de coque de petróleo 2010.....	86
Diagrama 11. Balance de energía de hidrocarburos 2011	87
Diagrama 12. Balance de energía de hidrocarburos 2010	88
Diagrama 13. Balance de petrolíferos 2011	89
Diagrama 14. Balance de petrolíferos 2010	90
Diagrama 15. Balance de electricidad servicio público 2011	91
Diagrama 16. Balance de electricidad servicio público 2010	92
Diagrama 17. Balance de electricidad autoabastecedores 2011.....	93
Diagrama 18. Balance de electricidad autoabastecedores 2010.....	94

Índice de esquemas

Esquema 1. Flujo de la oferta interna bruta o consumo nacional de energía	145
Esquema 2. Consumo del sector energético	145
Esquema 3. Consumo final total de energía	147

Presentación

Una de las prioridades de la Administración del Presidente Calderón ha sido transitar hacia un sector energético que impulse el desarrollo del país con sustentabilidad, visión de futuro, un uso racional de los recursos energéticos y un mayor cuidado del medio ambiente. Para materializar esta visión, que concilia el corto y el largo plazo, la planeación ha demostrado ser un elemento indispensable.

En este contexto, resulta indispensable contar con información estratégica, oportuna y altamente confiable. Conocer con detalle y precisión la dinámica de los distintos flujos de los energéticos en nuestro país, necesariamente se traduce en una mejor toma de decisiones. Por lo tanto, la relevancia de este documento para el diseño y conducción de la política energética nacional es indiscutible. Además de cuantificar la producción, el comercio exterior, la oferta y el consumo de energía a nivel nacional, el Balance Nacional de Energía constituye una herramienta fundamental para el análisis y evaluación del desempeño sectorial.

Por ejemplo, saber que la producción primaria de fuentes no fósiles incrementó en 6.1%, que la producción de fuentes fósiles disminuyó 1.2% respecto a 2010 y que, con ello, las emisiones de gases efecto invernadero del sector disminuyeron en 3.6% de 2010 a 2011, permite cuantificar el impacto de las medidas adoptadas. Asimismo, estos datos evidencian que vamos por buen camino para lograr la transformación integral y de fondo del sector energético, promoviendo el uso de combustibles más limpios y amigables con el medio ambiente.

Por otra parte, saber que el consumo energético total aumentó 2.7% en 2011, derivado principalmente del incremento de 5% en la demanda energética de la industria, sirve como indicador de la tendencia creciente del consumo final y nos permite pronosticar su comportamiento futuro. De esta forma, se pueden tomar medidas para adaptar anticipadamente el comportamiento de la oferta a los requerimientos futuros, tanto a corto como a mediano plazo.

Entre las mejoras presentadas en esta edición del Balance respecto de las anteriores, destacan la incorporación de la cuantificación de las emisiones fugitivas del sector energético, así como las emisiones de metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) asociadas al consumo de combustibles, que se suman a las de bióxido de carbono (CO₂) que se presentan en ediciones anteriores. Asimismo, se incorpora información sobre la electricidad autogenerada a la matriz energética, con el objetivo de robustecer el balance energético y presentar flujos de energía detallados y completos. Otra modificación importante es la clasificación del consumo industrial de acuerdo con el Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SIAN), lo que permite homogeneizar el marco conceptual entre los tres países de Norteamérica, y facilita el análisis comparativo de la información.

Es importante destacar que, con el fin de promover la transparencia y la rendición de cuentas, las estadísticas contenidas en este documento se ponen a la disposición del público en general en el sitio de internet del Sistema de Información Energética (SIE), <http://sie.energia.gob.mx>.

Se agradece la participación de Petróleos Mexicanos, la Comisión Federal de Electricidad, el Instituto Mexicano del Petróleo, el Instituto Nacional de Ecología, el Instituto Nacional de Estadística y Geografía, así como de

las cámaras y asociaciones industriales y de las distintas instancias que contribuyeron a la integración de este documento.

Con la publicación del Balance Nacional de Energía 2011, un elemento fundamental de la planeación energética nacional, estamos dando otro paso firme en la construcción de los cimientos de un México más fuerte.

Jordy Herrera Flores

Secretario de Energía

Objetivos

- Proporcionar información básica y comparable a nivel nacional e internacional, para el análisis del desempeño del sector energético y la elaboración de estudios sectoriales y sobre intensidad energética.
- Sentar las bases que apoyen la pertinencia, veracidad, confiabilidad y sistematización de la información del sector energético.
- Dar a conocer detalladamente la estructura del sector energético por sus fuentes y usos.
- Mostrar la dinámica de la oferta y la demanda de energía en el contexto de la economía del país.
- Facilitar la identificación del potencial de los procesos de sustitución de fuentes energéticas.
- Proporcionar elementos que apoyen el análisis de las políticas implantadas en el sector, en especial sobre eficiencia y diversificación de fuentes de energía.
- Servir de instrumento para la planeación del desarrollo sustentable del sector energético.

Introducción

El Balance Nacional de Energía presenta cifras sobre el origen y destino de las fuentes primarias y secundarias de energía a nivel nacional durante 2011¹. Adicionalmente, incorpora información útil para el análisis del desempeño del sector energético; para el diseño, formulación e implementación de políticas públicas en la materia; y para la toma de decisiones.

El documento se compone de siete secciones. En la primera se presenta una breve descripción de los principales flujos de oferta y demanda de energía a nivel mundial, en la que además de los totales mundiales, se exponen las cifras de los principales países productores, proveedores y consumidores de energía, ubicando a México en cada caso. Para el comercio exterior, se indican los países con mayores exportaciones e importaciones de energía. También se compara la intensidad energética y la razón entre la producción y la oferta interna bruta de México con la de otros países. La fuente de dicha información es la Agencia Internacional de Energía (AIE) y la información más actualizada publicada por dicho organismo corresponde a 2010. Asimismo, las cifras están expresadas en

¹ En algunos casos, se han revisado y actualizado las cifras de años anteriores, especialmente las de 2010.

toneladas equivalentes de petróleo, a diferencia del Balance Nacional de Energía, que presenta cifras en Petajoules (PJ)².

La segunda sección muestra los principales indicadores energéticos en nuestro país, como intensidad energética, consumo de energía per cápita y la participación que tienen las actividades petroleras en los ingresos del sector público. El objetivo de esta sección es proporcionar herramientas de análisis que permitan evaluar la situación del sector energético dentro del contexto nacional.

En la tercera sección se presenta un panorama general del desempeño de los flujos energéticos más importantes del sector en 2010 y 2011. Se analiza la producción, el comercio exterior, la oferta interna bruta y el consumo nacional de energía. Este último se desglosa en consumo por transformación, consumo no energético y consumo final por sector.

La cuarta sección presenta una estimación de las emisiones de gases efecto invernadero del sector energético. Éstas se componen de bióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) y se presentan las emisiones asociadas al consumo de combustibles en el sector energético, sector transporte e industrial, entre otros; así como las emisiones fugitivas asociadas a las actividades de las industrias del petróleo, gas y carbón.

La sección número cinco muestra los precios medios del crudo de exportación por tipo, el promedio ponderado anual de los precios del gas

natural por sector, los precios al público de los principales productos refinados y los precios medios facturados por tarifa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) correspondientes al periodo 2001-2011.

La sexta sección presenta los flujos de energía desglosados por actividad y por energético para 2010 y 2011. Los energéticos que se consideran son el carbón, petróleo crudo, condensados, gas natural, nucleoenergía, hidroenergía, geoenergía, energía solar, energía eólica, bagazo de caña, leña, coque de carbón, coque de petróleo, gas licuado, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas seco y electricidad; y se adicionan biogás, gas de alto horno, gas de coque, gasóleo y etano. Asimismo, se incorpora la autogeneración de electricidad y el consumo de los combustibles convencionales utilizados para dicha actividad. Adicionalmente, se muestra un desglose del origen de las importaciones y del destino de las exportaciones por país y fuente. También se incluyen diagramas de flujo por fuente de energía y figuras que muestran la estructura general de las cuentas más sobresalientes del Balance Nacional de Energía.

Los balances regionales por energético primario y secundario se encuentran en la séptima sección. Los energéticos primarios que se consideran son petróleo crudo, condensados, gas natural, nucleoenergía, hidroenergía, geoenergía, eoloenergía, bagazo de caña y leña. En los energéticos secundarios se incluye coque de petróleo, gas licuado de petróleo, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas seco y electricidad.

En el anexo estadístico se presentan los poderes caloríficos de los energéticos considerados en el Balance y la evolución de los principales flujos del sector energético durante el periodo 2001–2011. Entre ellos

² Un joule es la cantidad de energía necesaria para mover un kilogramo a lo largo de una distancia de un metro, aplicando una aceleración de un metro por segundo al cuadrado. Petajoule es 1 joule x 10¹⁵.

destacan la producción de energía primaria, la importación, la exportación, la oferta interna, los centros de transformación, la producción de energía secundaria y el consumo final de energía total y por sectores. Asimismo, se presentan algunos indicadores sobre el consumo de energía, relacionados con el crecimiento económico y la población.

Finalmente, se presenta la metodología utilizada para la elaboración del Balance Nacional de Energía. En ella se incorporan las unidades de medida y factores de conversión, así como la descripción general de la estructura del Balance y sus cuentas. Se incluye también una descripción de la metodología de cálculo con los procedimientos específicos para cada combustible, las principales fuentes de información, el marco metodológico para la elaboración de los balances regionales de energía y algunos elementos a mejorar.

La fecha de cierre para la recepción de la información considerada en este documento fue el 30 de junio de 2012.

Resumen Ejecutivo

El Balance Nacional de Energía es un documento que permite evaluar el desempeño del sector energético durante 2011, así como realizar un análisis comparativo con lo observado en años previos.

La intensidad energética durante 2011 fue 0.1% mayor que la de 2010. Dicho indicador, muestra la cantidad de energía que se requiere para producir un peso de Producto Interno Bruto³ (PIB), el cual se ubicó en 913.5 kilojoules (kJ) por peso producido. Lo anterior se debió a una serie de factores como: un menor crecimiento del PIB en comparación al del consumo de energía, resultado de mayor consumo en los procesos de transformación de energía, así como por un incremento en los usuarios del servicio público de energía eléctrica.

El consumo de energía per cápita en 2011 fue 3.3% mayor al de 2010. Cada habitante en el territorio nacional consumió en promedio 76.9 Gigajoules⁴ o 12.1 barriles de petróleo por habitante durante todo el año. El incremento en este indicador se debió al mayor crecimiento del consumo energético en comparación con el de la población.

En 2011 la producción de energía primaria disminuyó 0.7% respecto a 2010 y totalizó 9,190.76 PJ. Este comportamiento se debió principalmente a la menor producción de crudo, la cual pasó de 6,008.64

³ Calculado a precios de 2003.

⁴ Corresponde a 0.0769 PJ.

PJ en 2010 a 5,933.53 PJ en 2011. No obstante, los hidrocarburos continúan siendo la principal fuente de energía primaria en el país, con una aportación de 88.7%. Por su parte, la producción primaria de fuentes no fósiles incrementó 6.1% respecto a 2010.

La exportación total de energía en 2011 fue 2.4% menor que la de 2010, ubicándose en 3,554.88 PJ. Lo anterior fue resultado de la disminución de 1.2% en las exportaciones de petróleo crudo, equivalentes a 88% del total de las exportaciones de energía.

En 2011 se importaron 2,269.13 PJ, 13.5% mayor que 2010. Tal comportamiento fue impulsado por un incremento en las importaciones de diesel (28.5%) y gas seco (19.5%).

La oferta interna bruta de energía incrementó 4.1% y fue equivalente a 8,399.02 PJ, como resultado del aumento en las importaciones de energía. Las importaciones totales cubrieron 27% de la oferta en 2011. La relación entre producción y oferta interna bruta de energía fue equivalente a 1.1, lo que implicó que la mayor parte de la oferta interna fue cubierta a través de la producción nacional.

La producción bruta de energía secundaria en los centros de transformación incrementó 1.6% en 2011, con 5,534.18 PJ. Los petrolíferos representaron 51% de la producción, el gas seco 28.1%, la electricidad 19%, el coque de carbón 1% y el coque de petróleo 0.8%.

La generación de electricidad (1,049.56 PJ) incrementó 5.9% respecto a 2010. Las centrales eléctricas públicas aportaron 59.6%, los productores independientes de energía (PIE's) 29.4%, mientras que la

autogeneración de electricidad participó con 11%. Ésta última totalizó 115.69 PJ en 2011, ligeramente menor a la de 2010 (-0.1%).

El consumo de energía en transformación aumentó 8.7% respecto de 2010, al sumar 1,659.26 PJ. El incremento fue derivado de un mayor consumo en las centrales eléctricas (10.1%), en las refinerías y despuntadoras (2.8%) y en las coquizadoras y hornos (67.8%). La variación en estas últimas, a pesar de ser elevada, fue muy pequeña en términos energéticos, ya que aportó menos de 1% al total del crecimiento. Por su parte, las plantas de gas y fraccionadoras disminuyeron sus pérdidas 30.4%.

En 2011 el consumo nacional de energía, equivalente a la oferta interna bruta total, aumentó 4.1% con respecto a 2010. El consumo del sector energético incrementó 7.1% y participó con 33% del consumo nacional.

El consumo final creció 2.5% en 2011 y alcanzó 4,994.82 PJ. Este incremento fue resultado de un mayor consumo energético (2.7%), el cual se refiere al consumo de los sectores transporte, industrial, residencial, agropecuario, comercial y público. Por su parte, el consumo no energético, que es el consumo de energía como materia prima, mostró una reducción de 1.9%.

El consumo de energía en el sector transporte aumentó 1.7% respecto a 2010 y absorbió 48.2% del consumo energético total⁵, al ubicarse en 2,283.98 PJ. Por su parte, el consumo del sector industrial fue equivalente a 28.8% del consumo energético total, con 1,363.42 PJ. El

⁵ En comparación con el consumo final total el consumo del sector transporte representó el 45.7% durante 2011.

consumo en los sectores residencial, comercial y público presentó un incremento de 0.5%, 1.8% y 4.7%, respectivamente.

En 2011 la región Sur-Sureste concentró 84.3% de la producción de energía primaria y 58% de la producción de energía secundaria. La región Noreste le siguió en importancia, al concentrar 12.1% de la energía primaria y 18.2% de la energía secundaria. En cuanto al consumo final total de energía, la región Sur-Sureste consumió 27.7%, seguida de la región Centro, con 22.2%. Las regiones Centro-Occidente, Noreste y Noroeste participaron con 22.1%, 18.4% y 9.7%, respectivamente.

Las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) del sector energético disminuyeron 3.6% de 2010 a 2011, al situarse en 498.51 Teragramos de CO₂ equivalente (Tg CO₂ eq.). Del total, 86.8% (432.73 Tg CO₂ eq.) correspondió a las emisiones asociadas al consumo de combustibles, y el restante 13.2% (65.78 Tg CO₂ eq.) a las emisiones fugitivas. El principal gas que se emitió fue el CO₂, que contribuyó con 83.7% (417.09 Tg) del total. Le siguieron las emisiones de CH₄, con 13.6% (67.6 Tg CO₂ eq.) y N₂O, con 2.8% (13.77 Tg CO₂ eq.). Las aportaciones por sector de consumo de energía fueron transporte (39.9%), generación de electricidad (30.8%), industrial (12.6%), consumo propio del sector energético (8.7%), residencial (4.9%), agropecuario (2%) y comercial (1.1%). Durante 2011 se emitieron 51.5 Tg CO₂ eq. por cada 1,000 PJ consumidos, prácticamente igual que en 2010 (-0.01%).

En lo que respecta a los precios de los energéticos, destaca el incremento de 39.4% en la canasta básica de crudo para exportación entre 2010 y 2011. El precio promedio del combustóleo también registró un alza de 32.9% y la turbosina de 21.8%. Los incrementos más moderados fueron

los del diesel y la gasolina, con 6% y 6.4% respectivamente. Por su parte, el precio del gas natural experimentó una caída promedio de 14.8%, derivado de una disminución en el precio de referencia Henry Hub⁶. El precio del gas licuado disminuyó 20.7%.

⁶ A su vez, esto se asoció a un incremento en la oferta de gas natural en Estados Unidos por la mayor extracción de *shale gas*.

Mejoras al Balance Nacional de Energía 2011

Información de autogeneración

Con el objetivo de robustecer el balance energético y presentar flujos de energía detallados y completos, por primera vez se incorpora a la matriz energética información sobre la electricidad autogenerada por PEMEX y privados bajo las modalidades siguientes: usos propios continuos, autoabastecimiento y cogeneración. Asimismo, se incluye la importación y exportación de electricidad por parte de privados y el consumo de combustibles asociado a dicha generación.

Las fuentes primarias de energía contempladas son el carbón, hidroenergía, energía eólica, bagazo de caña y biogás⁷. Para el caso de fuentes secundarias se consideran el coque de petróleo, gas LP, diesel, combustóleo, gas seco y otros combustibles⁸ (gasóleo, etano, gas de coque y gas de alto horno). Anteriormente, dichos consumos se incluían dentro del sector industrial, lo que generaba una sobrestimación en los consumos para los procesos productivos de dicho sector.

⁷ El biogás se incorpora por primera vez a la matriz energética. Corresponde a la información de los permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía bajo las modalidades de Autoabastecimiento, Cogeneración, Pequeña Producción y Exportación de energía eléctrica.

⁸ Se agrega a la matriz del Balance Nacional de Energía una columna titulada "otros combustibles autogeneración".

Cabe mencionar que existen otros energéticos utilizados en la autogeneración que no se incluyen dentro de la matriz energética, tales como el licor negro, aserrín, aceite residual, gas residual, bagazo de malta y combustóleo ligero aditivado. Lo anterior debido a que su magnitud, tanto en volumen como en energía, es muy pequeña, lo cual no permite visualizarlos cuando se comparan con los demás flujos.

Para el caso de las series históricas, la información se incorporó a partir de 2003, lo que generó modificaciones a las series de energía total a transformación y de consumo del sector industrial, específicamente para el caso del bagazo de caña, coque de petróleo, gas LP, diesel, combustóleo, gas seco y electricidad. La información de años anteriores no se proporciona, debido a que no fue posible validarla⁹.

La fuente de información de referencia son los reportes de los permisionarios entregados a la Comisión Reguladora de Energía. Dichas cifras son validadas por el Departamento de Estudios Económicos del Instituto Mexicano del Petróleo.

Emisiones de Gases Efecto Invernadero del sector Energético

El Balance Nacional de Energía es la base de cálculo para las estimaciones de las emisiones de gases efecto invernadero de la categoría de energía que se reportan en el Inventario Nacional de Emisiones de Gases Efecto Invernadero (INEGEI). No obstante, en versiones anteriores únicamente se consideraban las emisiones de CO₂ asociadas a la quema de combustibles. A fin de presentar información completa sobre las emisiones del sector y que ésta tenga consistencia metodológica con las

⁹ Para carbón se incluyó información desde 2007.

reportadas en el INEGEI, por primera vez se integran, adicional a las emisiones de CO₂, las emisiones de CH₄ y N₂O por el consumo de combustibles fósiles.

Adicionalmente, se incorpora la estimación de emisiones fugitivas generadas por las actividades de extracción y manipulación del carbón, del petróleo y del gas natural; las cuales se integran para obtener las emisiones totales del sector energético.

La metodología de cálculo empleada fue la descrita en las *Directrices del IPCC¹⁰ para los inventarios de gases efecto invernadero, versión revisada en 1996*, tratando de ser consistentes con la utilizada para la elaboración del INEGEI.

Información de carbón mineral

En versiones anteriores del Balance Nacional de Energía, la producción de carbón térmico se estimaba a partir de la información proporcionada por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), cuya desagregación (carbón todo uno¹¹ y carbón no coquizable) difiere de la establecida por organismos internacionales para la elaboración de balances energéticos. En esta edición del Balance, se reporta directamente de los informes del Servicio Geológico Mexicano, corrigiendo a su vez los datos históricos desde 1991.

De igual manera, se actualizaron los poderes caloríficos del carbón térmico y del carbón siderúrgico con base en valores promedio

internacionales para cada tipo de carbón. En el caso del carbón importado, los poderes caloríficos se identificaron a partir del país de origen y por tipo de carbón, tomando como referencia la información proporcionada por cada país a la Agencia Internacional de Energía.

Información de la energía eléctrica generada con módulos fotovoltaicos

Con el objetivo de contar con información más confiable acerca del aprovechamiento de la energía solar por sector, la información de la electricidad generada a partir de módulos fotovoltaicos en 2011 se determinó mediante el Informe Estadístico relativo a la instalación y actualización de las personas físicas y morales que han suscrito el *Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana Escala* o *Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala*.

Información de coque de carbón

La estimación de la producción del coque de carbón en versiones anteriores del Balance Nacional de Energía, se realizaba a partir de la información del Producto Interno Bruto del sector siderúrgico, proporcionada por el INEGI. A partir de esta edición, se reporta directamente de información proporcionada por el INEGI, la cual fue verificada con informes del Servicio Geológico Mexicano y de la Cámara Minera de México (CAMIMEX). Para mantener la consistencia de la información, los datos históricos se corrigieron desde 1991.

¹⁰ Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés)

¹¹ Se refiere al carbón que se extrae directamente de las minas.

Lo anterior, además de mejorar la información relativa al flujo de coque de carbón, permite describir de manera más precisa el flujo de carbón siderúrgico, el cual se destina en su totalidad a la producción de coque de carbón.

Información de gas seco

En el caso del gas seco, el poder calorífico se actualizó a partir de 2004. Para ello, se definió un poder calorífico promedio de producción nacional para cada año, incorporando el promedio anual del poder calorífico del gas de importación. Anteriormente, se utilizaba un mismo poder calorífico para todos los años, lo cual no reflejaba de manera precisa los flujos de energía de gas seco desde su origen hasta su destino.

Información de consumo energético por rama industrial

Con el objetivo de alinear las estadísticas del Balance Nacional de Energía al "ACUERDO para el uso del Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SCIAN) en la recopilación, análisis y presentación de estadísticas económicas" del INEGI, se identificó la clasificación del consumo de energía en el sector industrial por subsector, rama y subrama de acuerdo con el SCIAN.

La información de consumo de gas seco por rama industrial, se determinó con base en las ventas de PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB). En los casos de la industria siderúrgica y del cemento, se realizó una validación de las ventas de PGPB con la proporcionada directamente por

los industriales en la Encuesta sobre el Consumo de Energía del Sector Industrial (ECESI)¹².

La información del consumo de electricidad por rama industrial se determinó con base en la información proporcionada por el sector industrial en la ECESI, la información del consumo de electricidad y las tarifas eléctricas de la CFE y el gasto en energía eléctrica de la *Encuesta Industrial Anual* del INEGI.

El consumo de petrolíferos por rama industrial se estimó tomando como base la información proporcionada por la industria en la ECESI, la información de PEMEX Refinación, el gasto en combustibles y lubricantes reportado en la *Encuesta Industrial Anual*, el valor de la producción y el *Índice de Volumen Físico* de cada rama reportado por el INEGI.

De acuerdo con información de la CAMIMEX, se definieron los volúmenes de energía consumida por el sector minero. Se corrigieron los datos de electricidad, diesel, gas seco, combustóleo y gas LP, desde 2000.

¹² SENER elabora anualmente la Encuesta sobre el Consumo de Energía del Sector Industrial para conocer el consumo de energía de las industrias más intensivas en su uso.

1. Contexto energético mundial

En 2010¹³ la producción mundial de energía primaria totalizó 12,789.3¹⁴ millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) (Figura 1), 4.6% mayor a 2009. El gas natural presentó el crecimiento más importante, con 7.5%, derivado principalmente de la mayor producción en Rusia (13.8%) y Estados Unidos (3.2%). El incremento en la producción de Estados Unidos se debió a la mayor extracción de *shale gas*¹⁵, resultado del uso de tecnologías de perforación más eficientes y rentables. La producción mundial de carbón y sus derivados incrementó 5.9%, la de energías renovables 4.5%, la nucleoenergía 2.2% y la de petróleo crudo 1.9%.

Dentro de los cambios más importantes en la canasta de producción primaria, destacó la mayor participación del gas natural, que ganó 0.7 puntos porcentuales de 2009 a 2010. Por su parte, el petróleo crudo y la nucleoenergía perdieron 0.7 y 0.1 puntos porcentuales, respectivamente.

Los países con mayor producción primaria en 2010 fueron China, Estados Unidos, Rusia, Arabia Saudita e India, con participaciones de 17.3%, 13.5%, 10.1%, 4.2% y 4.1%, respectivamente. México se situó

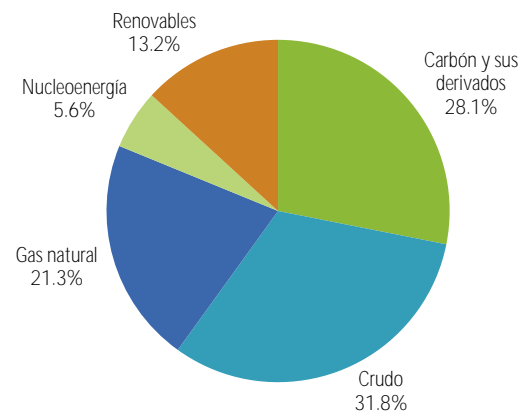
¹³ Es importante mencionar que a la fecha de publicación del Balance Nacional de Energía 2011, la información disponible a nivel mundial corresponde a 2010, derivado del arduo trabajo requerido para integrar datos de todos los países.

¹⁴ Energy Balances of OECD Countries y Energy Balance of Non-OECD Countries, Agencia Internacional de Energía, edición 2012.

¹⁵ Gas de lutitas.

en el duodécimo lugar, con 1.8% de la energía total producida en el mundo.

Figura 1. Producción mundial de energía primaria, 2010
12,789.3 Mtep



Fuente: Energy Balances of OCDE countries y Energy Balances of Non-OCDE countries, AIE, edición 2012.

Nota: Renovables incluye energía hidráulica, eólica, solar, geotérmica, biomasa y desechos.

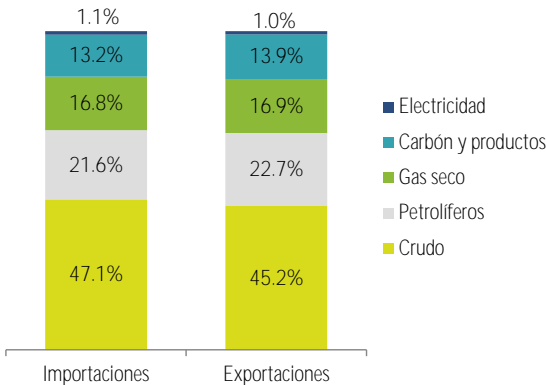
En cuanto al comercio exterior de energía, las exportaciones totalizaron 4,891 Mtep¹⁶ en 2010, 5.7% mayores a 2009, motivado principalmente por el incremento en el volumen de exportaciones de coque de carbón (33.4%), carbón (17.2%), y gas natural (12%).

Los países con mayores volúmenes de exportación de energía fueron Rusia (12.3% del total), Arabia Saudita (8.2%), Australia (4.7%),

¹⁶ Incluye energía primaria y secundaria.

Canadá (4.7%) e Indonesia (4.4%). México ocupó el décimo octavo puesto (tres lugares arriba con respecto a 2009), con una participación de 1.9%.

Figura 2. Participación por energético en las importaciones y exportaciones totales, 2010



Fuente: Energy Balances of OCDE countries y Energy Balances of Non-OCDE countries, AIE, edición 2012.

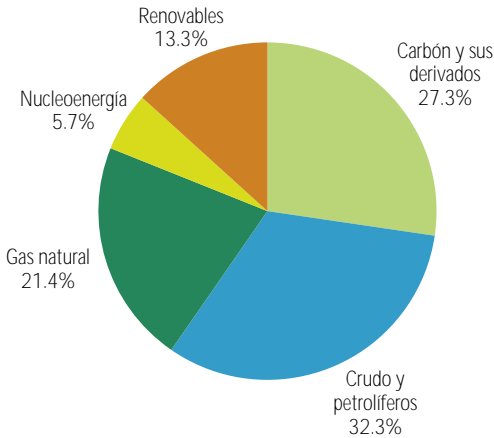
Las exportaciones de crudo, energético con los mayores flujos entre países, totalizaron 2,102 Mtep en 2010, 2.1% por arriba de 2009. Los mayores exportadores de petróleo crudo fueron Arabia Saudita (16.0% del total), Rusia (11.6%), Irán (5.8%), Nigeria (5.6%) y Emiratos Árabes Unidos (5.1%). Por su parte, México se ubicó en el noveno puesto (3.8%), quedando por encima de Canadá y Noruega, países que en 2009 exportaban más crudo que México.

En 2010 las importaciones totales de energía ascendieron a 4,869 Mtep, 4.7% superior a 2009. Esto se debió principalmente al incremento en las importaciones de carbón 127.5%, coque de carbón 57.2%, coque de

petróleo 16% y gas natural 8.2%. Los países con mayores niveles de importación fueron Estados Unidos (14.9%), Japón (8.8%), China (7.9%), Corea del Sur (5.5%) e India (5.0%). Por su parte, México se situó en el puesto vigésimo primero, con una aportación de 1.0%.

La oferta total mundial de energía sumó 12,717.2 Mtep en 2010, 4.8% por encima de lo ofertado en 2009. El petróleo crudo y los petrolíferos aportaron la mayor parte de dicha oferta, reflejando su importancia en el desarrollo de la economía mundial (Figura 3). Por otro lado, el incremento en la oferta de energía se presentó en todos los energéticos, destacando el crecimiento del gas natural (7.4%), del carbón y sus derivados (5.6%), y de las energías renovables (4.6%).

Figura 3. Oferta total mundial de energía, 2010 12,717.2 Mtep

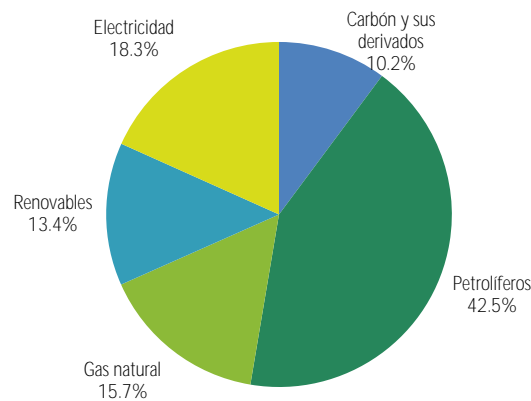


Fuente: Energy Balances of OCDE countries y Energy Balances of Non-OCDE countries, AIE, edición 2012.

Nota: Renovables incluye energía hidráulica, eólica, solar, geotérmica, residuos y biomasa. Se incluye el comercio exterior de electricidad.

La oferta total de energía per cápita a nivel mundial fue de 1.86 toneladas equivalentes de petróleo (tep) por habitante en 2010, 3.6% mayor respecto a 2009. Islandia fue el país con la mayor oferta de energía per cápita, con 16.88 tep por habitante, aproximadamente 9.1 veces mayor que el promedio mundial.

Figura 4. Consumo mundial de energía por energético, 2010
8,676.6 Mtep



Fuente: Energy Balances of OCDE countries y Energy Balances of Non-OCDE countries, AIE, edición 2012.

Nota: Renovables incluye energía hidráulica, eólica, solar, geotérmica, residuos y biomasa.

Al igual que la producción y la oferta total de energía, el consumo mundial de energía creció 4.3% en 2010, al totalizar 8,676.6 Mtep (Figura 4). Esto se debió principalmente a la recuperación económica mundial después de la crisis de 2009. El Producto Interno Bruto (PIB)

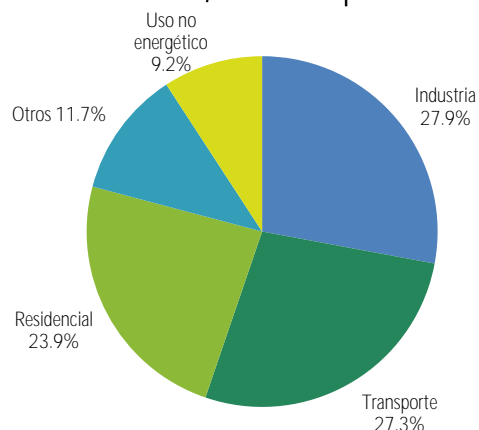
mundial (medido en dólares de 2005 utilizando la paridad de poder adquisitivo¹⁷) creció 5.0%. Los países pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) mostraron una recuperación promedio del PIB de 3.1%, mientras que las economías no OCDE crecieron 7.3% en 2010.

Los mayores crecimientos correspondieron a la electricidad, con 6.9%, y al gas natural, con 5.6%. El aprovechamiento de las energías renovables también presentó un incremento de 3.1%, derivado principalmente de la adopción de metas de reducción de emisiones a nivel mundial. Los tipos de energía renovable con mayor dinamismo fueron la solar y la eólica, con 14.5 Mtpe, cifra 12.9% mayor a la registrada en 2009.

En 2010 y por primera vez en la historia, China fue el mayor consumidor de energía, con 17.4% de la demanda mundial, rebasando a Estados Unidos (17.3%), quien históricamente había sido el principal consumidor. India (5.3%), Rusia (5.1%) y Japón (3.7%) ocuparon la tercera, cuarta y quinta posición, respectivamente. Estos cinco países produjeron en conjunto 47.4% del PIB mundial en 2010 y consumieron 48.9% de la energía a nivel mundial. Por su parte, México ocupó el décimo cuarto lugar en el consumo de energía, lo cual representó 1.3% del consumo mundial total en 2010.

¹⁷ La paridad del poder adquisitivo es el ajuste económico para comparar de una manera realista el nivel de vida entre distintos países, atendiendo al Producto Interno Bruto per cápita en términos del costo de vida en cada país. Este dato es tomado directamente de las publicaciones Energy Balances of OCDE countries y Energy Balances of Non-OCDE countries, AIE, edición 2011.

Figura 5. Consumo total mundial de energía por sector, 2010
8,676.6 Mtep



Fuente: Energy Balances of OCDE countries y Energy Balances of Non-OCDE countries, AIE, edición 2012.

Nota: Otros incluye los sectores comercial y público, agropecuario y pesca y otros no especificados.

La demanda de petrolíferos, principal fuente de energía a nivel mundial, creció 3.4% respecto a 2009. Esto se relaciona con el crecimiento en el consumo de energía de los sectores industrial (7.0%) y transporte (3.3%) (Figura 5). A su vez, el crecimiento en el consumo del sector transporte se asoció al incremento de 3.6% en el parque vehicular mundial¹⁸.

Como ya se mencionó, el PIB mundial creció 5.0% de 2009 a 2010. Este comportamiento provocó una ligera caída de 0.16% en la intensidad

energética¹⁹, con un valor de 0.19 tep por cada mil dólares americanos de 2005²⁰. Lo anterior fue resultado de un mayor crecimiento del PIB en comparación al del consumo de energía durante el periodo observado; es decir, se requirió menor cantidad de energía para generar un dólar de PIB. Este comportamiento se derivó principalmente por una mejor utilización de la capacidad de las instalaciones energéticas, por medidas de eficiencia energética en procesos, equipos y aparatos, entre otras acciones.

En la Figura 6, se muestran tres indicadores para algunos de los países y para las distintas regiones mundiales²¹. En el eje horizontal se presenta la relación de producción y oferta interna bruta y en el eje vertical se indica

¹⁹ La intensidad energética se refiere a la cantidad de energía que se requirió para generar una unidad monetaria del producto interno bruto.

²⁰ Medido en dólares de 2005 utilizando la paridad de poder adquisitivo.

²¹ Asia Meridional (Bangladesh, Kazajstán, Kirguistán, Nepal, Pakistán, Sri Lanka, Tayikistán, Turkmenistán, Uzbekistán); Asia Oriental (Japón, Corea del Norte, Corea del Sur, Hong Kong, Mongolia, Taipéi); África del Norte (Argelia, Egipto, Libia, Marruecos, Túnez); África Subsahariana (Angola, Benín, Botsuana, Camerún, Congo, Costa de Marfil, Eritrea, Etiopía, Gabón, Ghana, Kenia, Mozambique, Namibia, Nigeria, República Democrática del Congo, Senegal, Sudáfrica, Sudán, Tanzania, Togo, Zambia, Zimbabue, otros); Centroamérica/Caribe (Antillas Holandesas, Costa Rica, Cuba, El Salvador, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Panamá, República Dominicana, Trinidad y Tobago); Europa Occidental (Alemania, Austria, Bélgica, España, Finlandia, Francia, Gibraltar, Grecia, Irlanda, Islandia, Italia, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Portugal, Reino Unido, Suiza); Europa Oriental (Albania, Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Bosnia Herzegovina, Bulgaria, Croacia, Eslovenia, Estonia, Georgia, Hungría, Letonia, Lituania, Macedonia, Moldavia, Polonia, República Checa, República Eslovaca, Rumanía, Serbia, Ucrania); Medio Oriente (Arabia Saudita, Bahréin, Chipre, Emiratos árabes Unidos, Irán, Iraq, Israel, Jordania, Kuwait, Líbano, Omán, Siria, Turquía, Yemen); Oceanía (Australia y Nueva Zelanda); Sudamérica (Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay, Venezuela, otros); Sureste asiático (Brunei, Camboya, Filipinas, Indonesia, Malasia, Myanmar, Singapur, Tailandia, Vietnam, otros.)

¹⁸ World Vehicles in Operation by Vehicle Type, 1930-2010, WardsAuto.

el PIB per cápita, mientras que el diámetro de los círculos muestra la intensidad energética.

La relación entre producción y oferta interna bruta mide el grado en que la oferta interna bruta de un país es cubierta con producción nacional. Todos aquellos países o regiones que tienen una tasa mayor que la unidad, satisfacen la mayor parte de sus necesidades energéticas con producción propia. Tal es el caso de México, Rusia, Canadá y los países de Medio Oriente, entre otros. En cambio, países como Estados Unidos, China, India y Brasil, además de Europa Occidental y Oriental, presentaron un índice menor a uno, lo que implicó que dependieron mayoritariamente de las importaciones para cubrir la oferta interna bruta. En 2010, los índices de América del Sur y Asia Oriental fueron los más cercanos al de México (1.26).

Cuadro 1. Países con PIB per cápita más alto en el mundo, 2010

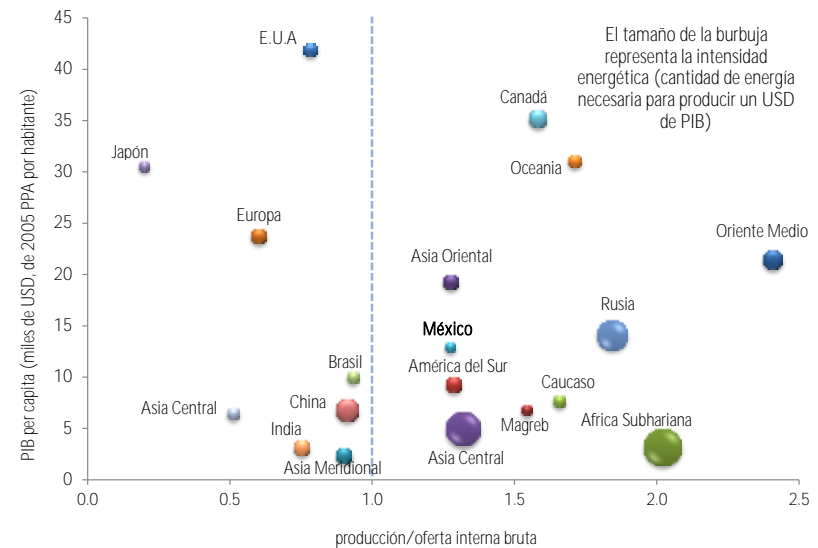
Lugar en PIB per cápita	País
1	Catar
2	Luxemburgo
3	Singapur
4	Noruega
5	Brunei
6	Kuwait
7	Emiratos Arabes Unidos
8	Estados Unidos
9	Swiza
10	Noruega
60	México

Fuente: Energy Balances of OCDE countries y Energy Balances of Non-OCDE countries, AIE, edición 2012.

Respecto al PIB per cápita mundial, en 2010 éste promedió 9.9 miles de USD de 2005. El PIB per cápita de México fue 1.3 veces mayor al promedio mundial. En dicho año, Catar, Luxemburgo, Singapur, Noruega y Brunei tuvieron el mayor PIB per cápita (Cuadro 1).

En cuanto a la intensidad energética, las regiones que mayor uso energético tuvieron por dólar producido fueron África Subsahariana, Asia Central y Medio Oriente. La intensidad energética de Rusia fue 0.35 tep por cada mil dólares americanos de 2000, 2.8 veces mayor a la de México (0.13 tep por cada mil USD). Por su parte, la intensidad energética de Estados Unidos fue 1.3 veces superior a la de México.

Figura 6. Indicadores energéticos a nivel mundial, 2010



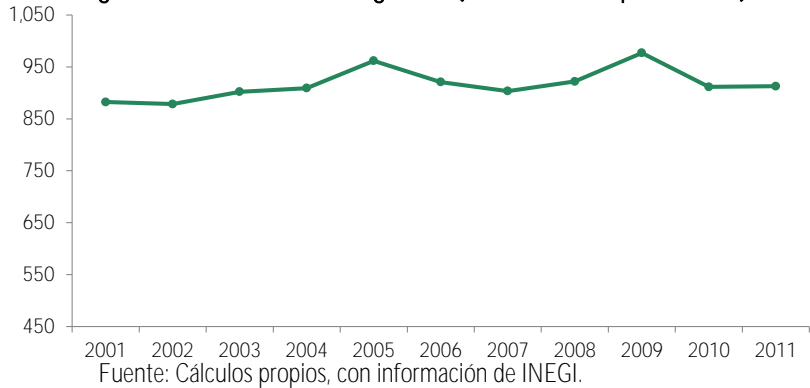
Fuente: Energy Balances of OCDE countries y Energy Balances of Non-OCDE countries, AIE, edición 2012, con cálculos propios.

2. Indicadores nacionales

2.1 Intensidad energética

En 2011 la intensidad energética, es decir, la cantidad de energía requerida para producir un peso de Producto Interno Bruto (PIB) a precios de 2003, fue de 913.5 kJ por peso de PIB producido. Esto implicó un ligero incremento de 0.1% respecto a 2010 (Figura 7).

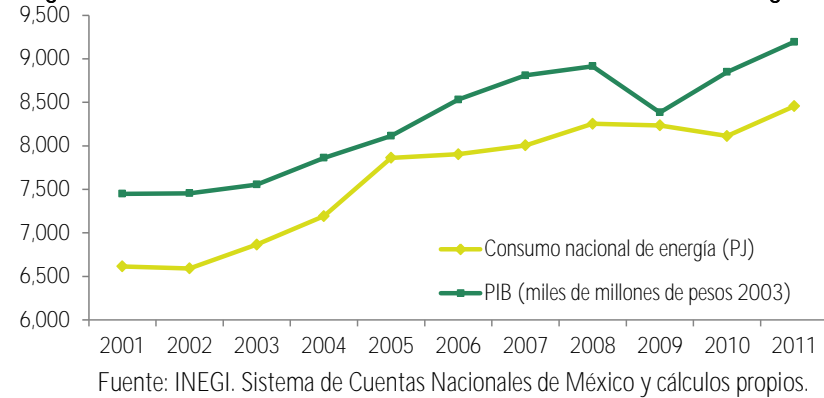
Figura 7. Intensidad energética (KJ/\$ de PIB producido)



De 2010 a 2011, el PIB creció 3.9%, mientras que el consumo nacional de energía incrementó 4.1%. Dicho incremento en el consumo de energía se debió principalmente a un mayor requerimiento de energía en las actividades de transformación (8.7%), lo cual a su vez, estuvo asociado a la mayor generación de electricidad, necesaria para cubrir la incorporación de nuevos usuarios que se conectaron al servicio público de energía eléctrica. Lo anterior definió el comportamiento de la intensidad energética durante 2011.

Es importante mencionar que el consumo de energía está estrechamente ligado a la actividad económica del país. Durante el periodo 2001 a 2011, el coeficiente de correlación lineal²² entre el PIB y el consumo nacional de energía fue 0.92. Esto implica que cuando el PIB incrementa, también lo hace el consumo de energía. No obstante, la relación no siempre se mantiene cuando el PIB disminuye. Esto se debe a que durante la desaceleración de la economía, las centrales eléctricas y muchas de las plantas de producción industrial necesitan permanecer encendidas, lo que impide que el consumo energético decaiga a la par de la actividad económica. En la Figura 8 se presenta la relación que existe entre el PIB y el consumo nacional de energía.

Figura 8. Producto interno bruto vs. consumo nacional de energía

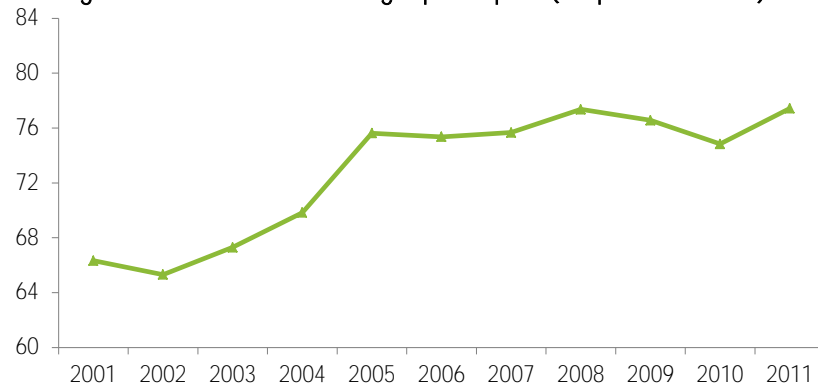


²² El coeficiente de correlación de Pearson mide la relación lineal que existe entre dos variables y puede fluctuar entre el -1 y el 1. Un coeficiente cercano a 1, indica una fuerte relación positiva entre las variables analizadas.

2.2 Consumo de energía per cápita

El consumo de energía per cápita fue 76.9 GJ por habitante²³ en 2011, 3.3% mayor que 2010. En dicho año, la población mexicana pasó de 108.4 a 109.2 millones de habitantes, lo que representó un crecimiento de 0.8%. Por su parte, el consumo nacional de energía creció 4.1%. Como ya se mencionó, este crecimiento se debió, entre otras causas, a un mayor consumo en transformación y a la incorporación de nuevos usuarios al Sistema Eléctrico Nacional²⁴. De 2001 a 2011, el consumo de energía per cápita creció 2.5% promedio anual (Figura 9).

Figura 9. Consumo de energía per cápita (GJ por habitante)



Fuente: Cálculos propios, con información de CONAPO e INEGI.

²³ Equivale a 76'851,183 KJ por habitante.

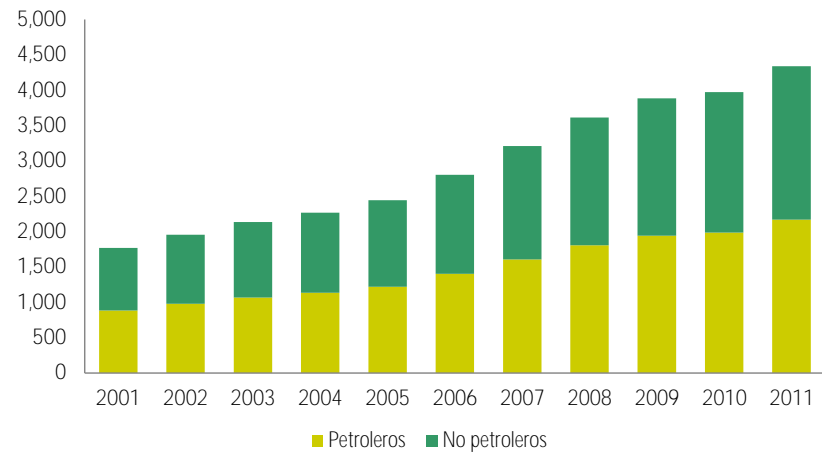
²⁴ La variación que se presentó en el consumo de electricidad derivado de la incorporación de nuevos usuarios al SEN, implica una redistribución del consumo, de forma que ahora se contabiliza dentro del consumo energético total en lugar de pérdidas no técnicas.

En 2011 el consumo de electricidad per cápita incrementó 6.1% respecto al año anterior, al ubicarse en 2,077.4 kilowatts-hora (kWh) por habitante. Esto fue resultado del incremento en el consumo total de electricidad (6.9%) y de la población nacional (0.8%). A raíz de la extinción de Luz y Fuerza del Centro en 2009, se ha incrementado el número de usuarios en el servicio público de energía eléctrica en el Área de Control Central, tanto por la conexión de nuevos servicios como por la regularización de servicios existentes. Tan sólo en 2011 se incorporaron alrededor de 400 mil nuevos clientes, lo que generó que el sector residencial fuera el que mayor incremento presentó, con una variación de 6.3% respecto al año previo.

2.3 Ingresos del sector público

En 2011 los ingresos del sector público provenientes de las actividades petroleras totalizaron 1,096.1 miles de millones de pesos, cifra 12.7% mayor a la registrada en 2010 (Figura 10). Con ello, la participación en los ingresos presupuestarios fue 33.9%, lo que implicó un crecimiento de 0.9 puntos porcentuales respecto a 2010. Lo anterior se debió, en gran medida, a que el precio de la mezcla mexicana de exportación de petróleo crudo aumentó 39.4% respecto a 2010, al ubicarse en 101 dólares por barril.

Figura 10. Ingresos del sector público (miles de millones de pesos)



Fuente: Unidad de Planeación Económica de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SHCP.

3. Oferta y demanda de energía

3.1 Producción de energía primaria

En 2011 la producción nacional de energía primaria totalizó 9,190.76 PJ, 0.7% menor a la registrada en 2010 (Cuadro 2 y Figura 11).

La producción de crudo, principal energético primario, disminuyó 1.2% respecto a 2010. No obstante, es importante mencionar que desde 2010 se ha logrado estabilizar la producción de crudo gracias al desarrollo de los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino, Ixtal-Manik, Delta del Grijalva y Ogarrio Magallanes. Asimismo, al cierre de 2011 se alcanzó una tasa de restitución de reservas 1P²⁵ mayor al 100%. Esto significa que, por cada barril producido, se incorporó uno nuevo a las reservas probadas, garantizando la viabilidad futura del ritmo de producción.

La producción del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap representó 33% del total nacional y aumentó 1.4% en 2011 respecto a 2010. La producción del Activo Integral Cantarell fue equivalente a 19.6% del total, con una caída de 9.7% respecto al año anterior, derivado de la declinación natural de este activo.

En lo que respecta a la producción por tipo de crudo, la de pesado aportó 55.6%, con una caída de 3.2% respecto a 2010. La producción de crudo

ligero observó un incremento de 0.8%, aumentando su participación 0.2 puntos porcentuales, al pasar de 31.1% en 2010 a 31.3% en 2011. Mientras tanto, la producción de crudo súper ligero aumentó 4.7% en relación al año anterior, aportando 13.1% de la producción total.

Cuadro 2. Producción de energía primaria (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010	Estructura porcentual (%) 2011
Total	9,250.71	9,190.76	-0.65	100
Carbón	241.28	290.96	20.59	3.17
Hidrocarburos	8,304.34	8,151.63	-1.84	88.69
Petróleo crudo	6,008.64	5,933.53	-1.25	64.56
Condensados	92.51	100.38	8.50	1.09
Gas natural	2,203.19	2,117.72	-3.88	23.04
Nucleoenergía	63.94	106.39	66.39	1.16
Renovables ¹	641.14	641.78	0.10	6.98
Hidroenergía	132.26	130.56	-1.29	1.42
Geoenergía	149.94	149.29	-0.43	1.62
Energía solar	4.91	5.86	19.40	0.06
Energía eólica	4.46	5.93	33.08	0.06
Biogas	1.30	1.47	13.35	0.02
Biomasa	348.28	348.67	0.11	3.79
Bagazo de caña	88.97	90.58	1.81	0.99
Leña	259.31	258.09	-0.47	2.81

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

¹ Incluye grandes hidroeléctricas.

Nota: no se incluye al gas residual de plantas de gas ni el gas de formación empleado por PEP, ambos agrupados en el concepto: "De otras fuentes" (ver Anexo Metodológico en la sección de flujos de energía).

²⁵ Reserva probada.

En cuanto a la producción bruta de gas natural²⁶, se observó una disminución de 3.9%, debido a la declinación en los proyectos Veracruz (-12.4%) y Burgos (-9.1%), originada por una menor inversión en la Región del Norte²⁷, que concentró 34.7% de la producción bruta de gas natural. A su vez, la menor inversión está relacionada con la baja rentabilidad de los proyectos de gas no asociado, debido al diferencial en los precios de las referencias del gas natural versus las del crudo.

En 2011 el gas enviado a la atmósfera²⁸ disminuyó 40.7% y el aprovechamiento del gas natural pasó de 93.4 % en 2010 a 96% en 2011, derivado de los esfuerzos realizados por PEMEX para disminuir los niveles de quema y venteo de gas.

En cuanto a la producción de carbón mineral lavado, en 2011 ésta totalizó 290.96 PJ, 20.6% mayor respecto a 2010. El carbón térmico, que se utiliza principalmente para generación de electricidad, representó 91.6% de la producción total de carbón mineral y aumentó 22.0%. La producción de carbón siderúrgico totalizó 24.39 PJ y mostró un incremento de 8.4%.

La producción de energía nuclear aumentó 66.4% en 2011 respecto a 2010. Este incremento se debió a que la central nucleoelectrónica Laguna Verde volvió a operar de forma normal después de concluidos los trabajos de modernización y repotenciación.

²⁶ Incluye nitrógeno.

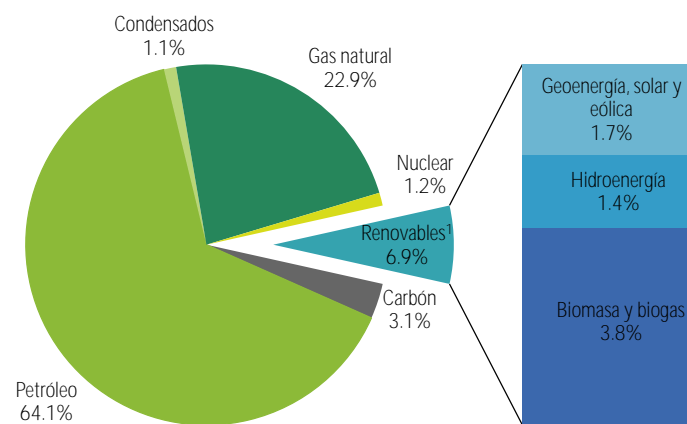
²⁷ Se refiere a la división de PEMEX Exploración y Producción. La región norte está conformada por tres activos integrales, Burgos, Veracruz y Poza Rica-Altamira y un exploratorio.

²⁸ No Incluye bióxido de carbono ni nitrógeno.

Por otro lado, la generación de las hidroeléctricas disminuyó 1.3%, derivado de los escasos niveles de precipitación en 2011 y la consecuente disminución en el nivel de agua en las presas.

La geoenergía totalizó 149.29 PJ durante 2011. Dicha producción presentó una ligera disminución de 0.4% respecto a 2010. Cabe señalar que México ocupa el cuarto lugar a nivel mundial en el aprovechamiento de esta fuente renovable.

Figura 11. Estructura de la producción de energía primaria, 2011
9,190.76 PJ



Fuente: Sistema de Información Energética, con cálculos propios.

¹ Incluye grandes hidroeléctricas.

Nota: Todos los porcentajes son respecto al total de la producción de energía primaria

En lo que se refiere a la energía eólica, durante 2011 comenzaron las pruebas para arrancar las centrales Oaxaca II y Oaxaca III, que son las primeras centrales de generación eólica en la modalidad de Productor

Independiente de Energía (PIE). Dichas centrales inyectaron a la red 0.91 PJ. Adicionalmente, los autogeneradores de electricidad aportaron 4.65 PJ de energía eólica. Con ello, la producción eólica alcanzó 5.93 PJ, 33.1% mayor respecto a 2010.

La producción de energía solar aumentó 19.4% respecto a 2010. Esto último fue resultado de un incremento de 18.8% en el área total instalada de calentadores solares y de 6.8% en módulos fotovoltaicos. Asimismo, en diciembre de 2011 entró en operación el primer Piloto Solar Fotovoltaico de la CFE, de 1 MW de capacidad, ubicado en Santa Rosalía, Baja California Sur.

La producción de biogás, aunque aún es incipiente, mostró un incremento de 13.4%, pasando de 1.3 PJ en 2010 a 1.5 PJ en 2011. Si bien la cantidad de este tipo de energía es aún pequeña, su participación cobra importancia dentro de una visión de diversificación de las fuentes de energía primaria. Por su parte, la biomasa, que se integra por bagazo de caña (30%) y leña (70%) incrementó de 348.28 PJ en 2010 a 348.67 PJ en 2011. En este último año se concretó la entrada en operación de tres proyectos a partir de biomasa y biogás, por una capacidad total de 47.7 MW. Destacó el proyecto de PIASA Cogeneración²⁹, con 40 MW de capacidad a partir de bagazo de caña de azúcar.

3.2 Comercio exterior de energía primaria

En 2011, el saldo neto de la balanza comercial de energía primaria totalizó 2,955.97 PJ (Cuadro 3), 1% por debajo de lo observado en

2010. En 2011 las importaciones de carbón disminuyeron, lo que compensó la disminución de las exportaciones de petróleo crudo.

Cuadro 3. Comercio exterior de energía primaria (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010
Exportaciones totales	3,170.95	3,137.07	-1.07
Carbón	3.23	7.10	119.84
Petróleo crudo	3,167.72	3,128.69	-1.23
Condensados	0.00	1.28	
Importaciones totales	184.22	181.10	-1.70
Carbón	184.22	181.10	-1.70
Saldo neto total	2,986.73	2,955.97	-1.03
Carbón	-180.99	-174.00	-3.86
Petróleo crudo	3,167.72	3,128.69	-1.23
Condensados	0.00	1.28	

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

Las exportaciones de petróleo crudo totalizaron 3,128.69 PJ en 2011, 1.2% menos que en 2010. Dichas exportaciones representaron 52.7% de la producción de crudo; el resto se destinó a las refinerías. Es importante mencionar que en 2011 el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación se ubicó en 101 dólares por barril, 39.4% por arriba de 2010. Por tipo de crudo, 77.4% correspondió a crudo Maya³⁰, 15.2% a Olmeca y 7.4% a crudo tipo Istmo. Destacó el aumento de 1.9 puntos porcentuales en la participación de las exportaciones de crudo Istmo. En cuanto al destino de las exportaciones de petróleo, 81.8% se envió a Estados Unidos, 8.3% a España, 2.8% a la India, 1.5% a Canadá y el 5.6% restante a otros países.

²⁹ PIASA: Promotora Industrial Azucarera, S.A. de C.V.

³⁰ Incluye pesado Altamira.

En tanto, las importaciones de carbón mineral sumaron 181.1 PJ, 1.7% inferior al año previo. Del total de carbón importado en 2011, 43.4% provino de Australia, 30% de Estados Unidos, 15.4% de Sudáfrica, 6.1% de Colombia, 4% de Canadá y el 1.1% restante de otros países.

3.3 Energía primaria a transformación

En 2011, la energía primaria enviada a centros de transformación sumó 5,509.42 PJ, 1.6% más que en 2010. Tal incremento, en términos energéticos, representó 88.2 PJ (Cuadro 4).

Los centros de transformación a los cuales se envió la mayor cantidad de energía fueron las refinerías y despuntadoras (49.6%), en donde se procesa principalmente petróleo crudo. En 2011 se observó una disminución de 1.7% en el envío de energía a estas plantas, derivado de los menores requerimientos de crudo de PEMEX Refinación.

Las plantas de gas y fraccionadoras, instalaciones que procesan principalmente gas natural, procesaron 35.7% de la energía en 2011. De 2010 a 2011, la energía procesada aumentó 4.3%.

Las centrales eléctricas, tanto las de la CFE como PIE y autogeneradores, recibieron 744.3 PJ, lo que representó 13.5% de la energía primaria enviada a transformación. De dicho porcentaje, las centrales de autogeneración participaron con 8%.

En el Cuadro 4 se observa la energía primaria enviada a los centros de transformación por tipo de fuente. Los principales energéticos primarios enviados a transformación fueron el petróleo crudo (49%) y el gas natural (34%).

Cuadro 4. Insumos de energía primaria en centros de transformación (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010	Estructura porcentual (%) 2011
Total	5,421.26	5,509.42	1.63	100
Coquizadoras y hornos	64.38	64.22	-0.24	1.17
Refinerías y despuntadoras	2,783.26	2,734.72	-1.74	49.64
Plantas de gas y fraccionadoras	1,884.50	1,966.18	4.33	35.69
Centrales eléctricas	632.27	686.54	8.58	12.46
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.91	-	0.02
Centrales eléctricas autogeneración	56.85	56.86	0.02	1.03

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

Cuadro 5. Entrada de energía primaria a centros de transformación por fuente (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010	Estructura porcentual 2011 (%)
Total	5,421.26	5,509.42	1.63	100
Carbón	351.44	367.24	4.50	6.67
Petróleo crudo	2,777.60	2,727.69	-1.80	49.51
Condensados	89.47	97.72	9.22	1.77
Gas natural	1,800.69	1,875.49	4.15	34.04
Nucleoenergía	63.94	106.39	66.39	1.93
Hidroenergía	132.26	130.56	-1.29	2.37
Geoenergía	149.94	149.29	-0.43	2.71
Energía eólica	4.46	5.93	33.08	0.11
Bagazo de caña	50.16	47.63	-5.03	0.86
Biogas	1.30	1.47	13.35	0.03

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

3.4 Producción bruta de energía secundaria

La producción bruta de energía secundaria en centros de transformación totalizó 5,534.18 PJ, cifra 1.6% superior a la de 2010 (Cuadro 6).

De la producción de energía secundaria en coquizadoras y hornos, 91.3% correspondió a coque de carbón, mientras que 8.7% fue gas de coque y gas de alto horno.

En refinerías y despuntadoras se observó una producción 2.2% menor a la de 2010, derivado principalmente del incremento en la cantidad de paros no programados en las refinerías de Madero, Tula, Cadereyta y Minatitlán. Asimismo, se llevaron a cabo programas de mantenimiento más agresivos, lo que implica períodos de paro prolongados. También se registraron altos inventarios de productos residuales (que obligan a reducir la utilización) y fallas en los servicios auxiliares en las refinerías de Salina Cruz y Tula.

Los principales combustibles producidos en las refinerías y despuntadoras fueron gasolinas y naftas, combustóleo y diesel, los cuales mostraron una caída en la producción de 4.7%, 3.5% y 3.2% respectivamente. Otro energético producido en las refinerías es el gasóleo, el cual se destinó, en su totalidad, para la autogeneración de electricidad.

Las plantas de gas y fraccionadoras incrementaron su producción 4.4% respecto a 2010. Lo anterior, debido a una mayor recepción de gas natural (4.2%) y condensados (9.2%). El principal producto en estos centros de transformación es el gas seco, que representó 73.3% de la producción secundaria. Otro producto importante es el gas licuado de

petróleo, cuya producción aportó 14.5% del total en plantas de gas y fraccionadoras.

Cuadro 6. Producción bruta de energía secundaria en los centros de transformación (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010	Estructura porcentual (%) 2011
Producción bruta	5,448.74	5,534.18	1.57	100
Coquizadoras y hornos	62.82	61.61	-1.93	1.11
Coque de carbón	55.83	56.27	0.80	1.02
Otros ¹	7.00	5.34	-23.69	0.10
Refinerías y despuntadoras	2,516.87	2,460.76	-2.23	44.46
Coque de petróleo	43.72	44.15	1.00	0.80
Gas licuado	44.48	38.50	-13.43	0.70
Gasolinas y naftas	789.09	751.97	-4.70	13.59
Querosenos	105.33	114.55	8.75	2.07
Diesel	600.31	580.86	-3.24	10.50
Combustóleo	748.59	722.51	-3.48	13.06
Productos no energéticos	89.44	92.22	3.11	1.67
Gas seco	95.61	115.88	21.20	2.09
Otros ²	0.30	0.11	-64.63	0.00
Plantas de gas y fraccionadora:	1,878.85	1,962.25	4.44	35.46
Gas licuado	286.13	284.50	-0.57	5.14
Gasolinas y naftas	146.36	153.51	4.89	2.77
Productos no energéticos	86.50	85.95	-0.63	1.55
Gas seco	1,359.86	1,438.29	5.77	25.99
Electricidad	990.20	1,049.56	5.99	18.97

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

¹ Gas de alto horno y gas de coque utilizados para autogenerar electricidad.

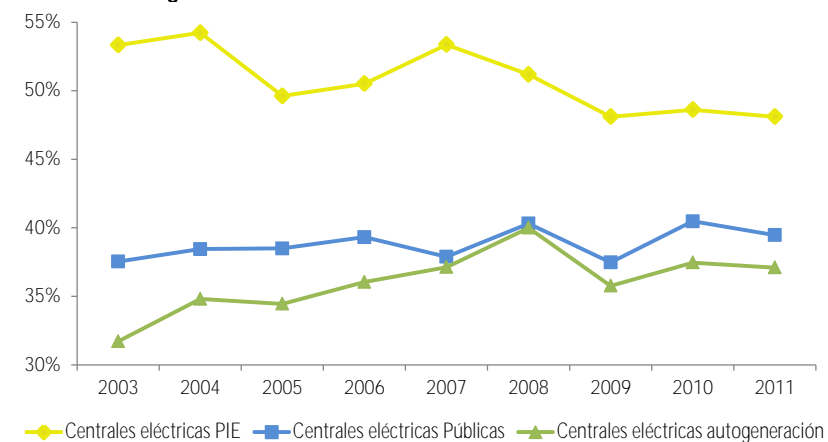
² Gasóleo utilizado para autogenerar electricidad.

Las pérdidas por transformación, que corresponden a la diferencia entre la energía obtenida en los centros de transformación y la energía total

enviada a éstos, ascendieron a 1,659.26 PJ, 8.8% superiores a las de 2010. Con ello, la eficiencia promedio en los centros de transformación, que se define como la relación entre producción e insumos energéticos, fue de 76.9% en 2011.

Las centrales eléctricas públicas tuvieron las mayores pérdidas en 2011. En dicho año, éstas registraron una eficiencia promedio de 41%, 1 punto porcentual por abajo de 2010. No obstante, en los últimos años ésta ha aumentado gracias a la mayor generación a partir de gas natural y la disminución en la generación con combustóleo (Figura 12). Las centrales de los PIE registraron una eficiencia promedio de 48.1% en 2011, 0.5 puntos porcentuales menos que en el año previo. Por su parte, las centrales eléctricas de autogeneración mostraron una eficiencia de 37.1%, 0.4 puntos porcentuales menos que en el año previo.

Figura 12. Eficiencia de las centrales eléctricas



Fuente: Sistema de Información Energética, con cálculos propios.

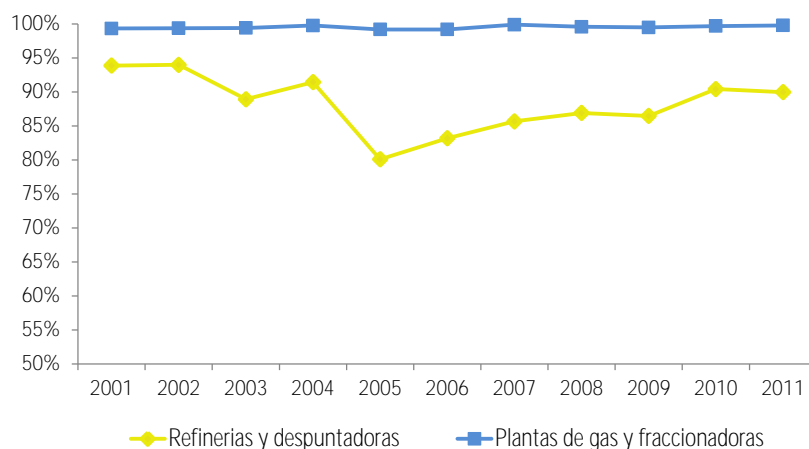
En las refinerías y despuntadoras la merma fue de 273.96 PJ, que correspondió a 16.6% del total. Comparado con 2010, ésta incrementó 2.8%. En 2011, el índice de intensidad energética en refinerías fue de 138.3 versus una referencia internacional de 94.5³¹. El incremento en las pérdidas en estos centros de transformación se debió a una baja utilización de unidades de proceso y alto índice de paros no programados, ocasionado en parte por altos inventarios de productos intermedios y residuales; problemas de confiabilidad operativa en las áreas de fuerza y servicios principales; falla de equipos de precalentamiento de aire en calentadores a fuego directo, lo que redujo su eficiencia en casi 10 unidades; altos consumos de energía por baja eficiencia en trenes de precalentamiento; altos consumos de vapor por baja recuperación de condensado; baja eficiencia en calentadores, calderas y turbogeneradores por obsolescencia de dichos equipos, y altos envíos de vapor de baja y media presión al desfogue, por falta de infraestructura de recuperación. Por su parte, la eficiencia promedió 90%, y comparado con 2010, perdió 0.4 puntos porcentuales, derivado de un incremento relativo en el consumo de energía. No obstante, si se compara con la observada en 2005, ésta incrementó 9.9 puntos porcentuales (Figura 13).

Las plantas de gas y fraccionadoras tuvieron una pérdida de 3.93 PJ y fueron 30.4% menores al año previo, debido a una mejor utilización de su capacidad instalada. La eficiencia en estos centros de transformación fue de 99.8%, 0.1 puntos porcentuales mayor que la registrada en 2010. Como se observa en la Figura 13, éste tipo de plantas normalmente tiene

³¹ Indicadores Solomon 2010, promedio Refinery Supply Corridor III (RSC III).

eficiencias muy altas, lo que significa que producen casi la misma energía que la que reciben.

Figura 13. Eficiencia en refinerías y despuntadoras y plantas de gas y fraccionadoras



Fuente: Sistema de Información Energética, con cálculos propios.

3.5 Comercio exterior de energía secundaria

El comercio exterior de energía secundaria tuvo un saldo neto negativo de 1,670.23 PJ en 2011, 24.3% mayor que el de 2010 (Cuadro 7). Esto fue resultado principalmente del incremento en las importaciones de gas seco y gasolinas, que a su vez se originó por el crecimiento de la demanda de ambos energéticos.

El gas seco registró un déficit en la balanza comercial de 682.68 PJ, 24.5% mayor que el de 2010. Las importaciones cubrieron 26.3% de la oferta interna bruta de gas seco en 2011, 2.9 puntos porcentuales por arriba del año anterior. El gas seco proveniente de Estados Unidos

representó 77.5%, mientras que el 22.5% restante, correspondiente a gas natural licuado, provino principalmente de Catar, Nigeria, Perú, Yemen e Indonesia. Por su parte, las exportaciones de este energético totalizaron 9.23 PJ y su destino fue Estados Unidos.

Cuadro 7. Comercio exterior de energía secundaria (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010
Exportaciones totales	471.50	417.81	-11.39
Coque de carbón	0.02	0.00	-84.99
Coque de petróleo	1.40	0.05	-96.15
Gas licuado	0.14	2.28	1,491.16
Gasolinas y naftas	125.95	141.23	12.13
Querosenos	2.66	3.58	34.33
Diesel	0.86	0.00	-100.00
Combustóleo	284.04	236.99	-16.56
Productos no energéticos	3.82	2.74	-28.16
Gas seco	30.68	9.23	-69.92
Electricidad	21.93	21.71	-1.01
Importaciones totales	1,815.74	2,088.04	15.00
Coque de carbón	10.37	8.91	-14.07
Coque de petróleo	83.18	94.19	13.23
Gas licuado	122.37	126.42	3.31
Gasolinas y naftas	761.70	815.73	7.09
Querosenos	8.05	1.84	-77.16
Diesel	223.98	287.89	28.53
Combustóleo	25.55	58.78	130.11
Productos no energéticos	0.00	0.00	-
Gas seco ¹	578.97	691.91	19.51
Electricidad	1.57	2.36	50.13

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

¹ Las importaciones de gas seco incluyen importaciones de gas natural licuado.

Las gasolinas y naftas registraron un saldo negativo de 674.51 PJ y un incremento de 6.1% respecto a 2010. En 2011 las importaciones cubrieron 52.0% de la demanda, mientras que en 2010 representaron 48.4%. En cuanto a la participación de las importaciones por país de origen, destacaron las provenientes de Estados Unidos (76.5%), Holanda (10.4%), Arabia Saudita (3.8%), Italia (2.7%) y Bahamas (1.3%).

Cuadro 7. Comercio exterior de energía secundaria (Petajoules)
(continuación)

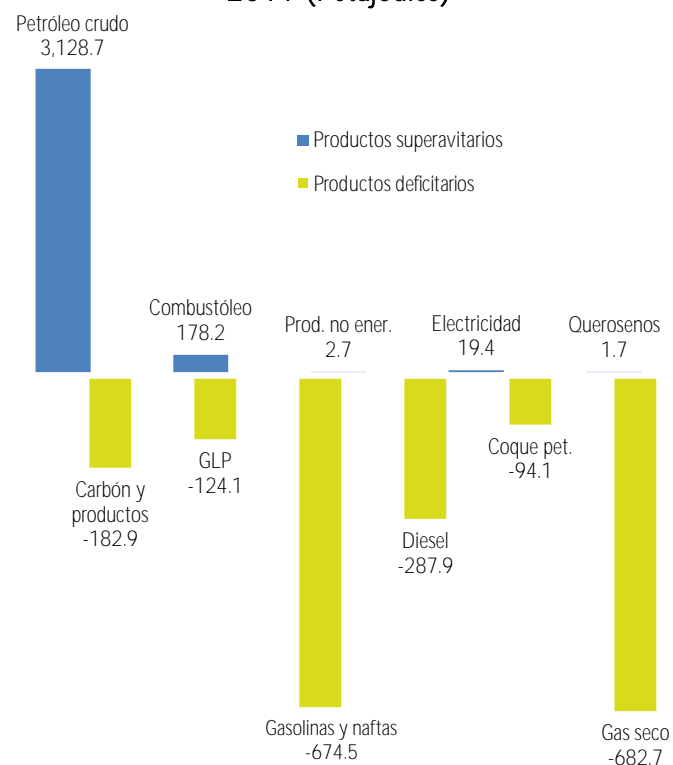
	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010
Saldo neto total	-1,344.24	-1,670.23	24.25
Coque carbón	-10.35	-8.91	-13.96
Coque de petróleo	-81.78	-94.13	15.11
Gas licuado	-122.23	-124.14	1.57
Gasolinas y naftas	-635.75	-674.51	6.10
Querosenos	-5.39	1.74	-132.26
Diesel	-223.12	-287.89	29.03
Combustóleo	258.49	178.20	-31.06
Prod. no ener.	3.82	2.74	-28.16
Gas seco	-548.29	-682.68	24.51
Electricidad	20.36	19.35	-4.96

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

En cuanto al diesel, en 2011 el saldo en la balanza comercial fue negativo en 287.89 PJ, 29% mayor al de 2010. Las importaciones cubrieron 33.8% de la demanda, 6.1 puntos porcentuales más que en 2010. Estados Unidos fue el principal país de origen del diesel importado,

aportando 96.8%. El restante 3.3% provino de Japón, Canadá y Venezuela.

Figura 14. Saldo neto de la balanza comercial de energía por fuente, 2011 (Petajoules)



Fuente: Sistema de Información Energética, con cálculos propios.

El saldo de la balanza comercial de gas licuado de petróleo, registró un déficit de 124.14 PJ. Las importaciones crecieron 3.3% y 95.3% de éstas provinieron de Estados Unidos. El restante 4.7% tuvo origen en

Argentina, Arabia Saudita y Perú. Las exportaciones de gas licuado de petróleo pasaron de 0.14 PJ en 2010 a 2.28 PJ en 2011.

De los principales petrolíferos, el único superavitario durante 2011 fue el combustóleo, con un saldo positivo de 178.2 PJ. No obstante, el saldo neto tuvo una caída de 31.1% respecto al año previo, debido a una caída de 16.6% en las exportaciones. Estados Unidos fue el principal proveedor de combustóleo, aportando 87.4% del total; seguido por Antillas Holandesas con el 4.9%, Perú 4.2% y Ecuador 3.5%. Las exportaciones, que decrecieron 16.6% respecto a 2010, se destinaron principalmente a Estados Unidos (90.6%), a las Antillas Holandesas (6.9%) y Singapur (1%).

Los intercambios de electricidad con el exterior son relativamente menores comparados con los petrolíferos y el gas seco. En 2011 mostraron un saldo favorable de 19.35 PJ, 5% menor al de 2010. Lo anterior fue resultado de un incremento en las importaciones de 50.1% y una caída de 1% en las exportaciones.

3.6 Oferta interna bruta de energía

En 2011, la oferta interna bruta de energía, tanto primaria como secundaria, aumentó 4.1% respecto al año anterior (Cuadro 8). La relación entre producción primaria y oferta interna bruta fue 1.09 en 2011, menos de 0.1 puntos porcentuales inferior a 2010. Esto fue debido, principalmente, a la caída en la producción de petróleo crudo. Este indicador mide el grado en que la producción nacional (total de energía) supera al volumen de los requerimientos de energía del país. No obstante, para complementar la oferta interna bruta y aprovechar las

oportunidades de los precios internacionales, también se recurre a la energía fuera de nuestras fronteras.

Cuadro 8. Oferta interna bruta de energía (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010
Total	8,071.82	8,399.02	4.05
Producción	9,250.71	9,190.76	-0.65
De otras fuentes	733.28	729.93	-0.46
Importación	1,999.96	2,269.13	13.46
Variación de inventarios	-99.31	-129.71	30.61
No aprovechada	-170.37	-106.22	-37.65
Exportaciones	-3,642.45	-3,554.88	-2.40

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

La oferta proveniente de otras fuentes representó 8.7% del total, 0.4 puntos porcentuales menos que 2010. Este flujo de energía se refiere al gas residual de las plantas de gas, el cual sumó 479.72 PJ, y al gas de formación empleado en las actividades de producción de petróleo crudo y gas natural, que fue 250.22 PJ.

En 2011 se importaron 2,269.13 PJ; es decir, 27.0% de la energía disponible en el país se complementó con energéticos provenientes del exterior. Tal volumen de energía fue 13.5% mayor respecto a 2010.

Las exportaciones de energía, en su mayoría petróleo crudo, se ubicaron en 3,554.88 PJ. Comparado con la oferta interna bruta, la cantidad de energía enviada al exterior representó 42.0%, mientras que si se compara con la producción, ésta fue 38.5%. En general, las exportaciones de energía cayeron 2.4% con respecto a 2010.

Cuadro 9. Oferta interna bruta por tipo de energético (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010
Total	8,071.82	8,399.02	4.05
Carbón y coque de carbón	367.32	380.44	3.57
Gas natural y condensados	3,388.06	3,536.96	4.39
Crudo y petrolíferos	3,632.70	3,753.80	3.33
Nucleoenergía	63.94	106.39	66.39
Renovables ¹	619.80	621.43	0.26

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

¹Incluye comercio exterior de electricidad y grandes hidroeléctricas.

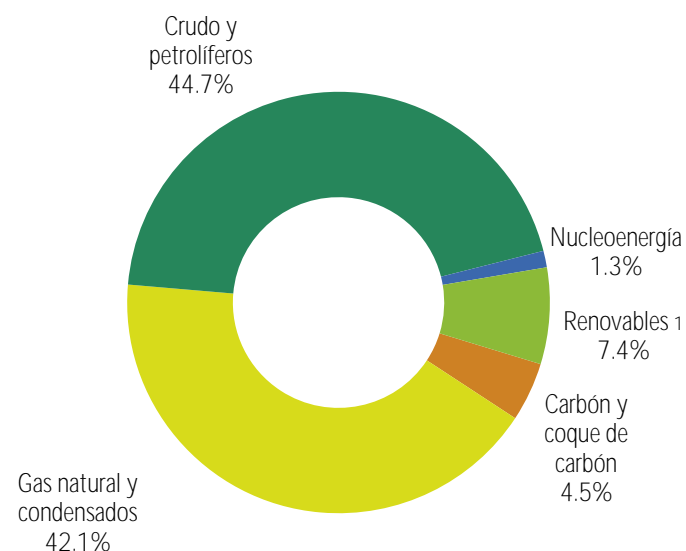
Por tipo de energético, la oferta interna bruta de hidrocarburos representó 86.9%. A pesar de mantener un marcado dominio dentro de la matriz energética, en 2011 los hidrocarburos perdieron 0.1 puntos porcentuales en su participación. El petróleo crudo y los petrolíferos aportaron 44.7% de la oferta total, seguido del gas natural y condensados, con 42.1% (Cuadro 9 y Figura 15).

El carbón mineral y el coque de carbón aportaron 4.5% de la oferta interna bruta de energía (380.44 PJ), perdiendo menos de 0.1 puntos porcentuales respecto a 2010.

La oferta interna bruta de energías renovables totalizó 621.43 PJ en 2011, cifra ligeramente por encima de los valores de 2010³². En conjunto, éstas representaron 7.4% del total. Los tipos de energía que

³²Incluye 19.35 PJ de comercio exterior de electricidad.

incrementaron su producción respecto a 2010 fueron la solar (19.4%), eólica (33.1%), bagazo de caña (1.8%) y biogás (13.4%); mientras que las hidroeléctrica, geotérmica, y leña disminuyeron 1.3%, 0.5% y 0.5% respectivamente. La oferta interna bruta de nucleoenergía registró una participación de 1.3%, ganando 66.4 puntos porcentuales respecto a 2010.

Figura 15. Oferta interna bruta por tipo de energético, 2011
8,399.02 PJ

¹ Incluye grandes hidroeléctricas.

Fuente: Sistema de Información Energética, con cálculos propios.

3.7 Consumo nacional de energía

En 2011 el consumo nacional de energía aumentó 4.1% respecto al año anterior (Cuadro 10), al totalizar 8,399.02 PJ³³. Este flujo es el agregado de la energía que se envía a las distintas actividades o procesos para su utilización. En general, como se observa en la Figura 16, comprende tres divisiones principalmente: consumo del sector energético, recirculaciones y consumo final.

Cuadro 10. Consumo nacional de energía (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010	Estructura porcentual (%) 2011
Consumo nacional	8,071.82	8,399.02	4.05	100
Consumo sector energético	2,587.96	2,771.77	7.10	33.00
Consumo transformación	1,525.99	1,659.26	8.73	19.76
Consumo propio	871.35	923.77	6.02	11.00
Pérdidas por distribución	190.62	188.73	-0.99	2.25
Recirculaciones	576.97	569.62	-1.27	6.78
Diferencia estadística	32.76	62.81	91.75	0.75
Consumo final total	4,874.13	4,994.82	2.48	59.47
Consumo no energético	264.24	259.11	-1.94	3.09
Consumo energético	4,609.89	4,735.71	2.73	56.38

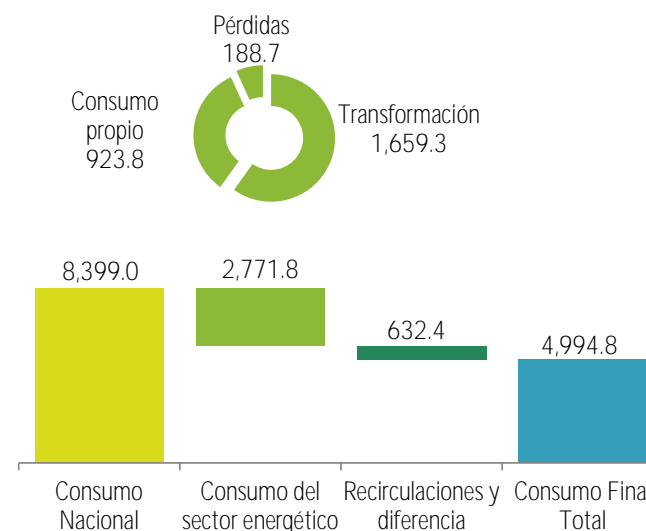
Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

En las actividades propias del sector energético se consumió 33.0% del consumo nacional, 7.1 puntos porcentuales por arriba de 2010. Este consumo se integra por la energía requerida en la transformación de energéticos (59.8%); es decir, aquella utilizada en los procesos para

³³ Para fines del Balance Nacional de Energía, el consumo nacional de energía es igual a la oferta interna bruta total.

obtener energía secundaria a partir de primaria, o en la generación de electricidad. El consumo del sector energético también considera el consumo propio (33.4%), que es el que absorben los equipos que dan soporte o seguridad a los procesos de transformación; y, las pérdidas por transmisión, transporte y distribución, que representaron menos de 1% en 2011 y disminuyeron 1% respecto a 2010, derivado de los esfuerzos realizados por la CFE para disminuir las pérdidas en el Sistema Eléctrico Nacional.

Figura 16. Consumo nacional de energía, 2011 (Petajoules)



Fuente: Sistema de Información Energética, con cálculos propios.

El consumo de gas natural utilizado para recirculaciones representó 6.8% del consumo nacional en 2011 y disminuyó 1.3% respecto a 2010. Este

gas se utiliza dentro de las actividades de explotación de hidrocarburos como en bombeo neumático y sellos.

Por otro lado, en 2011 el consumo final total de energía, que es la energía que se destina al mercado interno o a las actividades productivas de la economía nacional, representó 59% del consumo nacional, 2.5 puntos porcentuales por arriba de lo observado en 2010. El consumo no energético y el energético representaron 3.1% y el 56% del consumo nacional de energía, respectivamente.

3.7.1 Consumo final de energía

En 2011 el consumo final total de energía, definido como la suma del consumo no energético y el consumo energético, mostró un incremento de 2.5% respecto a 2010, totalizando 4,994.82 PJ (Cuadro 11).

El consumo no energético total, que se refiere a aquellos productos energéticos y no energéticos derivados del petróleo que se utilizan como insumos para la producción de diferentes bienes, representó 5.2% del consumo final. Durante 2011 la energía destinada para este fin tuvo una reducción de 1.9%, derivado principalmente del menor consumo no energético de PEMEX Petroquímica, que se reflejó en una ligera disminución en sus ventas.

De dicho consumo, los productos no energéticos representaron 65.3% en 2011. Este tipo de productos incluye asfaltos, lubricantes, parafinas, azufre, negro de humo y otros, elaborados principalmente en las refinerías. Las gasolinas y naftas cubrieron 22.8% de la demanda, el gas seco 11.3%, el gas licuado y el bagazo de caña el restante (Figura 17). El principal incremento se presentó en el gas seco, con una variación de

53.2%, 10.2 PJ adicionales a lo que se consumió durante 2010. Lo anterior se debió principalmente a un mayor requerimiento de este energético en PEMEX Petroquímica (Cuadro 12).

Cuadro 11. Consumo final total de energía (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010	Estructura porcentual (%) 2011
Consumo final total	4,874.13	4,994.82	2.48	100
Consumo no energético total	264.24	259.11	-1.94	5.19
Petroquímica de Pemex	168.90	161.60	-4.32	3.24
Otras ramas	95.34	97.51	2.28	1.95
Consumo energético total	4,609.89	4,735.71	2.73	94.81
Transporte	2,245.25	2,283.98	1.73	45.73
Industrial	1,298.08	1,363.42	5.03	27.30
Residencial, comercial y público	921.25	928.25	0.76	18.58
Agropecuaria	145.32	160.06	10.14	3.20

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

Por su parte, el consumo energético, como su nombre lo indica, se refiere a la energía destinada a la combustión en los procesos y actividades económicas, así como la que se emplea para satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad. Éste representó 59.7% del consumo nacional y 94.8% del consumo final. Los sectores en que se desagrega el consumo energético son el transporte, que es el sector más intensivo en uso de energía, representando 48.2%; el industrial, que consumió 28.8%; el residencial, con 16.2%; el agropecuario, con 3.4%; el comercial, con 2.8%; y, el público, con 0.6%.

Asimismo, en el consumo energético las gasolinas y naftas mostraron la mayor demanda asociada al consumo del sector transporte, con 31.7%.

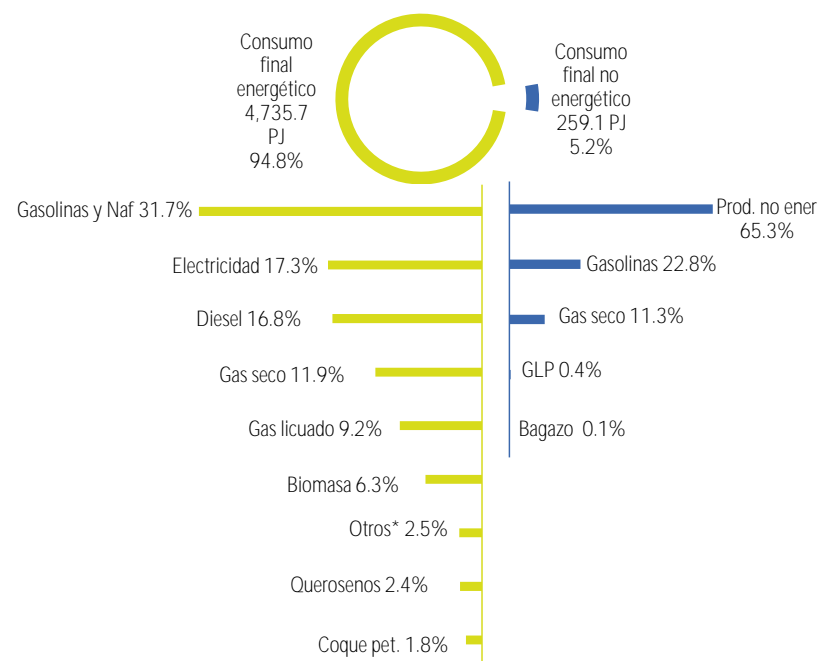
La electricidad fue el segundo energético con mayor demanda, con 17.3; seguida del diesel (16.8%) y el gas seco (11.9%).

Cuadro 12. Consumo final total por tipo de combustible (Petajoules)

	2010	2011	Variación	Estructura
			porcentual (%) 2011/2010	porcentual (%) 2011
Consumo final total	4,874.13	4,994.82	2.48	100
Consumo no energético total	264.24	259.11	-1.94	5.19
Bagazo de caña	0.18	0.28	50.60	0.01
Gas licuado	1.39	1.12	-19.23	0.02
Gas seco	19.17	29.37	53.19	0.59
Gasolinas y Naftas	76.29	59.15	-22.46	1.18
Productos no energéticos	167.21	169.19	1.19	3.39
Consumo energético total	4,609.89	4,735.71	2.73	94.81
Carbón	5.52	4.29	-22.41	0.09
Biomasa	296.96	299.76	0.94	6.00
Solar	4.91	5.86	19.40	0.12
Coque de carbón	62.83	61.80	-1.63	1.24
Coque de petróleo	80.58	84.04	4.29	1.68
Combustóleo	57.89	50.51	-12.74	1.01
Querosenos	114.57	115.54	0.85	2.31
Gas licuado	448.61	435.74	-2.87	8.72
Diesel	752.88	793.78	5.43	15.89
Gasolinas y Naftas	1,492.27	1,502.28	0.67	30.08
Gas seco	528.84	565.29	6.89	11.32
Electricidad	764.03	816.83	6.91	16.35

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

Figura 17. Estructura del consumo final total por tipo de energético, 2011

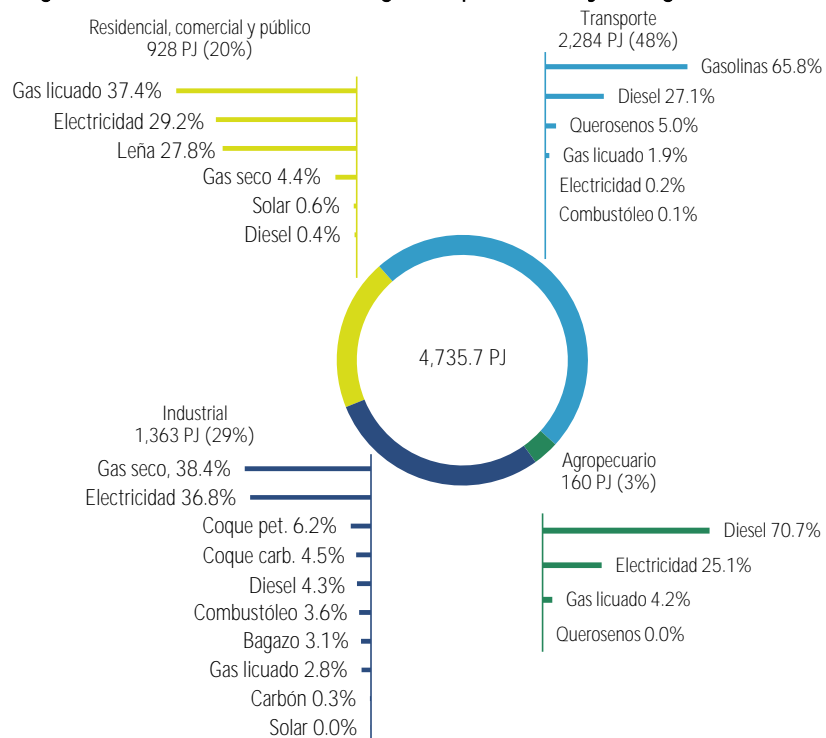


*Incluye carbón, coque de carbón, combustóleo y energía solar.
Fuente: Sistema de Información Energética, con cálculos propios.

3.7.1.1 Consumo final energético por sectores

En 2011 el consumo final energético creció 2.7% respecto a 2010, que se ubicó por debajo del crecimiento del PIB (3.9%). El consumo del sector industrial mostró el mayor incremento, con un aumento de 65.34 PJ; es decir, 5% respecto al año anterior. La Figura 18 presenta el consumo final por sectores en 2011.

Figura 18. Consumo final energético por sector y energético, 2011



Fuente: Sistema de Información Energética, con cálculos propios.

- Sector agropecuario

El consumo de energía en el sector agropecuario, 160.06 PJ, aumentó 10.1% en 2011 con respecto a 2010 (Cuadro 13). De los combustibles que se utilizan en este sector, el más importante es el diesel, que representó 70.1% del total de energía consumida.

Cuadro 13. Consumo de energía en el sector agropecuario (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010	Estructura porcentual (%) 2011
Agropecuario	145.32	160.06	10.14	100
Total de petrolíferos	113.75	119.91	5.42	74.91
Gas licuado	6.89	6.65	-3.54	4.15
Querosenos	0.03	0.02	-34.65	0.01
Diesel	106.83	113.24	6.00	70.75
Electricidad	31.58	40.16	27.17	25.09

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

Nota: referirse al Anexo Metodológico para más información de la forma de integrar los datos de consumo del sector agropecuario.

- Sector residencial, comercial y público

El consumo de energía en el sector residencial incrementó 0.5% en 2011 con respecto a 2010, totalizando 768.69 PJ (Cuadro 14). Este crecimiento se debió principalmente al mayor consumo de electricidad en los hogares (6.3%), derivado de la incorporación –regularización y conexión- de usuarios residenciales al servicio de energía eléctrica en el área central del país. Asimismo, en 2011 se observó una disminución de 2.3% en el consumo de gas LP en los hogares. Esto se debió a la expansión del uso del gas natural en zonas urbanas del país que hoy tienen acceso al mismo, las mejoras en los estándares de eficiencia de los calentadores de agua, la preferencia por el uso del horno de microondas, la sustitución de estufas y la introducción de paneles solares.

El consumo de energía en el sector comercial aumentó 1.8% respecto a 2010. El PIB comercial, de servicios y otras actividades terciarias creció

5.9% de 2010 a 2011; no obstante, es importante mencionar que estos sectores no son tan intensivos en uso de energía, en comparación con otros como el industrial.

Cuadro 14. Consumo de energía en los sectores residencial, comercial y público (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010	Estructura porcentual (%) 2011
Residencial	765.25	768.69	0.45	100
Solar	2.81	3.35	19.33	0.44
Leña	259.31	258.09	-0.47	33.57
Total de petrolíferos	293.71	287.05	-2.27	37.34
Gas licuado	292.53	285.76	-2.31	37.18
Querosenos	1.18	1.29	9.28	0.17
Gas seco	31.56	31.19	-1.18	4.06
Electricidad	177.87	189.02	6.27	24.59
Comercial	128.19	130.44	1.75	16.97
Solar	1.88	2.24	19.46	0.29
Total de petrolíferos	66.64	65.68	-1.43	8.54
Gas licuado	62.95	61.75	-1.90	8.03
Diesel	3.69	3.93	6.65	0.51
Gas seco	9.80	9.64	-1.71	1.25
Electricidad	49.87	52.87	6.02	6.88
Público	27.80	29.12	4.74	3.79
Electricidad	27.80	29.12	4.74	3.79

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

Finalmente, el consumo del sector público, el cual considera la electricidad utilizada en el alumbrado público, bombeo de agua potable y aguas negras, creció 4.7% en 2011. Esto fue resultado principalmente del incremento de 8.0% en el consumo de electricidad para bombeo de agua potable y aguas negras de servicio público

- Sector transporte

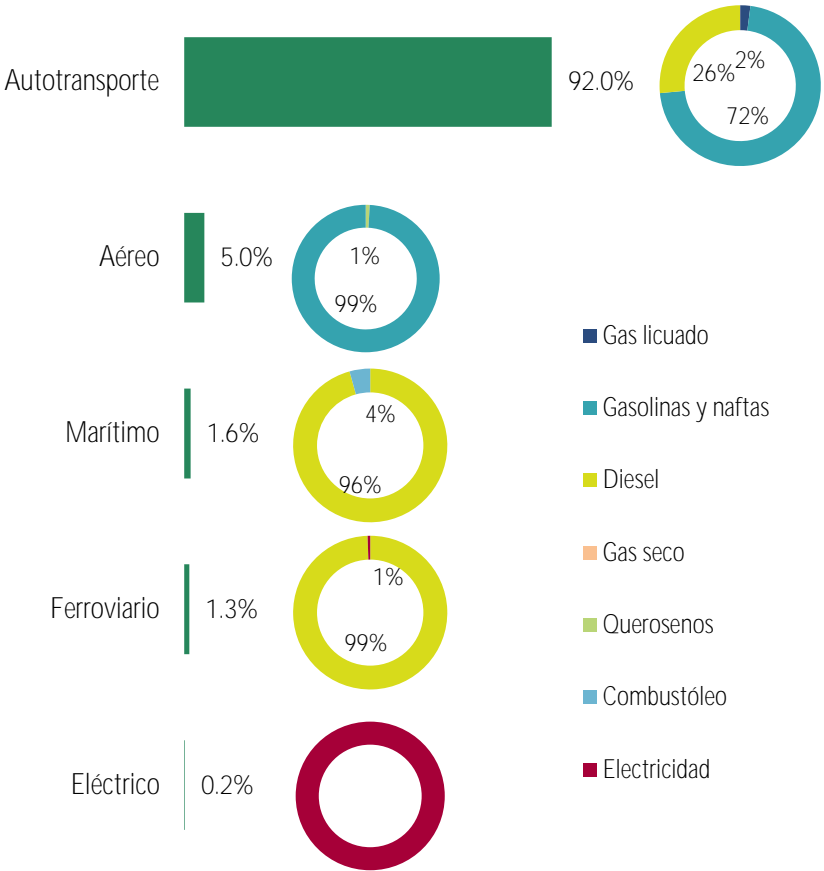
El consumo de combustibles en el sector transporte totalizó 2,283.98 PJ en 2011, 1.7% mayor a 2010.

Cuadro 15. Consumo de energía en el sector transporte (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010	Estructura porcentual (%) 2011
Transporte	2,245.25	2,283.98	1.73	100
Autotransporte	2,070.33	2,100.39	1.45	91.96
Total de petrolíferos	2,069.83	2,099.83	1.45	99.97
Gas licuado	41.36	42.76	3.40	2.04
Gasolinas	1,491.35	1,501.28	0.67	71.48
Diesel	537.12	555.78	3.47	26.46
Gas seco	0.50	0.56	11.40	0.03
Aéreo	114.29	115.23	0.82	5.05
Total de petrolíferos	114.29	115.23	0.82	100
Gasolinas	0.93	1.00	7.62	0.87
Querosenos	113.36	114.23	0.77	99.13
Marítimo	29.96	35.73	19.23	1.56
Total de petrolíferos	29.96	35.73	19.23	100
Diesel	28.07	34.18	21.79	95.67
Combustóleo	1.90	1.55	-18.57	4.33
Ferrovial	26.52	28.75	8.39	1.26
Total de petrolíferos	26.38	28.59	8.39	99.46
Diesel	26.38	28.59	8.39	99.46
Electricidad	0.14	0.16	8.63	0.54
Eléctrico	4.14	3.88	-6.28	0.17
Electricidad	4.14	3.88	-6.28	100

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

Figura 19. Consumo de energía del sector transporte, 2011
(Estructura porcentual por subsector y energético)



Fuente: Sistema de Información Energética y cálculos propios.

El incremento en el consumo de dicho sector fue resultado principalmente del crecimiento en el parque vehicular (3.0%³⁴), la mayor importación de vehículos usados, la política de precios administrados, así como el incremento en el número de créditos para adquirir vehículos nuevos y usados. Tan sólo entre de 2010 a 2011, se otorgaron 169,077 créditos para la compra de autos³⁵.

En 2011 también se observó un crecimiento importante en el consumo de energéticos en el transporte marítimo, derivado principalmente del incremento de 6.8%³⁶ en los movimientos de carga del transporte marítimo (Cuadro 15 y Figura 19).

- Sector industrial

El sector industrial es el segundo mayor consumidor de energía en el país, durante 2011 absorbió 28.8% del consumo energético total. Tal consumo mostró un crecimiento de 5% respecto al año anterior, para ubicarse en 1,363.42 PJ (Cuadro 16 y Figura 20).

Las industrias que se identifican como las mayores consumidoras de energía, de acuerdo al Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte son:

³⁴ Fuente: INEGI. Considera los siguientes vehículos de motor registrados en circulación: automóviles, camiones para pasajero y camiones y camionetas de carga.

³⁵ El número de créditos se otorgó entre octubre de 2010 y octubre de 2011. Fuente: Banxico, disponible en <http://www.banxico.org.mx/sistema-financiero/publicaciones/indicadores-basicos-de-creditos-automotrices-/7B2C554AA1-959C-D2AA-5F98-2195377FF1AB%7D.pdf>

³⁶ Fuente: Quinto informe de labores, Secretaría de Comunicaciones y Transportes. Referido al periodo enero-junio de 2010 vs. mismo periodo de 2011.

- Industria básica del hierro y del acero
- Fabricación de cemento y productos a base de cemento en plantas integradas
- PEMEX Petroquímica³⁷
- Industria química
- Fabricación de vidrio y productos de vidrio
- Fabricación de pulpa, papel y cartón
- Minería de minerales metálicos y no metálicos, excepto petróleo y gas
- Elaboración de azúcares
- Elaboración de cerveza
- Elaboración de refrescos, hielo y otras bebidas no alcohólicas, y purificación y embotellado de agua
- Construcción
- Fabricación de automóviles y camiones
- Fabricación de productos de hule
- Fabricación de fertilizantes
- Elaboración de productos de tabaco

El gas seco, combustible más utilizado en la industria, aportó 38.4% (523.91 PJ) del consumo del sector en 2011. Lo anterior implicó un incremento de 7.6%. A excepción de PEMEX Petroquímica, la

³⁷ La industria petroquímica se incluye dentro del subsector de la industria química; sin embargo, en el Balance Nacional de Energía se incluye por separado petroquímica de PEMEX debido a su importancia.

fabricación de cemento, minería y tabaco, el resto de las ramas incrementaron su demanda.

Cuadro 16 Consumo de energía en el sector industrial por energético (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010	Estructura porcentual (%) 2011
Total	1,298.08	1,363.42	5.03	100
Energía solar	0.22	0.27	19.83	0.02
Bagazo de caña	37.65	41.67	10.68	3.06
Carbón	5.52	4.29	-22.47	0.31
Coque total	143.41	145.84	1.70	10.70
Coque de carbón	62.83	61.80	-1.63	4.53
Coque de petróleo	80.58	84.04	4.29	6.16
Total de petrolíferos	151.67	145.82	-3.86	10.70
Gas licuado	44.89	38.81	-13.53	2.85
Diesel	50.80	58.04	14.27	4.26
Combustóleo	55.99	48.97	-12.55	3.59
Gas seco	486.97	523.91	7.58	38.43
Electricidad	472.63	501.62	6.13	36.79

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

El consumo de electricidad fue equivalente a 501.62 PJ y representó 36.8% del consumo industrial. Éste aumentó 6.1%, derivado de los incrementos registrados en la fabricación de cemento, de vidrio, de fertilizantes, de automóviles, de productos de hule, en la elaboración de refrescos de tabaco y en la construcción.

Cuadro 17. Consumo de energía en el sector industrial (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010	Estructura (%) 2011
Total	1,298.08	1,363.42	5.03	100
Otras ramas	636.57	668.41	5.00	49.02
Industria básica del hierro y del acero	151.13	168.97	11.80	12.39
Fabr. de cemento y productos a base de cemento en plantas integradas	123.95	120.47	-2.80	8.84
Pemex Petroquímica	104.26	98.45	-5.57	7.22
Industria química	57.69	66.29	14.90	4.86
Fabricación de vidrio y productos de vidrio	35.95	44.32	23.29	3.25
Fabricación de pulpa, papel y cartón	34.78	36.25	4.24	2.66
Minería de minerales metálicos y no metálicos, excepto petróleo y gas	53.48	53.44	-0.07	3.92
Elaboración de azúcares	42.37	43.11	1.74	3.16
Elaboración de cerveza	14.90	14.47	-2.84	1.06
Elab. de refrescos, hielo y otras bebidas no alcohólicas, y purif. y embotellado de agua	11.00	12.55	14.16	0.92
Construcción	11.97	11.61	-2.96	0.85
Fabricación de automóviles y camiones	10.46	12.69	21.39	0.93
Fabricación de productos de hule	6.73	8.68	28.95	0.64
Fabricación de fertilizantes	2.56	3.37	31.70	0.25
Elaboración de productos de tabaco	0.29	0.33	13.33	0.02

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

El consumo de petrolíferos (combustóleo, diesel y gas licuado de petróleo), que en conjunto contribuyeron con 10.7% de la demanda, al sumar 145.82 PJ, disminuyó 3.9%. Esto fue resultado del menor consumo de estos combustibles en todas las ramas, con excepción de la industria química, minería, elaboración de refrescos, fabricación de automóviles y fabricación de productos de hule

Los requerimientos de coque de petróleo en la industria, con una aportación de 6.2%, fueron equivalentes a 84.04 PJ, 4.3% mayor a lo consumido en 2010. Lo anterior fue resultado del menor consumo en las industrias de fabricación de vidrio, hierro y del acero y fabricación de cemento.

El consumo de carbón y coque de carbón representó 4.8% del total, y sumó 66.09 PJ, 24.0% menos que en 2010. Esta disminución resultó principalmente por la caída en el consumo de carbón en la fabricación de cemento, y en el menor consumo de coque de carbón en la industria básica del hierro y acero.

El consumo del bagazo de caña en el sector industrial totalizó 41.67 PJ, cifra 10.7% inferior a la de 2010. Esta fuente primaria de energía aportó 3.1% del total del requerimiento energético del sector. La variación observada fue debido a un menor uso en los procesos de la elaboración de azúcares.

El empleo de energía solar para satisfacer necesidades energéticas en este sector totalizó 0.27 PJ. Aunque su aportación a la canasta de combustibles de la industria fue marginal, mostró un crecimiento constante en los últimos años. En comparación con 2010, tuvo un crecimiento de 19.8%.

La rama más intensiva en el uso de energía fue la industria básica del hierro y del acero. Sus requerimientos de energía totalizaron 168.97 PJ, que representó el 12.4% del consumo industrial. Respecto a 2010, el consumo incrementó 11.8%, principalmente por un mayor consumo de gas seco.

Cuadro 18. Consumo de energía en la fabricación de cemento (Petajoules)

	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010	Estructura porcentual (%) 2011
Consumo final total¹	135.85	131.62	-3.11	100
Fuentes convencionales	123.95	120.47	-2.80	91.53
Carbón	5.52	4.29	-22.41	3.26
Coque de petróleo	75.94	78.75	3.70	59.83
Petrolíferos	2.90	1.87	-35.71	1.42
Gas seco	9.09	4.03	-55.66	3.06
Electricidad	30.49	31.54	3.45	23.96
Fuentes alternativas	11.91	11.15	-6.37	8.47
Residuos sólidos	7.63	7.06	-7.50	5.36
Residuos líquidos	0.92	0.67	-28.02	0.51
Llantas	3.35	3.43	2.19	2.60

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

¹ Incluye fuentes alternativas de energía.

Se utilizó un PCN de 30.4 GJ/ton. para llantas, 15.2 GJ/ton. para residuos sólidos y

13.4 GJ/ton. para residuos líquidos

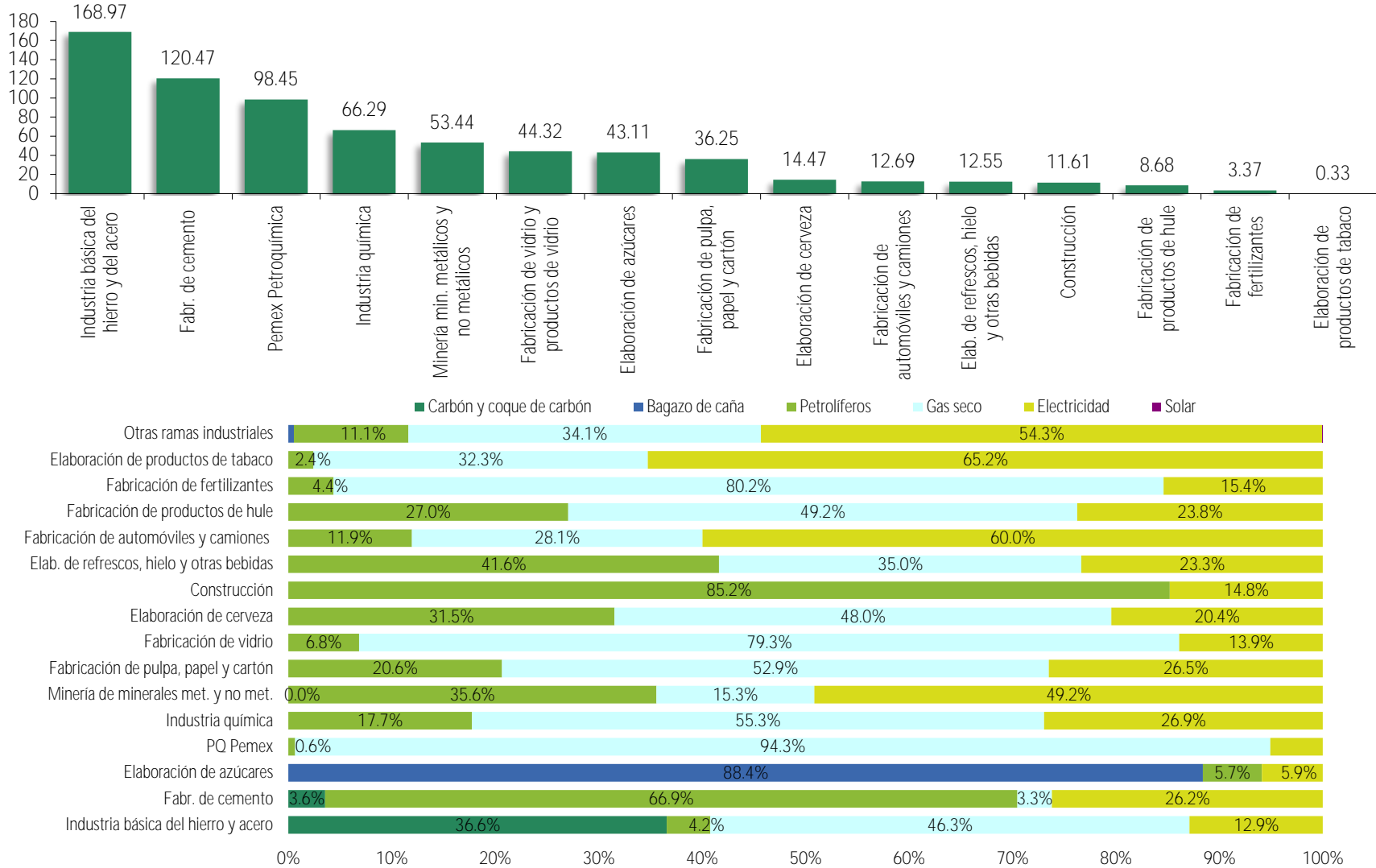
información de las fuentes convencionales de energía utilizada en esta rama; sin embargo, esta industria utiliza otras fuentes alternas para cubrir sus requerimientos energéticos. Las fuentes convencionales, cubrieron alrededor de 91.5% de la demanda de energía durante 2011. El restante 8.5% fue cubierto por otros insumos con valor energético, como llantas, residuos sólidos y residuos líquidos (Cuadro 18).

La Petroquímica de PEMEX ocupó el tercer lugar en consumo de energía en el sector industrial. Representó 7.2% del total del sector, totalizando 98.45 PJ consumidos durante 2011, 5.6% menos que en 2010

En la Figura 20 se puede observar el consumo de las demás ramas industriales.

La industria de fabricación de cemento fue la segunda consumidora de energía más importante, con una participación de 8.8% en 2011. En dicho año su demanda energética totalizó 120.47 PJ, 2.8% menor que 2010. En los flujos del Balance Nacional de Energía se incorpora la

Figura 20. Consumo energético de las principales ramas industriales y estructura por tipo de energético en 2011 (Petajoules)



4. Emisiones de gases de efecto invernadero del sector

De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases Efecto Invernadero 1990–2006 (INEGEI), el sector energía (producción, transformación, manejo y consumo de productos energéticos) es la principal fuente de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) en México. Representó 60.7% del total de las emisiones durante 2006³⁸.

Dentro del contexto internacional, la Agencia Internacional de Energía ha identificado que el sector energético contribuye con aproximadamente 80% de las emisiones de GEI en el mundo³⁹. En su mayoría (60%), se derivan de la liberación de CO₂ durante la combustión, como resultado de la oxidación de carbono en los combustibles. No obstante, también existen emisiones fugitivas producidas por la liberación de gases como el metano (CH₄).

En México, las emisiones totales de GEI del sector energético alcanzaron 498.51 Tg CO₂ eq⁴⁰ durante 2011, 3.5% inferior respecto a 2010 (Cuadro 19). De 2001 a 2011, dichas emisiones crecieron 1.8% promedio anual (Figura 21).

³⁸ Es el último año que se reporta en el INEGEI.

³⁹ CO₂ Emissions from Fuel Combustion, Edición 2010, AIE.

⁴⁰ Un Teragramo es igual a un millón de toneladas.

Cuadro 19. Emisiones de GEI por fuente (Tg CO₂ eq.)

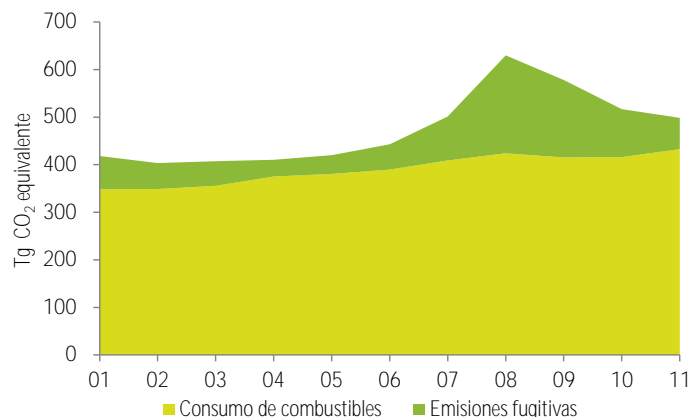
	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010	Estructura porcentual (%) 2011
Emisiones CO₂ eq.	516.84	498.51	-3.55	100
Consumo de combustibles	415.91	432.73	4.04	86.80
CO ₂	400.44	417.09	4.16	83.67
CH ₄	1.83	1.87	2.16	0.37
N ₂ O	13.65	13.77	0.90	2.76
Emisiones fugitivas	100.93	65.78	-34.82	13.20
CH ₄	100.93	65.78	-34.82	13.20

Fuente: SENER e INE. Cálculos propios utilizando la metodología del IPCC de 1996.

Del total de las emisiones de GEI en 2011, 86.8% (432.73 Tg CO₂ eq.) correspondió a las emisiones asociadas al consumo de combustibles, y el restante 13.2% (65.78 Tg CO₂ eq.) a emisiones fugitivas.

En cuanto a las emisiones asociadas al consumo de combustibles, se estiman las correspondientes a CO₂, CH₄ y óxido nitroso (N₂O). Las emisiones de CO₂ dependen del contenido de carbono en el combustible. Los otros gases obedecen a las condiciones de combustión y la tecnología. Por su parte, en las emisiones fugitivas se estiman las de CH₄ provenientes de la producción y manejo del carbón y de las actividades del petróleo y gas natural (Cuadro 19). Durante 2011 la principal emisión del sector energético fue el CO₂, que contribuyó con 83.7% (417.09 Tg) del total. Le siguieron las emisiones de CH₄, con 13.6% (67.6 Tg CO₂ eq.) y N₂O, con 2.8% (13.77 Tg CO₂ eq.) (Cuadro 20).

Figura 21. Evolución de las emisiones de GEI del sector energético (Tg CO₂ eq.)



Fuente: SENER e INE. Cálculos propios utilizando la metodología del IPCC de 1996.

Cuadro 20. Emisiones de GEI por gas, 2011 (Tg de CO₂ eq.)

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total CO ₂ eq
Consumo de combustibles	417.09	1.87	13.77	432.73
Consumo propio	37.73	0.03	0.04	37.80
Generación de electricidad	132.77	0.16	0.51	133.44
Industrial	54.19	0.07	0.14	54.39
Transporte	159.33	0.47	12.67	172.47
Comercial	4.68	0.01	0.02	4.71
Residencial	19.67	1.09	0.37	21.14
Agropecuaria	8.72	0.03	0.02	8.77
Emisiones fugitivas	0.00	65.78	0.00	65.78
Industria del petróleo	0.00	0.43	0.00	0.43
Industria del gas	0.00	62.71	0.00	62.71
Industria del carbón	0.00	2.64	0.00	2.64
Emisiones CO₂ equivalente	417.09	67.65	13.77	498.51

Fuente: SENER e INE. Cálculos propios utilizando la metodología del IPCC de 1996.

Indicadores

En 2011 se emitieron 54.22 gramos de CO₂ equivalente por cada peso del PIB, 7.2% por debajo de lo observado durante 2010. Lo anterior muestra cómo se ha ido transitando hacia una economía más sustentable.

Las emisiones per cápita promediaron 5 toneladas de CO₂ por habitante en 2011, 3.5% menor que las de 2010. No obstante, de 2001 a 2011 éstas crecieron 1.8% promedio anual.

4.1 Emisiones de GEI asociadas al consumo de combustibles

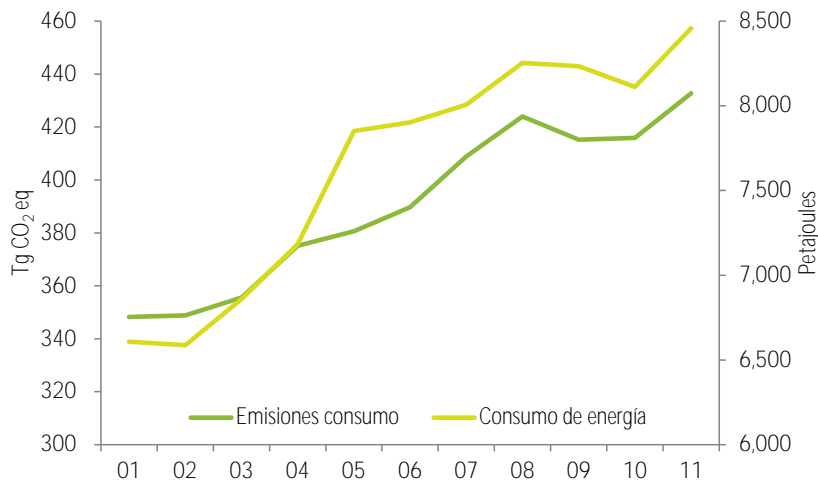
Tanto el consumo de energía como las emisiones de GEI asociadas al consumo de combustibles en nuestro país han mostrado un comportamiento ascendente en los últimos años. De 2001 a 2011 la tasa de crecimiento promedio anual del consumo de energía fue de 2.5%, mientras que las emisiones por consumo de combustibles crecieron 2.3% promedio anual.

En 2011, 91.3% de la oferta interna bruta, equivalente al consumo nacional de energía, provino de combustibles fósiles, mientras que menos de 9% se cubrió con combustibles no fósiles⁴¹. Esta proporción se ha mantenido relativamente constante, mostrando la fuerte dependencia del país en los combustibles fósiles, principalmente en los hidrocarburos. No obstante, en la Figura 22 también se puede observar cómo a partir de 2005 comienza una disociación entre el ritmo de crecimiento del

⁴¹ Considera energías renovables, grandes hidroeléctricas y nucleenergía.

consumo de energía y las emisiones de CO₂ asociadas al consumo de combustibles.

Figura 22. Evolución del consumo nacional de energía y las emisiones asociadas al consumo de combustibles



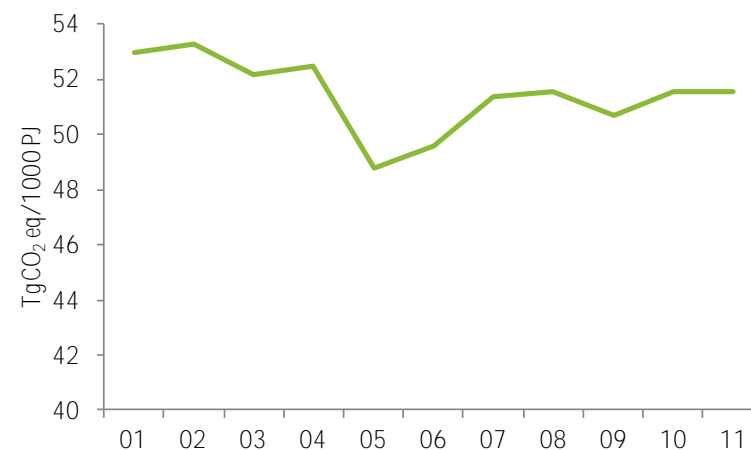
Fuente: SENER e INE. Cálculos propios utilizando la metodología del IPCC de 1996.

Esta separación está asociado a las acciones que se han llevado a cabo para transitar hacia un sector energético más sustentable que busca: diversificar la matriz energética, mediante el impulso a las energías limpias y renovables; incrementar los niveles de eficiencia en el uso y consumo de la energía; y, reducir el impacto ambiental del sector energético.

Por otro lado, el principal gas que se emite durante los procesos de combustión de energía es el CO₂. Durante 2011, aportó 96.4% del total de este tipo de emisiones. Le siguieron, en orden de importancia, el N₂O, con una participación de 3.2% y el CH₄, con 0.4% del total.

Durante 2011 se emitieron 51.5 Tg CO₂ eq. por cada 1,000 PJ consumidos, prácticamente igual que en 2010 (-0.01%). De 2001 a 2011 este indicador disminuyó a una tasa promedio anual de 0.3%, alcanzando su valor máximo en 2002, cuando registró un valor de 53.27 Tg CO₂ eq. por cada 1,000 PJ consumidos (Figura 23). Durante 2005 se combinaron una serie de factores que generaron una caída importante en este indicador. Entre ellos se identifica un incremento de 11.7% en la generación de electricidad a partir de fuentes no fósiles, un aumento de 23.8% en las recirculaciones de gas natural, así como un incremento en la energía destinada al consumo no energético de 1.2%.

Figura 23. Relación de emisiones de CO₂ asociadas al consumo de combustibles y consumo de energía



Fuente: SENER e INE. Cálculos propios utilizando la metodología del IPCC de 1996.

Emisiones de GEI asociadas al consumo de combustibles por sector

Industria energética

Las emisiones de la industria energética están conformadas por las asociadas a la generación de electricidad y las que se derivan del consumo propio; es decir, la energía que las empresas energéticas utilizan para el funcionamiento de sus instalaciones.

Como se observa en la Figura 24 y Figura 25, las emisiones asociadas a la generación de electricidad aportaron 30.8% de las emisiones por consumo de combustibles en 2011. De 2010 a 2011, éstas crecieron 7.9%, resultado principalmente del incremento en el uso de gas seco (7.2%), carbón (5.6%) e incluso de combustóleo (9.5%). Las emisiones por generación de electricidad a lo largo del periodo 2001-2011 crecieron 1.5% promedio anual.

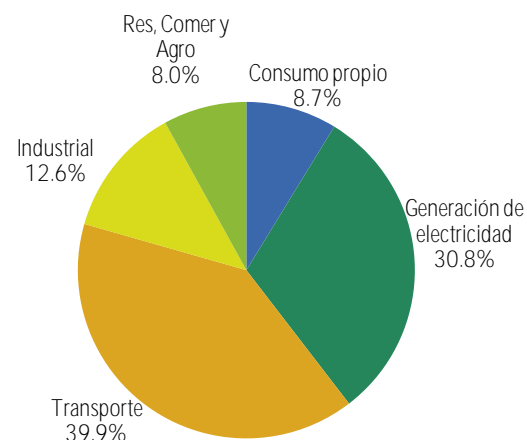
Por su parte, el consumo propio del sector energético contribuyó con 8.7% del total de este tipo de emisiones, con 37.8 Tg CO₂ eq., cifra 6.4% mayor que en 2011. A pesar que su participación porcentual se ha mantenido relativamente estable, de 2001 a 2011 las emisiones de GEI asociadas a esta actividad crecieron 1.9% promedio anual.

Transporte

El sector transporte contribuyó con 39.9% del total las emisiones de GEI por consumo de combustibles. En 2011 generó 172.47 Tg CO₂ eq., 1.7% mayor a 2010 (Figura 24). De 2001 a 2011, las emisiones del sector transporte crecieron 3.8% (Figura 25) promedio anual, derivado del aumento de 42.2% en su consumo de energía.

En cuanto a los gases emitidos en el sector transporte, el principal fue el CO₂, con una participación de 92.4%. El N₂O contribuyó con 7.3% del total y el restante lo aportó el CH₄.

Figura 24. Estructura de las emisiones de GEI asociadas al consumo de combustible por sector, 2011
432.7 Tg de CO₂ eq.



Fuente: SENER e INE. Cálculos propios utilizando la metodología del IPCC de 1996.

Industrial

Las emisiones del sector industrial por consumo de combustibles totalizaron 54.39 Tg CO₂ eq., que corresponde a 12.6% del total. Respecto a 2010, dicha participación disminuyó 0.7 puntos porcentuales. Cabe destacar que de 2001 a 2011, las emisiones del sector industrial disminuyeron 1.7% promedio anual. Esto fue resultado principalmente de una reducción de 12.6% en el uso de combustóleo y un aumento de 3.3% en el consumo de gas natural. A su vez, esto se

derivó por mejoras en los procesos productivos para incrementar la eficiencia, la aplicación de una normatividad ambiental más estricta y el diferencial de precios entre ambos combustibles.

La estructura por tipo de gas emitido durante 2011 fue similar al total. El CO₂ aportó prácticamente la totalidad de las emisiones de CO₂ eq., con 99.6%, mientras que el N₂O contribuyó con 0.3% y el CH₄ con 0.1%.

Residencial

El sector residencial emitió 4.9% del total en 2011; es decir, 21.14 Tg CO₂ eq, 1.5% menores que 2010. De 2001 a 2011, las emisiones incrementaron 0.3% promedio anual. Sin embargo, su participación disminuyó 1.06 puntos porcentuales. El CO₂ aportó 93.1% del total de emisiones, mientras que el CH₄ contribuyó con 5.2% y el N₂O con 1.8%.

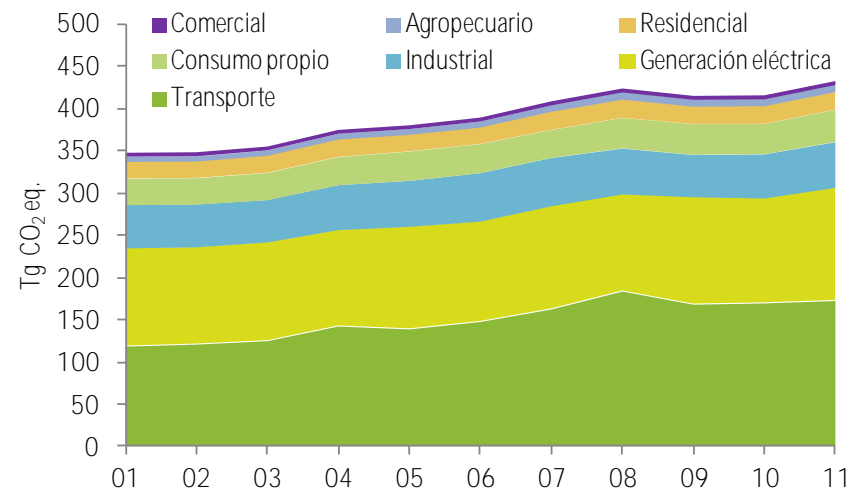
Agropecuario

Durante 2011, se emitieron 8.77 Tg CO₂ eq. en el sector agropecuario, 2% del total de este tipo de emisiones. Asimismo, se observó un incremento de 6% respecto a las emisiones de este sector en 2010.

De 2001 al 2011 las emisiones del sector agropecuario por concepto de consumo de combustibles aumentó 3.8%. Sin embargo, el incremento observado, en términos de CO₂ eq., no fue muy representativo, dada la participación absoluta de este sector en el total de emisiones.

El CO₂ fue el gas que tuvo la aportación más alta al total de las emisiones de GEI del sector agropecuario, con 99.5%. Por su parte, el CH₄ contribuyó con 0.3% y el N₂O con 0.2%.

Figura 25. Evolución de las emisiones de CO₂ eq. asociadas al consumo de combustibles por sector



Fuente: SENER e INE. Cálculos propios utilizando la metodología del IPCC de 1996.

Comercial

En 2011 el sector comercial emitió 4.71 Tg CO₂ eq, aportando 1.1% de las emisiones del sector energético por consumo de combustibles. Las emisiones mostraron un incremento promedio de 0.4% anual de 2001 a 2011. El CO₂ aportó 99.3%, el N₂O 0.4% y el CH₄ el 0.3% del total.

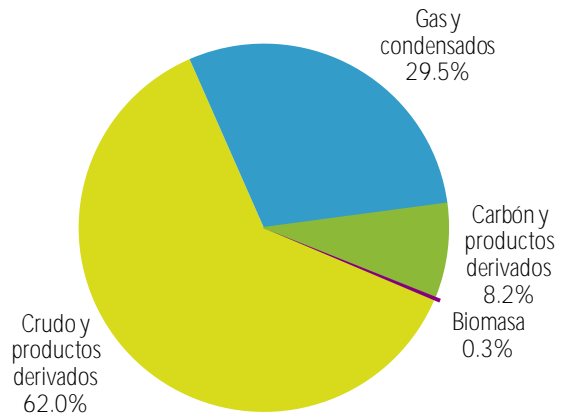
Emisiones GEI asociadas al consumo de combustibles por tipo de energético

El petróleo crudo y los petrolíferos aportaron 62% (Figura 26) de las emisiones de GEI de México en 2011. El 95% de las emisiones

correspondieron a CO₂, mientras que el N₂O y el CH₄ aportaron 4.8% y 0.2%, respectivamente.

Las emisiones de gas natural y condensados representaron 29.5% del total de las emisiones de GEI. Éstas se conformaron por 99.8% de CO₂, 0.2% de CH₄ y 0.1% de N₂O.

Figura 26. Estructura de las emisiones de GEI asociadas al consumo de combustibles por tipo de energético, 2011
432.7 Tg de CO₂ eq.



Fuente: SENER e INE. Cálculos propios utilizando la metodología del IPCC de 1996. En cuanto al carbón y sus productos derivados, éstos aportaron 8.2% al total de las emisiones de este tipo. El 98.7% correspondió a CO₂, 1.3% a N₂O y menos del 0.1% a CH₄.

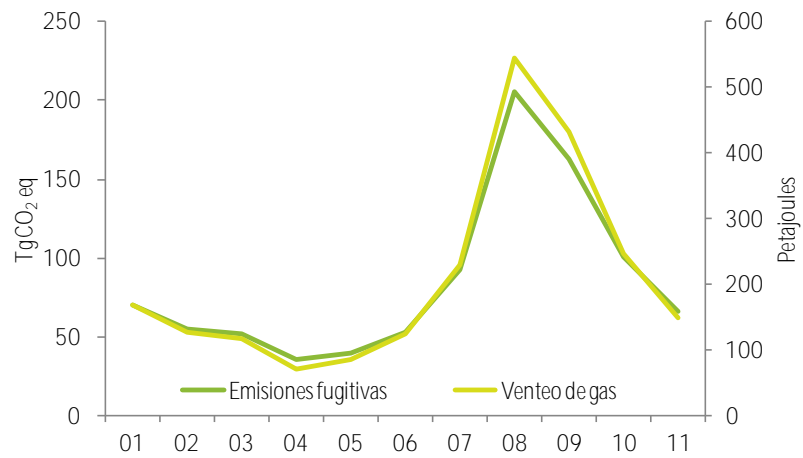
La biomasa generó 0.3% del total de las emisiones de GEI por consumo de combustibles. Éstas se integraron de la siguiente forma: 74.9% CH₄ y 25.1% N₂O. Es importante mencionar que de acuerdo con la

metodología del IPCC, para la biomasa no se consideran las emisiones de CO₂ ya que se asume que existe una renovación de igual magnitud que el consumo.

4.2 Emisiones fugitivas

Las emisiones fugitivas⁴² sumaron 65.78 Tg CO₂ eq. durante 2011, 34.8% por debajo de lo observado en 2010. Esto se debió principalmente a la reducción en la quema y venteo de gas natural. De 2001 a 2011, éstas disminuyeron 0.6% promedio anual (Figura 27).

Figura 27. Evolución de las emisiones fugitivas de GEI (Tg CO₂ eq)



Fuente: SENER e INE. Cálculos propios utilizando la metodología del IPCC de 1996.

⁴² De acuerdo con la metodología empleada y el nivel de detalle para la elaboración de las estimaciones, únicamente se considera CH₄ en las emisiones fugitivas del sector energético.

Las emisiones fugitivas de metano comprenden las actividades de explotación de carbón mineral, y las actividades posteriores, como el procesamiento, el transporte y la utilización de ese energético. Asimismo, incluyen todas las emisiones procedentes de la producción, procesamiento, transporte y uso del petróleo y gas natural. Como dato importante, en este tipo de emisiones se contabilizan las emisiones fugitivas derivadas del envío de gas natural a la atmósfera en las actividades de extracción de hidrocarburos del subsuelo.

Las actividades de la industrial del petróleo y gas son las principales generadoras de emisiones fugitivas dentro del sector energético. En conjunto aportaron 96% del total de este tipo de emisiones, con 63.1 Tg CO₂ eq. durante 2011.

Tan sólo las actividades relacionadas con el gas natural tuvieron una participación de 95.3% del total en 2011. En la producción de gas natural se liberaron 4.02 Tg CO₂ eq., que representó 6.1% del total de las emisiones fugitivas. El procesamiento, transporte y distribución de gas seco fue responsable de la emisión de 3.85 Tg CO₂ eq.; es decir, 5.9% del total. En las plantas industriales, centrales eléctricas, y en los sectores residencial y comercial se estimaron fugas que generaron emisiones de metano por 3.21 Tg CO₂ eq., con lo que contribuyeron con 4.9% del total. Finalmente, el venteo de gas natural, que rige el comportamiento del total de las emisiones fugitivas en México, aportó 78.5% del total en 2011. De 2008 a 2011, el venteo de gas natural se redujo 35.1% promedio anual.

Las actividades relacionadas con el petróleo aportaron 0.7% al total de las emisiones fugitivas durante 2011. En términos de CO₂ eq., en la

producción se generaron 0.33 Tg, en el transporte para exportación 0.05 Tg, en la refinación 0.04 Tg y en el almacenamiento 0.01 Tg.

Por su parte, en las actividades relacionadas con la producción y aprovechamiento del carbón mineral se generaron 2.64 Tg CO₂ eq., lo que representó el 4% de las emisiones fugitivas. La producción generó la mayor parte de las emisiones, aportando 3.5% al total, mientras que el restante 0.5% correspondió a las actividades posteriores a la explotación del mineral.

5. Precios y tarifas

Esta sección muestra los precios medios en el periodo 2001-2011 para los siguientes conceptos:

1. De exportación, por tipo de crudo
2. Al público de productos refinados
3. Al público del gas licuado de petróleo
4. Ponderados de gas natural por sector
5. De facturación, por tarifa, del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

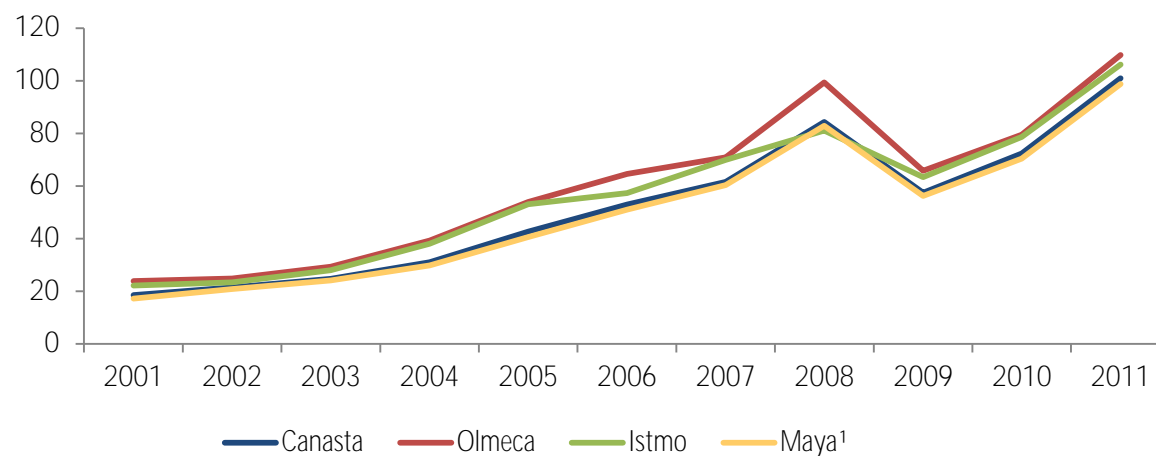
Cuadro 21. Precio medio del crudo exportado (dólares por barril)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010
Canasta	18.61	21.52	24.78	31.05	42.71	53.04	61.64	84.38	57.44	72.33	101.00	39.64
Olmecca	23.96	24.87	29.32	39.34	53.91	64.67	70.89	99.37	65.79	79.58	109.83	38.02
Istmo	22.27	23.48	28.08	38.04	53.11	57.29	69.92	81.09	63.38	78.63	106.22	35.09
Maya ¹	17.19	20.89	24.13	29.82	40.61	51.10	60.38	82.92	56.27	70.47	98.80	40.20

¹ Incluye pesado de Altamira.

Fuente: Sistema de Información Energética y Anuario Estadístico de Pemex.

Figura 28. Precio medio ponderado del crudo de exportación por tipo (dólares por barril)



Cuadro 22. Precio al público de productos refinados (pesos por litro a precios constantes de 2011)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010
Gasolinas automotrices												
Frontera Norte												
Pemex Magna	8.40	6.52	7.29	8.09	8.10	9.35	9.00	7.37	8.68	9.14	9.73	6.4
Pemex Premium	9.41	9.37	9.23	9.56	9.56	10.00	10.14	10.60	10.22	10.14	10.20	0.6
Resto del país ¹												
Pemex Magna	8.77	8.73	8.60	8.46	8.46	8.51	8.51	8.89	8.65	9.14	9.73	6.4
Pemex Premium	9.84	9.78	9.64	9.99	10.00	10.47	10.60	11.05	10.65	10.54	10.59	0.4
Pemex Diesel	7.27	7.24	7.14	7.02	6.95	7.20	7.20	8.47	9.08	9.52	10.09	6.0
Turbosina ²	2.44	4.36	4.46	5.97	7.27	7.55	10.63	6.21	8.77	10.04	12.23	21.8
Combustóleo ³	1.66	2.51	2.83	2.90	4.09	4.05	6.49	3.68	7.39	7.33	9.74	32.93

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener y Anuario Estadístico de Pemex.

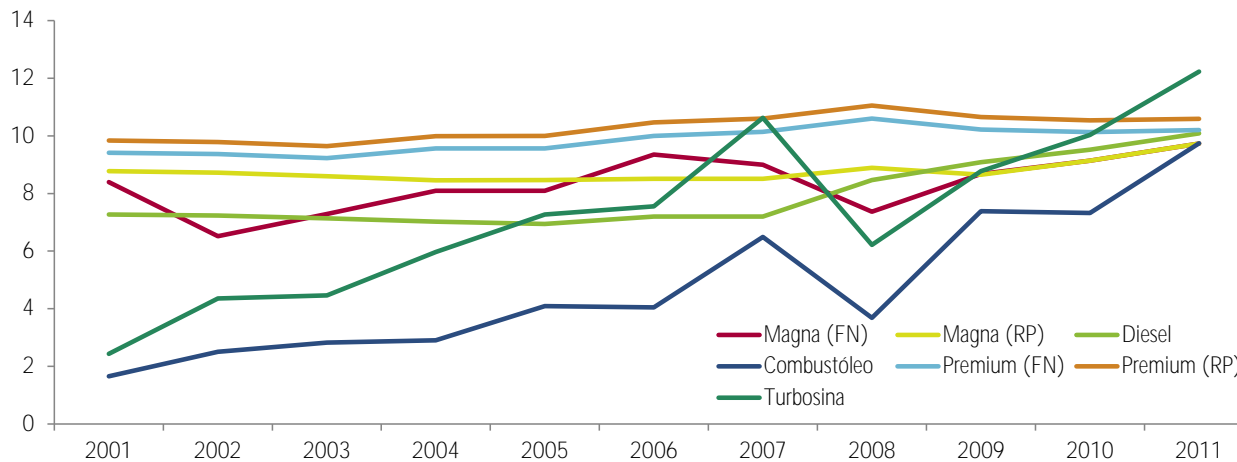
¹ Se excluye Valle de México

² Aeropuerto Ciudad de México

³ LAB centros de venta

Precios al cierre del periodo. Incluyen IVA

Figura 29. Precios al público de productos refinados (pesos por litro a precios constantes de 2011)



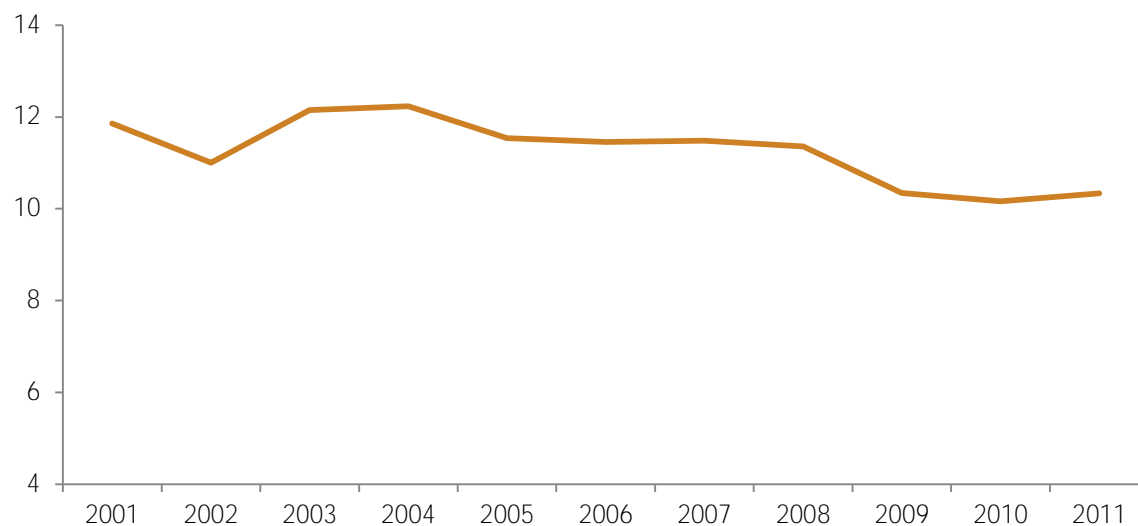
Cuadro 23. Precio promedio del gas licuado de petróleo a usuario final (pesos por kilogramo a precios constantes de 2011)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010
Precio final real con IVA	11.85	11.00	12.15	12.23	11.54	11.46	11.48	11.36	10.34	10.17	10.33	1.66

Fuente: SENER, con información de la Dirección General de Gas L.P.

En 2001 se consideran los precios a partir del mes de marzo.

Figura 30. Precio promedio del gas licuado de petróleo a usuario final (pesos por kilogramo a precios constantes de 2011)



Cuadro 24. Promedio ponderado anual de los precios finales de gas natural a nivel nacional por sector (pesos por GJ a precios constantes de 2011)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Var. % 2011/2010
Precio final real con IVA												
Residencial	137.27	119.29	165.41	162.80	170.84	175.61	204.46	217.44	238.25	223.40	171.46	-23.25
Industrial	81.40	62.01	91.85	82.26	86.58	93.16	121.37	136.05	144.45	133.56	90.52	-32.22

FUENTE: SENER con información de precios diferenciados estimados por la CRE y no representan los precios aplicados a usuarios finales por parte de los permisionarios distribuidores. Se utilizó el INPC con base 2a. quincena de junio 2002=100.

Los precios finales estimados incluyen IVA y se construyen a partir de los elementos y supuestos siguientes:

1. El precio de vpm del gas natural en Reynosa o Ciudad Pemex, según corresponda, de conformidad con la "Directiva sobre la Determinación de los Precios del Gas Natural Objeto de Venta de Primera Mano", DIR-GAS-001-2009. Alternativamente, el precio del gas natural importado para las zonas geográficas que no reciben gas objeto de vpm.
2. En los meses para los que el distribuidor respectivo haya realizado operaciones con instrumentos financieros de cobertura, el precio del gas se calcula tomando como base el precio de cobertura en sustitución del precio de referencia que corresponda (Henry Hub, Tetco, Waha, San Juan, Permian, SoCal, etc.).
3. Para el caso de las ventas de primera mano se supone la modalidad de entrega Base Firme Mensual, y el costo de servicio respectivo.
4. Los costos de transporte desde el origen del gas hasta la zona de distribución respectiva, considerando las tarifas máximas aprobadas por la CRE al permisionario involucrado en la entrega del gas (SNG inclusive), un factor de carga de 100 por ciento, así como la aplicación del cargo por gas combustible.
5. Los costos de distribución, considerando las tarifas máximas de distribución con comercialización aprobadas por la CRE a los permisionarios para el servicio a usuarios industriales. Cuando dichas tarifas se dividen en bloques de consumo la estimación del precio final considera el promedio de las tarifas de dichos bloques.
6. El tipo de cambio empleado para convertir tarifas definidas en pesos a dólares es el establecido en la "Directiva sobre la Determinación de los Precios Máximos del Gas Natural Objeto de Venta de Primera Mano", DIR-GAS-001-2009.

Figura 31. Precios finales de gas natural a nivel nacional por sector (pesos por GJ a precios constantes de 2011)



Cuadro 25. Precio medio facturado por tarifa del Sistema Eléctrico Nacional (pesos por kWh a precios constantes de 2011)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Var. % 2011/2010
Doméstico												
1	0.94	1.09	1.14	1.12	1.13	1.12	1.11	1.08	1.06	1.10	1.09	-0.5
1A	0.89	1.01	1.03	1.00	1.05	1.07	1.07	1.05	1.04	1.01	0.99	-1.9
1B	1.05	1.07	1.07	1.05	1.08	1.09	1.10	1.06	1.07	1.03	1.02	-1.0
1C	0.92	1.03	1.11	1.10	1.20	1.22	1.22	1.19	1.18	1.15	1.12	-2.4
1D	0.97	1.01	1.07	1.06	1.13	1.15	1.15	1.18	1.18	1.14	1.10	-3.9
1E	0.84	1.00	1.01	1.01	1.13	1.15	1.16	1.11	1.10	1.09	0.99	-9.1
1F	-	0.86	1.04	1.06	1.14	1.17	1.21	1.18	1.13	1.10	1.01	-9.0
DAC	-	2.31	2.53	2.80	2.83	2.92	2.96	3.14	3.23	3.29	3.39	3.2
Comercial												
2	2.06	2.05	2.31	2.55	2.71	2.87	2.90	2.92	2.77	2.72	2.77	2.0
3	1.88	2.00	2.23	2.41	2.51	2.65	2.68	2.67	2.44	2.38	2.40	1.0
7	3.50	3.29	3.55	4.17	4.27	4.16	3.86	4.22	3.86	4.23	4.30	1.6
Servicios												
5	2.33	2.38	2.39	2.43	2.45	2.43	2.55	2.55	2.59	2.56	2.70	5.3
5A	1.91	1.95	1.98	2.00	2.01	2.05	2.09	2.11	2.15	2.12	2.17	2.5
6	1.33	1.49	1.58	1.58	1.55	1.60	1.60	1.55	1.50	1.47	1.50	2.3
Agrícola												
9	0.42	0.42	0.79	0.57	0.64	0.78	0.92	1.07	1.24	1.47	1.49	1.5
9-M	0.48	0.51	0.56	0.65	0.75	0.93	1.11	1.30	0.96	1.26	1.38	9.6
9CU	-	-	0.47	0.54	0.56	0.50	0.51	0.52	0.52	0.46	0.54	16.5
9N	-	-	0.14	0.47	0.46	0.43	0.42	0.43	0.44	0.43	0.45	4.85

Cuadro 25. Precio medio facturado por tarifa del Sistema Eléctrico Nacional (pesos por kWh a precios constantes de 2011) (continuación)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Var. % 2011/2010
Industrial												
O-M	1.16	1.22	1.41	1.55	1.63	1.77	1.74	1.90	1.82	1.82	1.85	1.7
H-M	0.94	1.00	1.16	1.28	1.33	1.43	1.43	1.58	1.36	1.45	1.50	3.4
H-MC	-	1.10	0.99	1.07	1.08	1.16	1.18	1.38	1.12	1.30	1.48	13.7
H-S	0.81	0.92	1.07	1.22	1.22	1.33	1.28	1.43	1.19	1.27	1.33	4.7
H-SL	0.72	0.73	0.87	0.96	1.00	1.12	1.09	1.28	1.09	1.19	1.26	5.3
H-T	0.70	0.71	0.96	1.10	1.00	1.12	1.06	1.19	1.01	1.12	1.15	2.6
H-TL	0.59	0.60	0.73	0.80	0.81	0.94	0.91	1.10	0.93	1.02	1.09	6.21

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Se utilizó el INPC con base 2a. quincena de junio 2002=100.

1 Doméstico

1A Doméstico con temperatura media mínima en verano de 25° C

1B Doméstico con temperatura media mínima en verano de 28° C

1C Doméstico con temperatura media mínima en verano de 30° C

1D Doméstico con temperatura media mínima en verano de 31° C

1E Doméstico con temperatura media mínima en verano de 32° C

1F Doméstico con temperatura media mínima en verano de 33° C

DAC Servicio doméstico de alto consumo

2 General hasta 25 KW de demanda

3 General para más de 25 KW de demanda

4 Molinos de nixtamal y tortillerías

5 Alumbrado público (D.F., Monterrey, Guadalajara)

5A Alumbrado público (resto del país)

6 Bombeo de aguas potables o negras de servicio público

7 Temporal

9 Bombeo de agua para riego agrícola, baja tensión

9-M Bombeo de agua para riego agrícola, media tensión

9CU Cargo único para uso agrícola

O-M Ordinaria general, media tensión, con demanda menor de 1000 KW

H-M Horaria general, media tensión, con demanda menor de 1000 KW o más

H-MC Horaria general, media tensión, con demanda menor de 1000 KW o más, para corta utilización

H-S Horaria general, alta tensión, nivel subtransmisión

H-SL Horaria general, alta tensión, nivel subtransmisión, larga utilización

H-T Horaria general, alta tensión, nivel transmisión

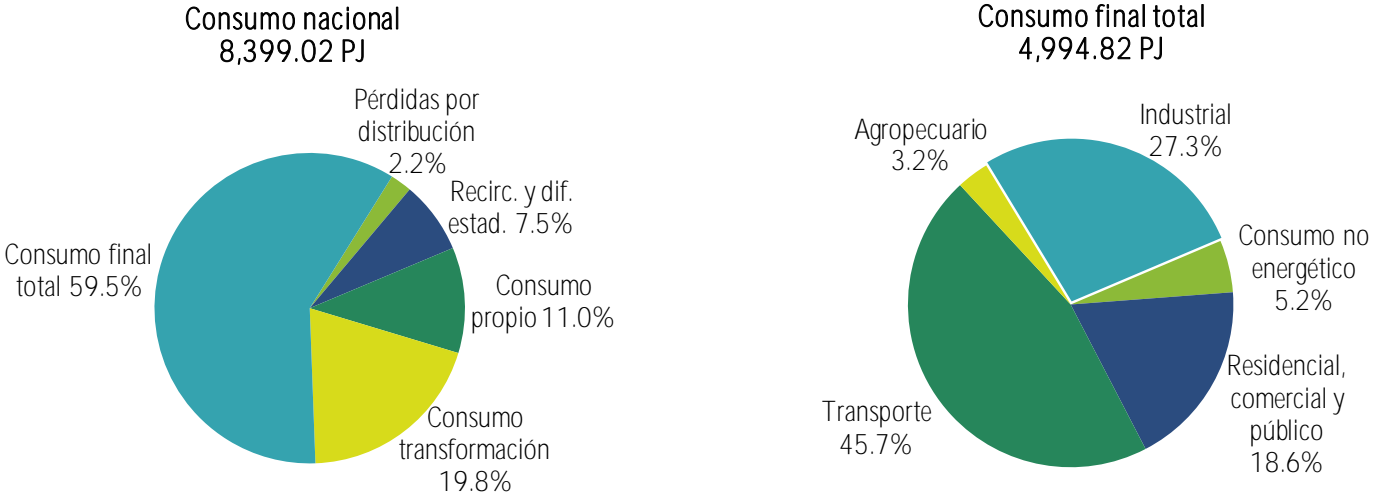
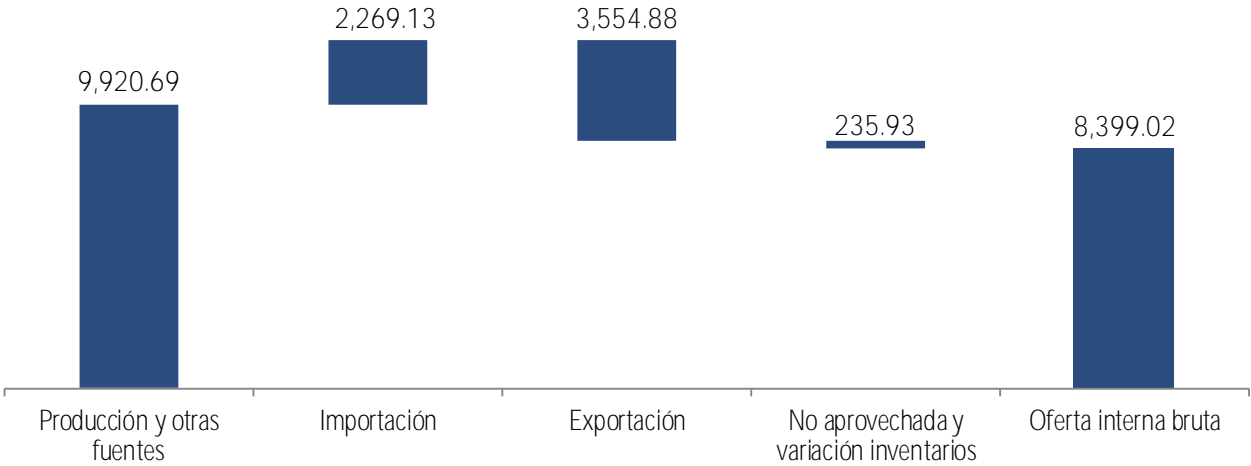
H-TL Horaria general, alta tensión, nivel transmisión, larga utilización

6. Balance Nacional de Energía: matriz y diagramas

En este apartado se presentan los flujos de la energía a nivel nacional, desde su origen hasta su destino final para los años 2010 y 2011. La metodología para la elaboración del Balance Nacional de Energía se basa en un conjunto de relaciones de equilibrio que contabilizan la energía que se produce, la que se intercambia con el exterior, la que se transforma, la de consumo propio, la no aprovechada y la que se destina a los distintos sectores y agentes económicos.

La matriz del Balance Nacional de Energía comprende el conjunto de fuentes de energía primarias y secundarias, presentadas en columnas, mientras que los procesos que generan los flujos de la energía se muestran en filas. Finalmente, a fin de contar con elementos gráficos que hagan amigable la comprensión de los flujos energéticos y de la estructura general de las cuentas más sobresalientes del balance, se presentan diagramas del balance de energía total, así como para los diferentes energéticos.

Figura 32. Principales rubros del Balance Nacional de Energía, 2011 (Petajoules)



Cuadro 26. Matriz del Balance Nacional de Energía, 2011 (Petajoules)

	Carbón	Petróleo crudo	Condensados	Gas natural	Nucleoenergía	Hidroenergía	Geoenergía	Energía solar	Energía eólica	Bagazo de caña	Leña	Biogas	Total de energía primaria
Producción	290.96	5,933.53	100.38	2,117.72	106.39	130.56	149.29	5.86	5.93	90.58	258.09	1.47	9,190.76
De otras fuentes	0.00	0.00	0.00	729.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	729.93
Importación	181.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	181.10
Variación de inventarios	-93.43	8.65	-1.37	21.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-64.20
Oferta total	378.63	5,942.18	99.00	2,869.61	106.39	130.56	149.29	5.86	5.93	90.58	258.09	1.47	10,037.60
Exportación	-7.10	-3,128.69	-1.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-3,137.07
Energía no aprovechada	0.00	-2.21	0.00	-103.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	-106.22
Maquila-intercambio neto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Oferta interna bruta	371.53	2,811.28	97.72	2,766.60	106.39	130.56	149.29	5.86	5.93	89.58	258.09	1.47	6,794.31
Total transformación	-367.24	-2,727.69	-97.72	-1,875.49	-106.39	-130.56	-149.29	0.00	-5.93	-47.63	0.00	-1.47	-5,509.42
Coquizadoras y hornos	-64.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-64.22
Refinerías y despuntadoras	0.00	-2,727.69	-7.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2,734.72
Plantas de gas y fraccionadoras	0.00	0.00	-90.69	-1,875.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1,966.18
Centrales eléctricas públicas	-301.60	0.00	0.00	0.00	-106.39	-128.87	-149.29	0.00	-0.38	0.00	0.00	0.00	-686.54
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.91	0.00	0.00	0.00	-0.91
Centrales eléctricas autogeneración	-1.41	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.69	0.00	0.00	-4.65	-47.63	0.00	-1.47	-56.86
Consumo propio del sector	0.00	0.00	0.00	-241.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-241.26
Transferencias interproductos	0.00	0.00	0.00	-399.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-399.63
Recirculaciones	0.00	0.00	0.00	-250.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-250.22
Diferencia estadística	0.00	-59.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-59.03
Pérdidas (transp., dist., alma.)	0.00	-24.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-24.57
Consumo final total	4.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.86	0.00	41.95	258.09	0.00	310.18
Consumo final no energético	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	0.00	0.00	0.28
Petroquímica Pemex	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otras ramas económicas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	0.00	0.00	0.28
Consumo final energético	4.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.86	0.00	41.67	258.09	0.00	309.90
Residencial, comercial y púb.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.59	0.00	0.00	258.09	0.00	263.68
Transporte	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Agropecuario	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Industrial	4.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.00	41.67	0.00	0.00	46.22
Prod. bruta energía secundaria													

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

Cuadro 26. Matriz del Balance Nacional de Energía, 2011 (Petajoules) (continuación)

	Coque de carbón	Coque de petróleo	Gas licuado	Gasolinas y naftas	Querosenos	Diesel	Combustóleo	Productos no energéticos	Gas seco	Otros autogen	Electricidad	Total de energía secundaria	Total
Producción	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9,190.76
De otras fuentes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	729.93
Importación	8.91	94.19	126.42	815.73	1.84	287.89	58.78	0.00	691.91	0.00	2.36	2,088.04	2,269.13
Variación de inventarios	0.00	-22.48	-1.57	-10.54	-1.49	-17.62	-1.45	-0.31	-10.05	0.00	0.00	-65.51	-129.71
Oferta total	8.91	71.70	124.85	805.19	0.35	270.27	57.34	-0.31	681.86	0.00	2.36	2,022.52	12,060.12
Exportación	0.00	-0.05	-2.28	-141.23	-3.58	0.00	-236.99	-2.74	-9.23	0.00	-21.71	-417.81	-3,554.88
Energía no aprovechada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-106.22
Maquila-intercambio neto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Oferta interna bruta	8.91	71.65	122.57	663.96	-3.23	270.27	-179.65	-3.06	672.63	0.00	-19.35	1,604.71	8,399.02
Total transformación	56.27	12.39	320.29	905.48	114.55	560.77	301.59	178.18	351.09	0.00	1,049.56	3,850.16	-1,659.26
Coquizadoras y hornos	56.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.34	0.00	61.61	-2.61
Refinerías y despuntadoras	0.00	44.15	38.50	751.97	114.55	580.86	722.51	92.22	115.88	0.11	0.00	2,460.76	-273.96
Plantas de gas y fraccionadoras	0.00	0.00	284.50	153.51	0.00	0.00	0.00	85.95	1,438.29	0.00	0.00	1,962.25	-3.93
Centrales eléctricas públicas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-16.14	-413.92	0.00	-420.48	0.00	625.05	-225.48	-912.02
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.07	0.00	0.00	-640.97	0.00	308.81	-332.24	-333.14
Centrales eléctricas autogeneración	0.00	-31.77	-2.71	0.00	0.00	-3.88	-7.00	0.00	-141.63	-5.45	115.69	-76.74	-133.60
Consumo propio del sector	-3.38	0.00	-6.00	-5.92	-0.01	-37.27	-71.43	0.00	-509.29	0.00	-49.21	-682.51	-923.77
Transferencias interproductos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	399.63	0.00	0.00	399.63	0.00
Recirculaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-319.40	0.00	0.00	-319.40	-569.62
Diferencia estadística	0.00	0.00	0.00	-2.09	4.23	0.00	0.00	-5.93	0.00	0.00	0.00	-3.79	-62.81
Pérdidas (transp. dist., alma.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-164.17	-164.17	-188.73
Consumo final total	61.80	84.04	436.86	1,561.43	115.54	793.78	50.51	169.19	594.66	0.00	816.83	4,684.64	4,994.82
Consumo final no energético	0.00	0.00	1.12	59.15	0.00	0.00	0.00	169.19	29.37	0.00	0.00	258.83	259.11
Petroquímica Pemex	0.00	0.00	0.02	56.92	0.00	0.00	0.00	76.03	28.63	0.00	0.00	161.60	161.60
Otras ramas económicas	0.00	0.00	1.10	2.23	0.00	0.00	0.00	93.16	0.74	0.00	0.00	97.23	97.51
Consumo final energético	61.80	84.04	435.74	1,502.28	115.54	793.78	50.51	0.00	565.29	0.00	816.83	4,425.81	4,735.71
Residencial, comercial y púb.	0.00	0.00	347.51	0.00	1.29	3.93	0.00	0.00	40.83	0.00	271.01	664.57	928.25
Transporte	0.00	0.00	42.76	1,502.28	114.23	618.56	1.55	0.00	0.56	0.00	4.04	2,283.98	2,283.98
Agropecuario	0.00	0.00	6.65	0.00	0.02	113.24	0.00	0.00	0.00	0.00	40.16	160.06	160.06
Industrial	61.80	84.04	38.81	0.00	0.00	58.04	48.97	0.00	523.91	0.00	501.62	1,317.20	1,363.42
Prod. bruta energía secundaria	56.27	44.15	323.00	905.48	114.55	580.86	722.51	178.18	1,554.17	5.45	1,049.56	5,534.18	5,534.18

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

Cuadro 27. Matriz del Balance Nacional de Energía, 2011 (millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

	Carbón	Petróleo crudo	Condensados	Gas natural	Nucleoenergía	Hidroenergía	Geoenergía	Energía solar	Energía eólica	Bagazo de caña	Leña	Biogas	Total de energía primaria
Producción	45.64	930.78	15.75	332.20	16.69	20.48	23.42	0.92	0.93	14.21	40.49	0.23	1,441.73
De otras fuentes	0.00	0.00	0.00	114.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	114.50
Importación	28.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28.41
Variación de inventarios	-14.66	1.36	-0.22	3.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-10.07
Oferta total	59.39	932.14	15.53	450.15	16.69	20.48	23.42	0.92	0.93	14.21	40.49	0.23	1,574.57
Exportación	-1.11	-490.79	-0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-492.10
Energía no aprovechada	0.00	-0.35	0.00	-16.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.16	0.00	0.00	-16.66
Maquila-intercambio neto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Oferta interna bruta	58.28	441.00	15.33	433.99	16.69	20.48	23.42	0.92	0.93	14.05	40.49	0.23	1,065.81
Total transformación	-57.61	-427.89	-15.33	-294.20	-16.69	-20.48	-23.42	0.00	-0.93	-7.47	0.00	-0.23	-864.25
Coquizadoras y hornos	-10.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-10.07
Refinerías y despuntadoras	0.00	-427.89	-1.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-428.99
Plantas de gas y fraccionadoras	0.00	0.00	-14.23	-294.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-308.43
Centrales eléctricas públicas	-47.31	0.00	0.00	0.00	-16.69	-20.21	-23.42	0.00	-0.06	0.00	0.00	0.00	-107.70
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.14	0.00	0.00	0.00	-0.14
Centrales eléctricas autogeneración	-0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.27	0.00	0.00	-0.73	-7.47	0.00	-0.23	-8.92
Consumo propio del sector	0.00	0.00	0.00	-37.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-37.85
Transferencias interproductos	0.00	0.00	0.00	-62.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-62.69
Recirculaciones	0.00	0.00	0.00	-39.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-39.25
Diferencia estadística	0.00	-9.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-9.26
Pérdidas (transp., dist., alma.)	0.00	-3.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-3.85
Consumo final total	0.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.92	0.00	6.58	40.49	0.00	48.66
Consumo final no energético	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	0.00	0.04
Petroquímica Pemex	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otras ramas económicas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	0.00	0.04
Consumo final energético	0.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.92	0.00	6.54	40.49	0.00	48.61
Residencial, comercial y púb.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.88	0.00	0.00	40.49	0.00	41.36
Transporte	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Agropecuaria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Industrial	0.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	6.54	0.00	0.00	7.25
Prod. bruta energía secundaria													

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

Cuadro 27. Matriz del Balance Nacional de Energía, 2011 (millones de barriles de petróleo crudo equivalente) (continuación)

	Coque de carbón	Coque de petróleo	Gas licuado	Gasolinas y naftas	Querosenos	Diesel	Combustóleo	Productos no energéticos	Gas seco	Otros autogen	Electricidad	Total de energía secundaria	Total
Producción	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,441.73
De otras fuentes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	114.50
Importación	1.40	14.77	19.83	127.96	0.29	45.16	9.22	0.00	108.54	0.00	0.37	327.55	355.95
Variación de inventarios	0.00	-3.53	-0.25	-1.65	-0.23	-2.76	-0.23	-0.05	-1.58	0.00	0.00	-10.28	-20.35
Oferta total	1.40	11.25	19.59	126.31	0.06	42.40	8.99	-0.05	106.96	0.00	0.37	317.27	1,891.84
Exportación	0.00	-0.01	-0.36	-22.15	-0.56	0.00	-37.18	-0.43	-1.45	0.00	-3.41	-65.54	-557.64
Energía no aprovechada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-16.66
Maquila-intercambio neto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Oferta interna bruta	1.40	11.24	19.23	104.15	-0.51	42.40	-28.18	-0.48	105.51	0.00	-3.04	251.73	1,317.53
Total transformación	8.83	1.94	50.24	142.04	17.97	87.97	47.31	27.95	55.07	0.00	164.64	603.97	-260.28
Coquizadoras y hornos	8.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.84	0.00	9.67	-0.41
Refinerías y despuntadoras	0.00	6.93	6.04	117.96	17.97	91.12	113.34	14.47	18.18	0.02	0.00	386.01	-42.98
Plantas de gas y fraccionadoras	0.00	0.00	44.63	24.08	0.00	0.00	0.00	13.48	225.62	0.00	0.00	307.81	-0.62
Centrales eléctricas públicas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.53	-64.93	0.00	-65.96	0.00	98.05	-35.37	-143.07
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	0.00	0.00	-100.55	0.00	48.44	-52.12	-52.26
Centrales eléctricas autogeneración	0.00	-4.98	-0.43	0.00	0.00	-0.61	-1.10	0.00	-22.22	-0.85	18.15	-12.04	-20.96
Consumo propio del sector	-0.53	0.00	-0.94	-0.93	0.00	-5.85	-11.21	0.00	-79.89	0.00	-7.72	-107.06	-144.91
Transferencias interproductos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	62.69	0.00	0.00	62.69	0.00
Recirculaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-50.10	0.00	0.00	-50.10	-89.35
Diferencia estadística	0.00	0.00	0.00	-0.33	0.66	0.00	0.00	-0.93	0.00	0.00	0.00	-0.59	-9.85
Pérdidas (transp., dist., alma.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-25.75	-25.75	-29.61
Consumo final total	9.69	13.18	68.53	244.94	18.12	124.52	7.92	26.54	93.28	0.00	128.13	734.87	783.53
Consumo final no energético	0.00	0.00	0.18	9.28	0.00	0.00	0.00	26.54	4.61	0.00	0.00	40.60	40.65
Petroquímica Pemex	0.00	0.00	0.00	8.93	0.00	0.00	0.00	11.93	4.49	0.00	0.00	25.35	25.35
Otras ramas económicas	0.00	0.00	0.17	0.35	0.00	0.00	0.00	14.61	0.12	0.00	0.00	15.25	15.30
Consumo final energético	9.69	13.18	68.35	235.66	18.12	124.52	7.92	0.00	88.68	0.00	128.13	694.27	742.88
Residencial, comercial y púb.	0.00	0.00	54.51	0.00	0.20	0.62	0.00	0.00	6.40	0.00	42.51	104.25	145.61
Transporte	0.00	0.00	6.71	235.66	17.92	97.03	0.24	0.00	0.09	0.00	0.63	358.28	358.28
Agropecuaria	0.00	0.00	1.04	0.00	0.00	17.76	0.00	0.00	0.00	0.00	6.30	25.11	25.11
Industrial	9.69	13.18	6.09	0.00	0.00	9.11	7.68	0.00	82.18	0.00	78.69	206.63	213.88
Prod. bruta energía secundaria	8.83	6.93	50.67	142.04	17.97	91.12	113.34	27.95	243.80	0.85	164.64	868.13	868.13

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

Cuadro 28. Matriz del Balance Nacional de Energía, 2010 (Petajoules)

	Carbón	Petróleo crudo	Condensados	Gas natural	Nucleoenergía	Hidroenergía	Geoenergía	Energía solar	Energía eólica	Bagazo de caña	Leña	Biogas	Total de energía primaria
Producción	241.28	6,008.64	92.51	2,203.19	63.94	132.26	149.94	4.91	4.46	88.97	259.31	1.30	9,250.71
De otras fuentes	0.00	0.00	0.00	733.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	733.28
Importación	184.222	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	184.22
Variación de inventarios	-65.30	-0.98	-3.04	-2.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-72.04
Oferta total	360.20	6,007.66	89.47	2,933.75	63.94	132.26	149.94	4.91	4.46	88.97	259.31	1.30	10,096.17
Exportación	-3.23	-3,167.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-3,170.95
Energía no aprovechada	0.00	-0.36	0.00	-169.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.98	0.00	0.00	-170.37
Maquila-intercambio neto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Oferta interna bruta	356.97	2,839.58	89.47	2,764.72	63.94	132.26	149.94	4.91	4.46	87.99	259.31	1.30	6,754.84
Total transformación	-351.44	-2,777.60	-89.47	-1,800.69	-63.94	-132.26	-149.94	0.00	-4.46	-50.16	0.00	-1.30	-5,421.26
Coquizadoras y hornos	-64.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-64.38
Refinerías y despuntadoras	0.00	-2,777.60	-5.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2,783.26
Plantas de gas y fraccionadoras	0.00	0.00	-83.82	-1,800.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1,884.50
Centrales eléctricas públicas	-285.53	0.00	0.00	0.00	-63.94	-132.26	-149.94	0.00	-0.60	0.00	0.00	0.00	-632.27
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Centrales eléctricas autogeneración	-1.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-3.86	-50.16	0.00	-1.30	-56.85
Consumo propio del sector	0.00	0.00	0.00	-230.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-230.31
Transferencias interproductos	0.00	0.00	0.00	-483.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-483.37
Recirculaciones	0.00	0.00	0.00	-250.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-250.35
Diferencia estadística	0.00	-30.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-30.67
Pérdidas (transp., dist., alma.)	0.00	-31.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-31.31
Consumo final total	5.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.91	0.00	37.83	259.31	0.00	307.58
Consumo final no energético	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.18	0.00	0.00	0.18
Petroquímica Pemex	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otras ramas económicas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.18	0.00	0.00	0.18
Consumo final energético	5.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.91	0.00	37.65	259.31	0.00	307.39
Residencial, comercial y púb.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.69	0.00	0.00	259.31	0.00	264.00
Transporte	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Agropecuario	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Industrial	5.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.22	0.00	37.65	0.00	0.00	43.40
Prod. bruta energía secundaria													

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

Cuadro 28. Matriz del Balance Nacional de Energía, 2010 (Petajoules) (continuación)

	Coque de carbón	Coque de petróleo	Gas licuado	Gasolinas y naftas	Querosenos	Diesel	Combustóleo	Productos no energéticos	Gas seco	Otros autogen	Electricidad	Total de energía secundaria	Total
Producción	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9,250.71
De otras fuentes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	733.28
Importación	10.37	83.18	122.37	761.70	8.05	223.98	25.55	0.00	578.97	0.00	1.57	1,815.74	1,999.96
Variación de inventarios	0.00	-10.06	2.09	4.46	-0.56	-14.35	5.62	-0.04	-14.43	0.00	0.00	-27.27	-99.31
Oferta total	10.37	73.12	124.47	766.16	7.49	209.64	31.16	-0.04	564.54	0.00	1.57	1,788.47	11,884.64
Exportación	-0.02	-1.40	-0.14	-125.95	-2.66	-0.86	-284.04	-3.82	-30.68	0.00	-21.93	-471.50	-3,642.45
Energía no aprovechada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-170.37
Maquila-intercambio neto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Oferta interna bruta	10.35	71.72	124.32	640.21	4.83	208.78	-252.87	-3.86	533.87	0.00	-20.36	1,316.97	8,071.82
Total transformación	55.83	8.86	330.57	935.45	105.33	583.75	376.98	175.94	332.36	0.00	990.20	3,895.27	-1,525.99
Coquizadoras y hornos	55.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.00	0.00	62.82	-1.56
Refinerías y despuntadoras	0.00	43.72	44.48	789.09	105.33	600.31	748.59	89.44	95.61	0.30	0.00	2,516.87	-266.39
Plantas de gas y fraccionadoras	0.00	0.00	286.13	146.36	0.00	0.00	0.00	86.50	1,359.86	0.00	0.00	1,878.85	-5.65
Centrales eléctricas públicas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-12.84	-362.06	0.00	-397.13	0.00	586.98	-185.05	-817.32
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.02	0.00	0.00	-591.13	0.00	287.38	-303.76	-303.76
Centrales eléctricas autogeneración	0.00	-34.86	-0.03	0.00	0.00	-3.70	-9.56	0.00	-134.85	-7.30	115.85	-74.46	-131.30
Consumo propio del sector	-3.35	0.00	-4.90	-5.45	-0.01	-39.65	-66.22	0.00	-474.97	0.00	-46.50	-641.05	-871.35
Transferencias interproductos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	483.37	0.00	0.00	483.37	0.00
Recirculaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-326.61	0.00	0.00	-326.61	-576.97
Diferencia estadística	0.00	0.00	0.00	-1.64	4.42	0.00	0.00	-4.87	0.00	0.00	0.00	-2.09	-32.76
Pérdidas (transp. dist., alma.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-159.31	-159.31	-190.62
Consumo final total	62.83	80.58	450.00	1,568.56	114.57	752.88	57.89	167.21	548.01	0.00	764.03	4,566.56	4,874.13
Consumo final no energético	0.00	0.00	1.39	76.29	0.00	0.00	0.00	167.21	19.17	0.00	0.00	264.06	264.24
Petroquímica Pemex	0.00	0.00	0.02	74.35	0.00	0.00	0.00	76.49	18.05	0.00	0.00	168.90	168.90
Otras ramas económicas	0.00	0.00	1.37	1.94	0.00	0.00	0.00	90.72	1.13	0.00	0.00	95.16	95.34
Consumo final energético	62.83	80.58	448.61	1,492.27	114.57	752.88	57.89	0.00	528.84	0.00	764.03	4,302.50	4,609.89
Residencial, comercial y púb.	0.00	0.00	355.48	0.00	1.18	3.69	0.00	0.00	41.37	0.00	255.54	657.25	921.25
Transporte	0.00	0.00	41.36	1,492.27	113.36	591.56	1.90	0.00	0.50	0.00	4.29	2,245.25	2,245.25
Agropecuario	0.00	0.00	6.89	0.00	0.03	106.83	0.00	0.00	0.00	0.00	31.58	145.32	145.32
Industrial	62.83	80.58	44.89	0.00	0.00	50.80	55.99	0.00	486.97	0.00	472.63	1,254.68	1,298.08
Prod. bruta energía secundaria	55.83	43.72	330.60	935.45	105.33	600.31	748.59	175.94	1,455.48	7.30	990.20	5,448.74	5,448.74

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE). Sener.

Cuadro 29. Matriz del Balance Nacional de Energía, 2010 (millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

	Carbón	Petróleo crudo	Condensados	Gas natural	Nucleoenergía	Hidroenergía	Geoenergía	Energía solar	Energía eólica	Bagazo de caña	Leña	Biogas	Total de energía primaria
Producción	37.75	940.19	14.48	344.74	10.01	20.70	23.46	0.77	0.70	13.92	40.58	0.20	1,447.48
De otras fuentes	0.00	0.00	0.00	114.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	114.74
Importación	28.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28.83
Variación de inventarios	-10.22	-0.15	-0.48	-0.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-11.27
Oferta total	56.36	940.03	14.00	459.05	10.01	20.70	23.46	0.77	0.70	13.92	40.58	0.20	1,579.77
Exportación	-0.51	-495.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-496.17
Energía no aprovechada	0.00	-0.06	0.00	-26.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.15	0.00	0.00	-26.66
Maquila-intercambio neto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Oferta interna bruta	55.86	444.32	14.00	432.60	10.01	20.70	23.46	0.77	0.70	13.77	40.58	0.20	1,056.95
Total transformación	-54.99	-434.62	-14.00	-281.76	-10.01	-20.70	-23.46	0.00	-0.70	-7.85	0.00	-0.20	-848.28
Coquizadoras y hornos	-10.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-10.07
Refinerías y despuntadoras	0.00	-434.62	-0.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-435.50
Plantas de gas y fraccionadoras	0.00	0.00	-13.12	-281.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-294.87
Centrales eléctricas públicas	-44.68	0.00	0.00	0.00	-10.01	-20.70	-23.46	0.00	-0.09	0.00	0.00	0.00	-98.93
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Centrales eléctricas autogeneración	-0.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.60	-7.85	0.00	-0.20	-8.89
Consumo propio del sector	0.00	0.00	0.00	-36.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-36.04
Transferencias interproductos	0.00	0.00	0.00	-75.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-75.63
Recirculaciones	0.00	0.00	0.00	-39.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-39.17
Diferencia estadística	0.00	-4.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.80
Pérdidas (transp., dist., alma.)	0.00	-4.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.90
Consumo final total	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.77	0.00	5.92	40.58	0.00	48.13
Consumo final no energético	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.00	0.00	0.03
Petroquímica Pemex	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otras ramas económicas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.00	0.00	0.03
Consumo final energético	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.77	0.00	5.89	40.58	0.00	48.10
Residencial, comercial y púb.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73	0.00	0.00	40.58	0.00	41.31
Transporte	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Agropecuario	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Industrial	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.00	5.89	0.00	0.00	6.79

Prod. bruta energía secundaria

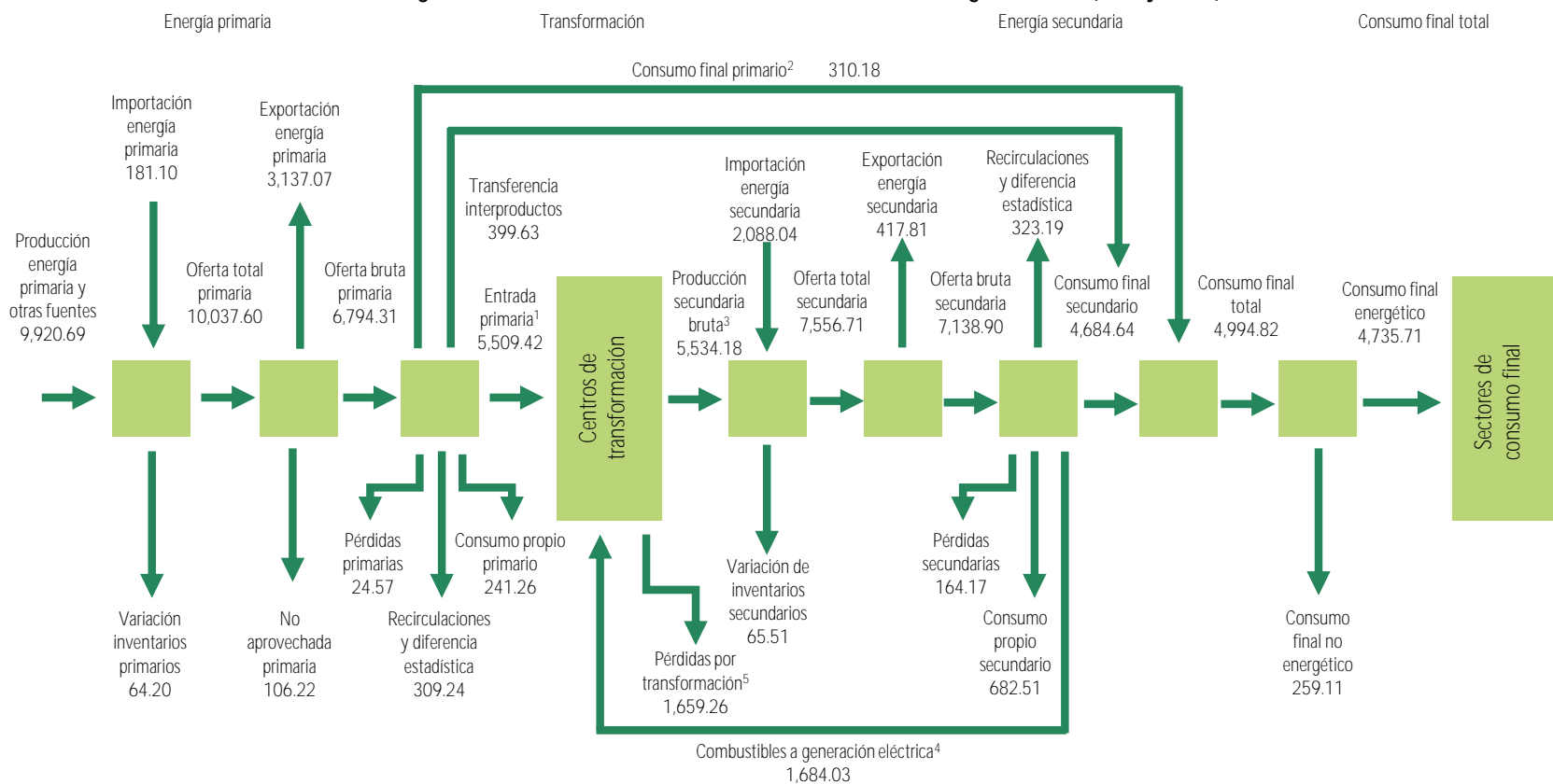
Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

Cuadro 29. Matriz del Balance Nacional de Energía, 2010 (millones de barriles de petróleo crudo equivalente) (continuación)

	Coque de carbón	Coque de petróleo	Gas licuado	Gasolinas y naftas	Querosenos	Diesel	Combustóleo	Productos no energéticos	Gas seco	Otros autogen	Electricidad	Total de energía secundaria	Total
Producción	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,447.48
De otras fuentes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	114.74
Importación	1.62	13.02	19.15	119.18	1.26	35.05	4.00	0.00	90.59	0.00	0.25	284.11	312.94
Variación de inventarios	0.00	-1.57	0.33	0.70	-0.09	-2.25	0.88	-0.01	-2.26	0.00	0.00	-4.27	-15.54
Oferta total	1.62	11.44	19.48	119.88	1.17	32.80	4.88	-0.01	88.34	0.00	0.25	279.85	1,859.62
Exportación	0.00	-0.22	-0.02	-19.71	-0.42	-0.13	-44.44	-0.60	-4.80	0.00	-3.43	-73.78	-569.94
Energía no aprovechada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-26.66
Maquila-intercambio neto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Oferta interna bruta	1.62	11.22	19.45	100.17	0.76	32.67	-39.57	-0.60	83.54	0.00	-3.19	206.07	1,263.02
Total transformación	8.74	1.39	51.73	146.37	16.48	91.34	58.99	27.53	52.01	0.00	154.94	609.50	-238.77
Coquizadoras y hornos	8.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.09	0.00	9.83	-0.24
Refinerías y despuntadoras	0.00	6.84	6.96	123.47	16.48	93.93	117.13	13.99	14.96	0.05	0.00	393.82	-41.68
Plantas de gas y fraccionadoras	0.00	0.00	44.77	22.90	0.00	0.00	0.00	13.54	212.78	0.00	0.00	293.99	-0.88
Centrales eléctricas públicas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.01	-56.65	0.00	-62.14	0.00	91.85	-28.96	-127.89
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-92.50	0.00	44.97	-47.53	-47.53
Centrales eléctricas autogeneración	0.00	-5.45	0.00	0.00	0.00	-0.58	-1.50	0.00	-21.10	-1.14	18.13	-11.65	-20.55
Consumo propio del sector	-0.52	0.00	-0.77	-0.85	0.00	-6.20	-10.36	0.00	-74.32	0.00	-7.28	-100.31	-136.34
Transferencias interproductos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	75.63	0.00	0.00	75.63	0.00
Recirculaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-51.11	0.00	0.00	-51.11	-90.28
Diferencia estadística	0.00	0.00	0.00	-0.26	0.69	0.00	0.00	-0.76	0.00	0.00	0.00	-0.33	-5.13
Pérdidas (transp. dist., alma.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-24.93	-24.93	-29.83
Consumo final total	9.83	12.61	70.41	245.44	17.93	117.80	9.06	26.16	85.75	0.00	119.55	714.54	762.67
Consumo final no energético	0.00	0.00	0.22	11.94	0.00	0.00	0.00	26.16	3.00	0.00	0.00	41.32	41.35
Petroquímica Pemex	0.00	0.00	0.00	11.63	0.00	0.00	0.00	11.97	2.82	0.00	0.00	26.43	26.43
Otras ramas económicas	0.00	0.00	0.21	0.30	0.00	0.00	0.00	14.19	0.18	0.00	0.00	14.89	14.92
Consumo final energético	9.83	12.61	70.20	233.50	17.93	117.80	9.06	0.00	82.75	0.00	119.55	673.22	721.32
Residencial, comercial y púb.	0.00	0.00	55.62	0.00	0.18	0.58	0.00	0.00	6.47	0.00	39.99	102.84	144.15
Transporte	0.00	0.00	6.47	233.50	17.74	92.56	0.30	0.00	0.08	0.00	0.67	351.32	351.32
Agropecuario	0.00	0.00	1.08	0.00	0.00	16.72	0.00	0.00	0.00	0.00	4.94	22.74	22.74
Industrial	9.83	12.61	7.02	0.00	0.00	7.95	8.76	0.00	76.20	0.00	73.95	196.32	203.11
Prod. bruta energía secundaria	8.74	6.84	51.73	146.37	16.48	93.93	117.13	27.53	227.74	1.14	154.94	852.58	852.58

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

Diagrama 1. Estructura del Balance Nacional de Energía, 2011 (Petajoules)



Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

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

¹ Carbón: 367.24; Crudo y condensados: 2,825.41; Gas natural: 1,875.49; Nucleoenergía: 106.39; Hidroenergía: 130.56; Geoenergía: 149.29; Energía eólica: 5.93; Bagazo de caña: 47.63; Biogás: 1.47.

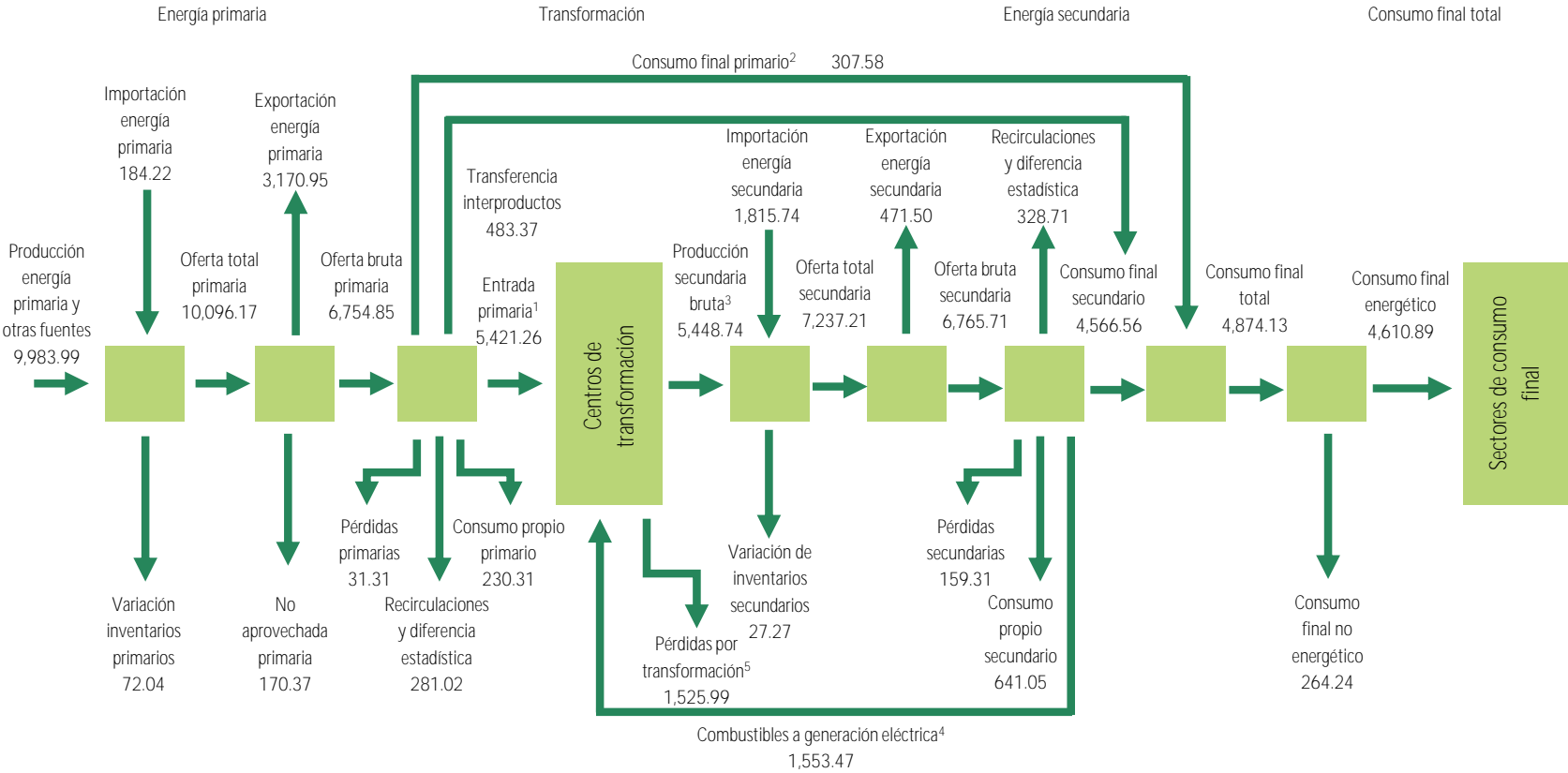
² Carbón: 4.29; Energía solar: 5.86; Bagazo de caña: 41.95; Leña: 258.09.

³ Coque de carbón: 56.27; Petrolíferos: 2,690.55; Productos no energéticos: 178.18; Gas seco: 1,554.17; Electricidad: 1,049.56; Otros autogeneración: 5.45.

⁴ Diesel: 20.09; Combustóleo: 420.92; Gas seco: 1,203.09; Coque de petróleo: 31.77; Gas licuado: 2.71; Otros autogeneración: 5.45.

⁵ Coquizadoras: 2.61; Refinerías y despuntadoras: 273.96; Plantas de gas y fraccionadoras: 3.93; Centrales eléctricas públicas: 912.02; Centrales eléctricas PIE: 333.14; Centrales eléctricas autogeneración: 133.60.

Diagrama 2. Estructura del Balance Nacional de Energía, 2010 (Petajoules)



Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

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

¹ Carbón: 351.44; Crudo y condensados: 2,867.07; Gas natural: 1,800.69; Nucleoenergía: 63.94; Hidroenergía: 132.26; Geoenergía: 149.94; Energía eólica: 4.46; Bagazo de caña: 50.16; Biogas: 1.30

² Carbón: 5.52; Energía solar: 4.91; Bagazo de caña: 37.83; Leña: 259.31.

³ Coque de carbón: 55.83; Petrolíferos: 2,764; Productos no energéticos: 175.94; Gas seco: 1,455.48; Electricidad: 990.20; Otros autogeneración: 7.30.

⁴ Diesel: 16.56; Combustóleo: 371.62; Gas seco: 1123.11; Coque de petróleo: 34.86; Gas licuado: 0.03; Otros: 7.30

⁵ Coquizadoras: 1.56; Refinerías y despuntadoras: 266.39; Plantas de gas y fraccionadoras: 5.65; Centrales eléctricas públicas: 817.32; Centrales eléctricas PIE: 303.76; Centrales eléctricas autogeneración: 131.30.

Diagrama 3. Balance Nacional de Energía, 2011 (Petajoules)

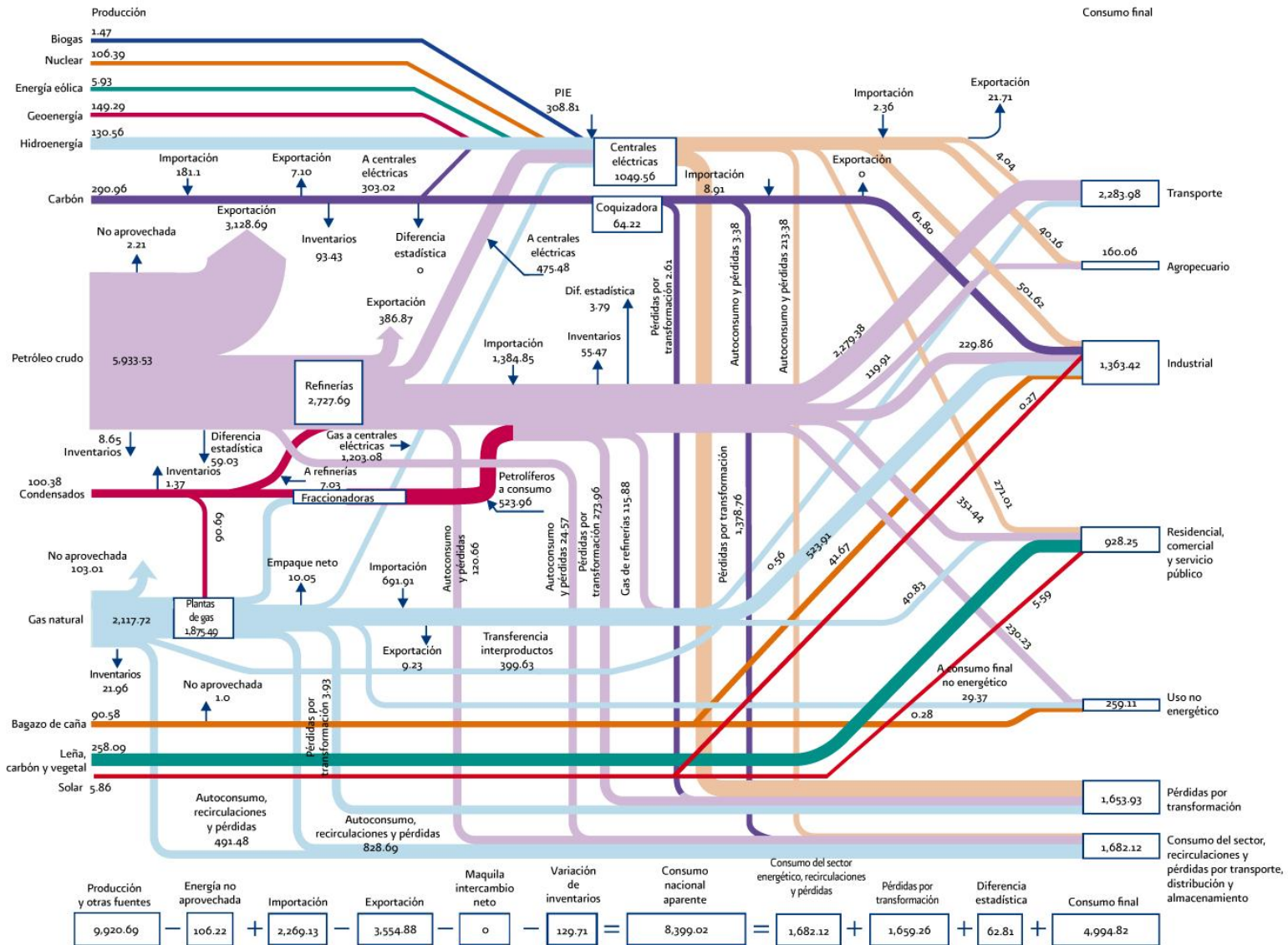


Diagrama 4. Balance Nacional de Energía, 2010 (Petajoules)

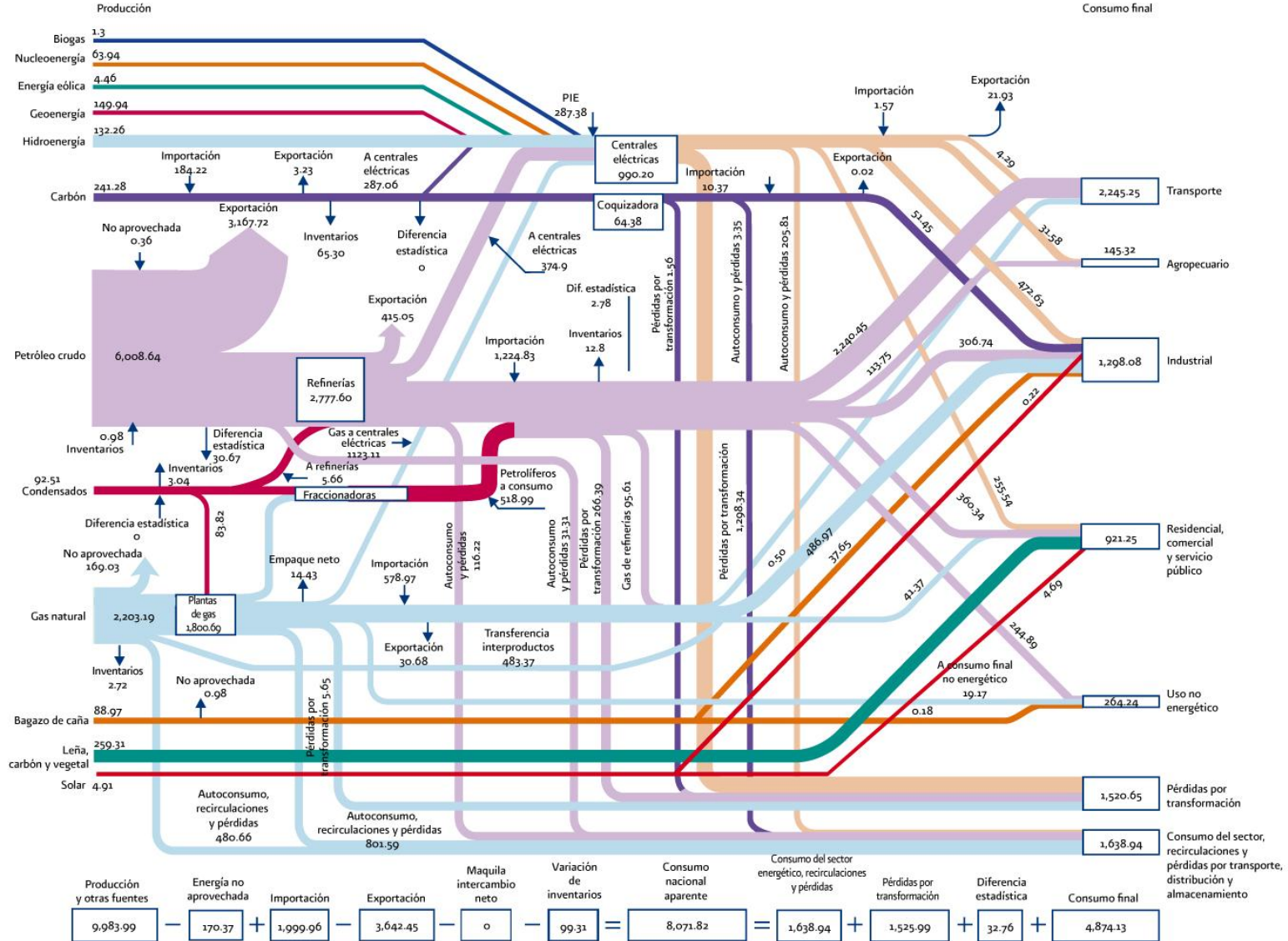


Figura 33. Balance Nacional de Energía, 2011 (Petajoules)

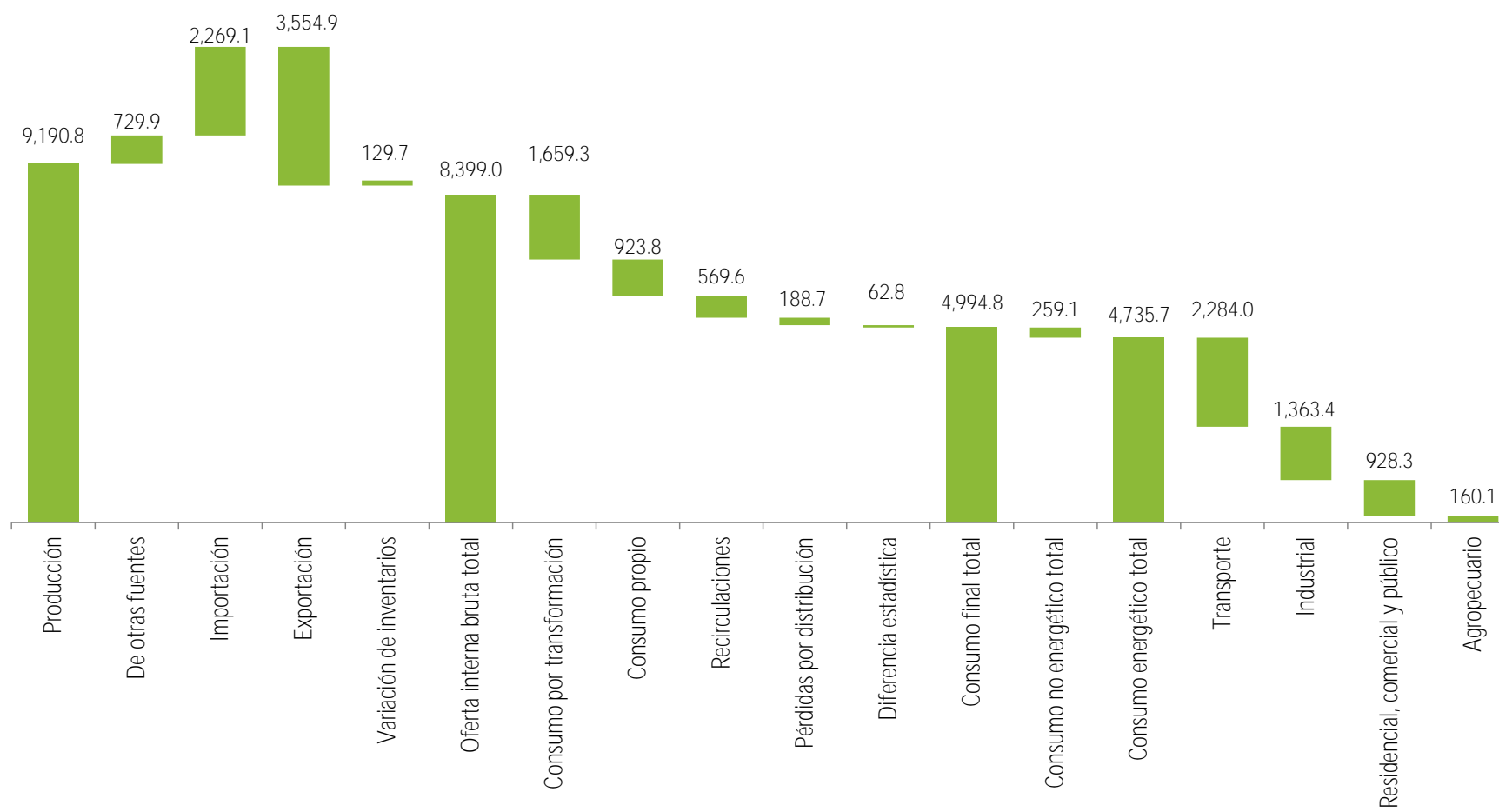


Figura 34. Balance Nacional de Energía, 2010 (Petajoules)



Cuadro 30. Importación de energía a México por país de origen, 2011 (Petajoules)

	Carbón	Coque de carbón	Gas licuado	Gasolinas y naftas	Querosenos	Diesel	Combustóleo	Gas seco	Electricidad	Total
Importación	181.09	8.91	126.42	815.73	1.84	287.90	58.78	691.91	2.36	2,174.95
Estados Unidos	58.62	3.45	120.50	623.64	1.84	278.70	50.53	536.39	2.35	1,676.02
Holanda	-	-	-	85.03	-	-	-	-	-	85.03
Australia	76.21	-	-	-	-	-	-	-	-	76.21
Nigeria	-	-	-	2.58	-	-	-	44.08	-	46.65
España	-	0.03	-	5.33	-	-	-	-	-	5.36
Arabia Saudita	-	-	1.79	30.80	-	-	-	-	-	32.60
Egipto	-	-	-	7.11	-	-	-	-	-	7.11
Sudáfrica	22.27	-	-	-	-	-	-	-	-	22.27
Canadá	11.53	-	-	1.77	-	2.80	-	-	-	16.10
Italia	-	0.73	-	21.80	-	-	-	-	-	22.53
Francia	-	-	-	4.13	-	-	-	-	-	4.13
Portugal	-	-	-	1.50	-	-	-	-	-	1.50
Colombia	10.04	2.56	-	-	-	-	-	-	-	12.60
Islas Bahamas	-	-	-	10.57	-	-	-	-	-	10.57
Japón	-	-	-	-	-	3.70	-	-	-	3.70
Qatar	-	-	-	-	-	-	-	65.64	-	65.64
Argentina	-	-	2.88	-	-	-	-	-	-	2.88
Perú	-	-	1.25	1.46	-	-	1.55	24.92	-	29.17
Venezuela	-	-	-	-	-	2.70	-	-	-	2.70
Ecuador	-	-	-	-	-	-	1.07	-	-	1.07
Angola	-	-	-	1.21	-	-	-	-	-	1.21
Malta	-	-	-	1.50	-	-	-	-	-	1.50
Rusia	0.23	-	-	9.03	-	-	-	-	-	9.26
Indonesia	1.65	-	-	-	-	-	-	10.10	-	11.75
China	0.03	0.11	-	-	-	-	-	-	-	0.14
Yemen	-	-	-	-	-	-	-	10.77	-	10.77
Polonia	-	2.03	-	-	-	-	-	-	-	2.03
Guatemala	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	0.01
Ucrania	0.51	-	-	-	-	-	-	-	-	0.51
Antillas Holandesas	-	-	-	2.93	-	-	1.93	-	-	4.86
Otros hemisferio Occider	-	-	-	-	-	-	3.71	-	-	3.71
Otros Asia-Pacífico	-	-	-	5.35	-	-	-	-	-	5.35

Nota: Únicamente se realizó el desglose por país de origen de aquellos energéticos para los cuales se tiene información.

Cuadro 31. Exportaciones de energía de México por país de destino, 2011 (Petajoules)

	Carbón	Petróleo crudo	Gas licuado	Gasolinas y naftas	Querosenos	Combustóleo	Gas seco	Electricidad	Total
Exportación	7.09	3,128.69	2.28	141.23	3.58	236.99	9.23	21.71	3,550.79
Estados Unidos	0.02	2,555.85	-	141.23	3.58	214.62	9.23	16.39	2,940.91
España	-	263.07	-	-	-	-	-	-	263.07
India	-	88.51	-	-	-	-	-	-	88.51
Canadá	-	47.99	-	-	-	-	-	-	47.99
Antillas Holandesas	-	-	0.59	-	-	4.07	-	-	4.66
Holanda	-	17.69	-	-	-	-	-	-	17.69
Singapur	-	-	-	-	-	2.32	-	-	2.32
Guatemala	0.12	-	-	-	-	-	-	4.01	4.13
El Salvador	0.07	-	-	-	-	-	-	-	0.07
Belice	-	-	-	-	-	-	-	1.31	1.31
China	-	86.34	-	-	-	-	-	-	86.34
Italia	-	17.09	-	-	-	-	-	-	17.09
Brasil	2.90	-	-	-	-	-	-	-	2.90
Japón	3.87	-	-	-	-	-	-	-	3.87
Cuba	0.11	-	-	-	-	-	-	-	0.11
Sudáfrica	0.01	-	-	-	-	-	-	-	0.01
Portugal	-	12.93	-	-	-	-	-	-	12.93
Otros África	-	-	1.58	-	-	-	-	-	1.58
Otros Hemisferio occidenta	-	39.23	0.12	-	-	15.97	-	-	55.32

Nota: Únicamente se realizó el desglose por país de destino de aquellos energéticos para los cuales se tiene información.

Diagrama 5. Balance de carbón 2011, miles de toneladas (Petajoules)

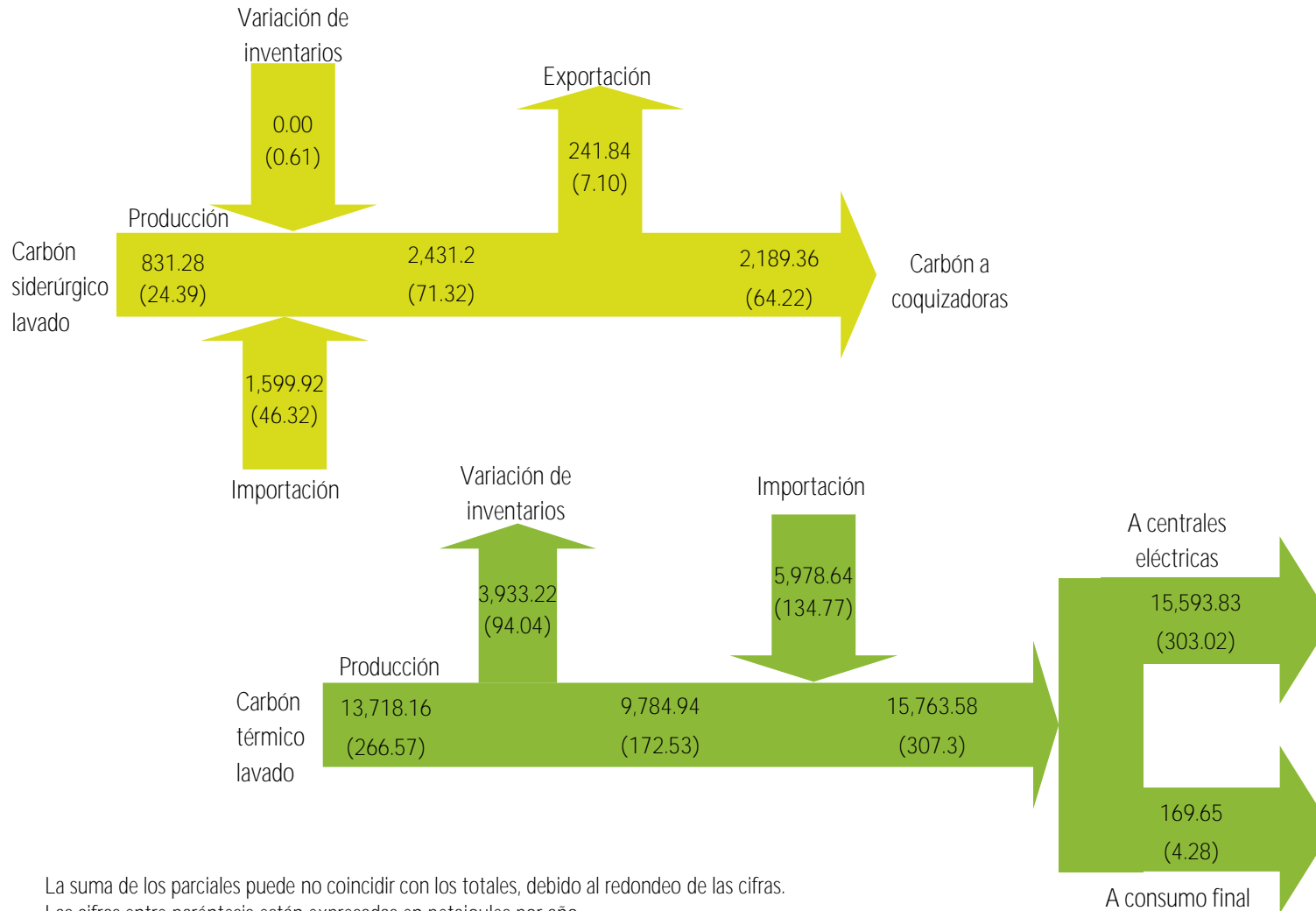
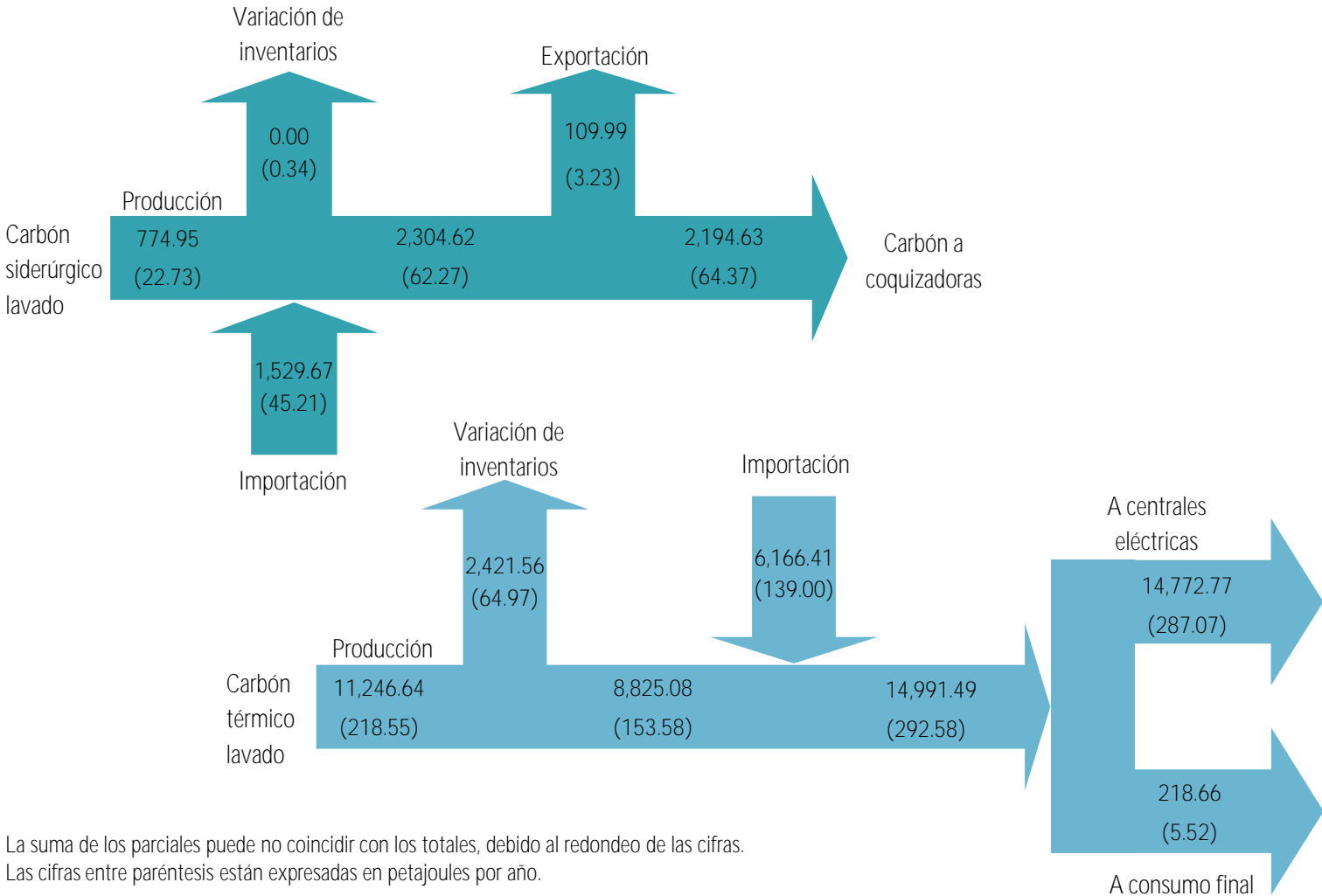
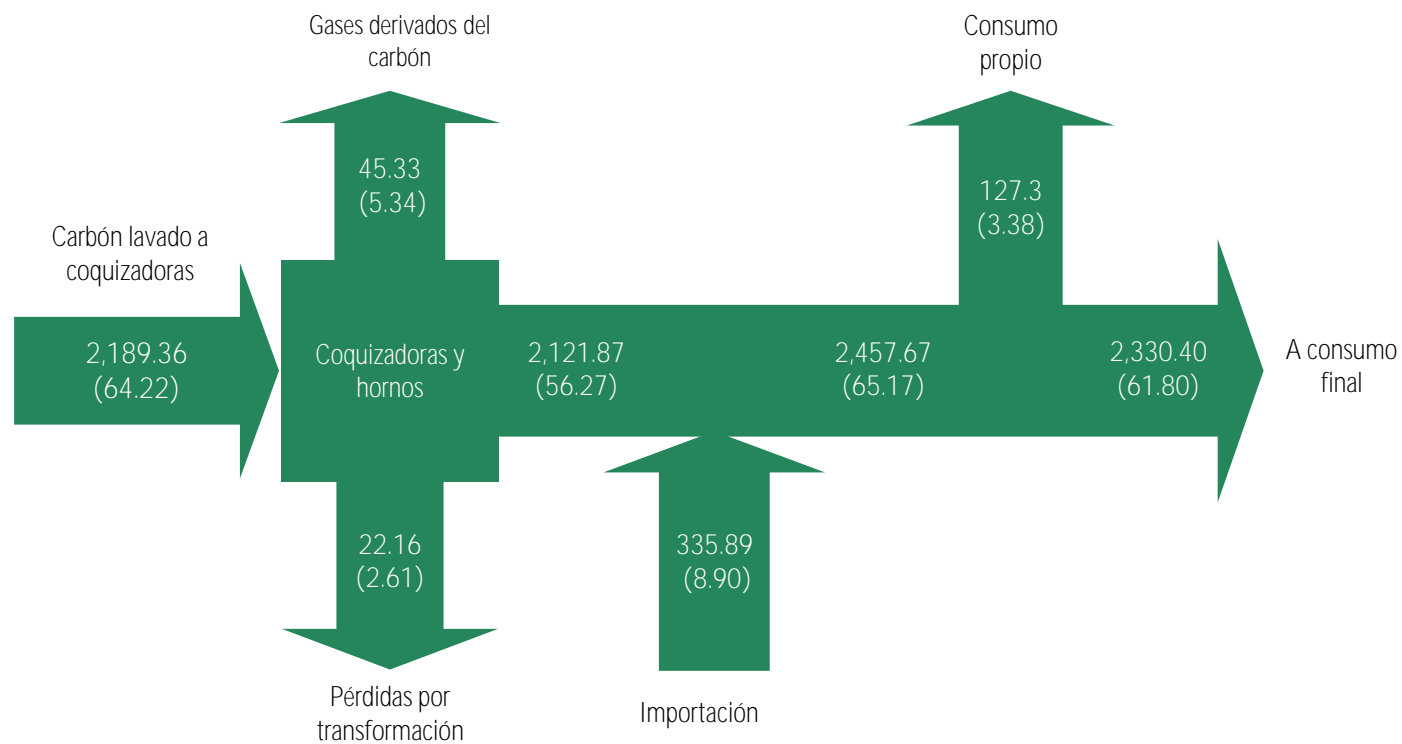


Diagrama 6. Balance de carbón 2010, miles de toneladas (Petajoules)



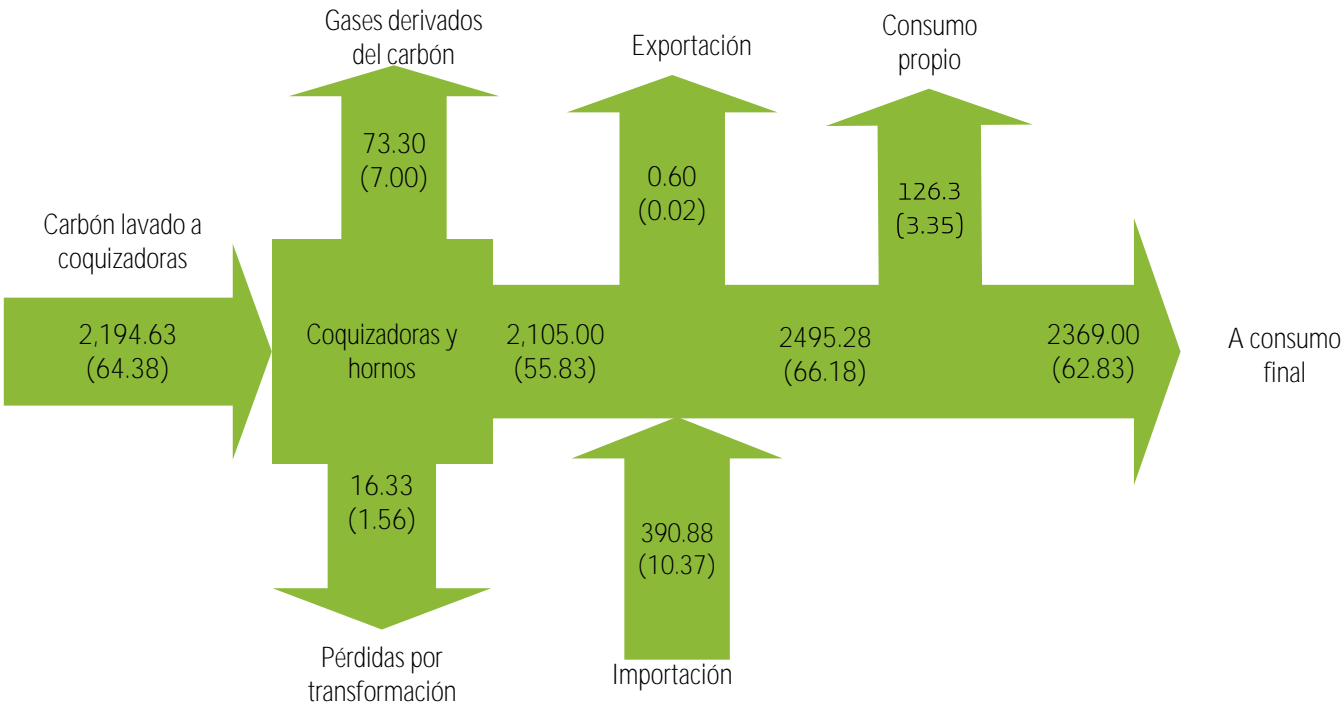
La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras. Las cifras entre paréntesis están expresadas en petajoules por año.

Diagrama 7. Balance de coquizadoras y hornos 2011, miles de toneladas (Petajoules)



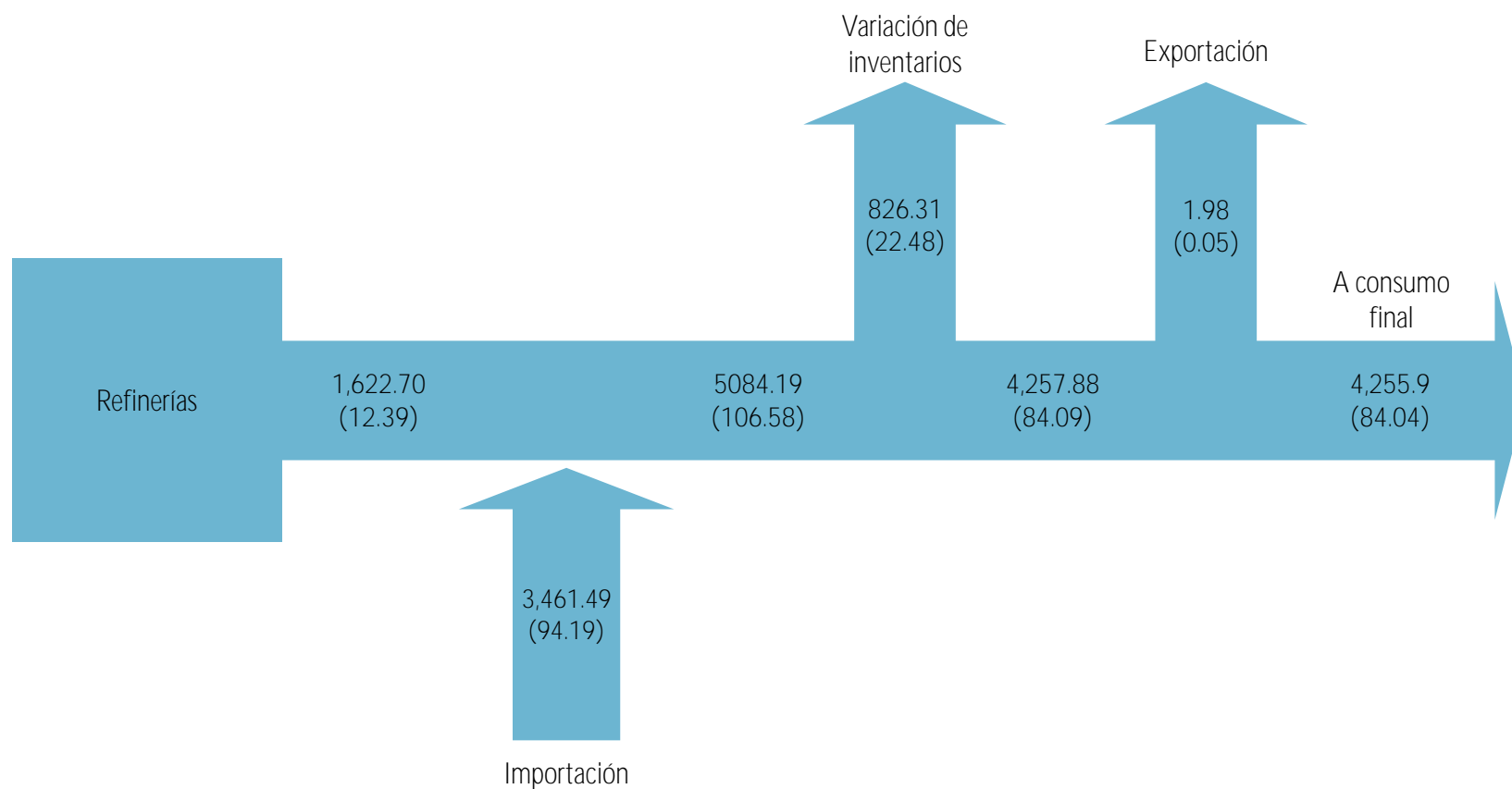
La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.
Las cifras entre paréntesis están expresadas en petajoules por año.

Diagrama 8. Balance de coque de carbón 2010, miles de toneladas (Petajoules)



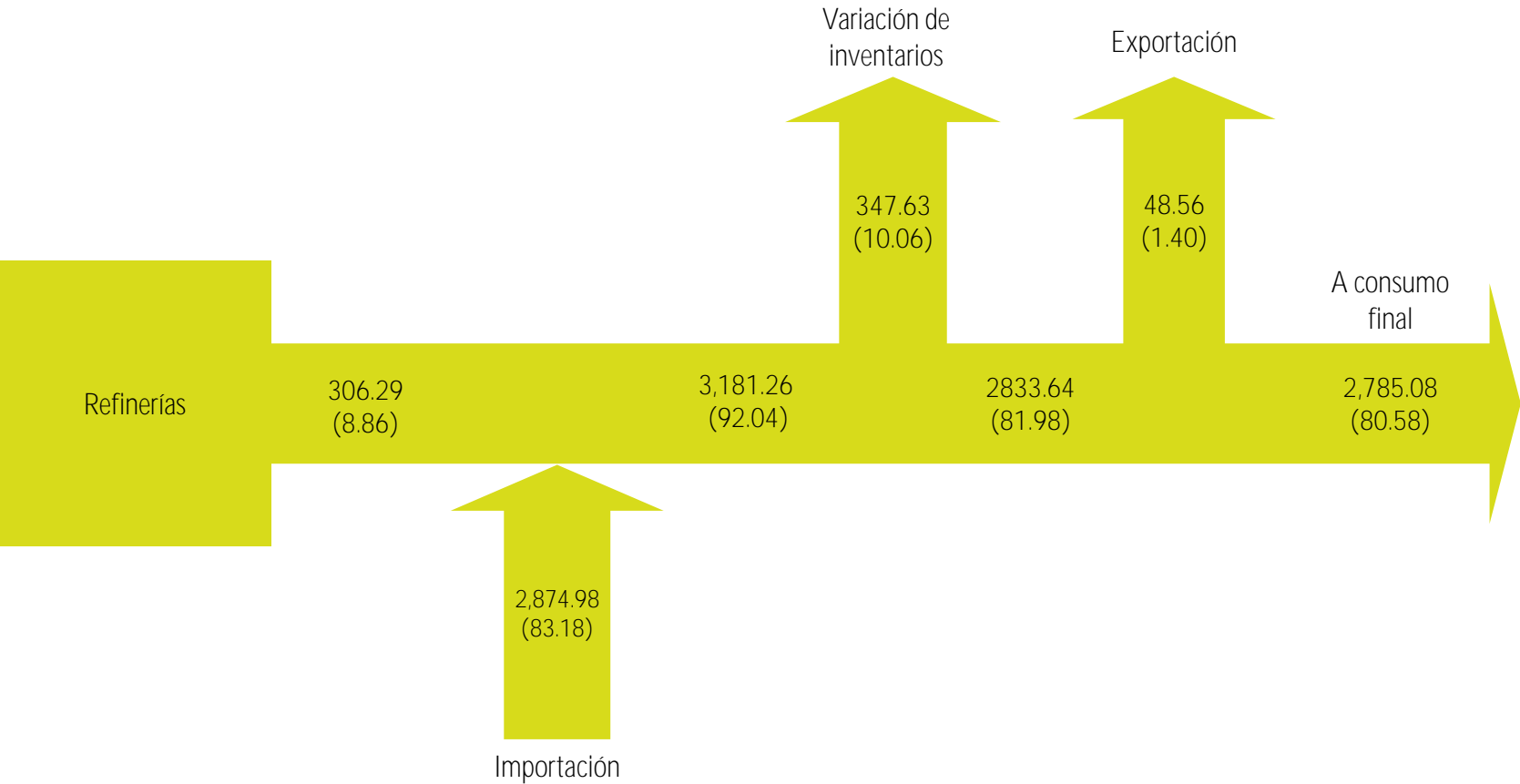
La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras. Las cifras entre paréntesis están expresadas en petajoules por año.

Diagrama 9. Balance de coque de petróleo 2011, miles de toneladas (Petajoules)



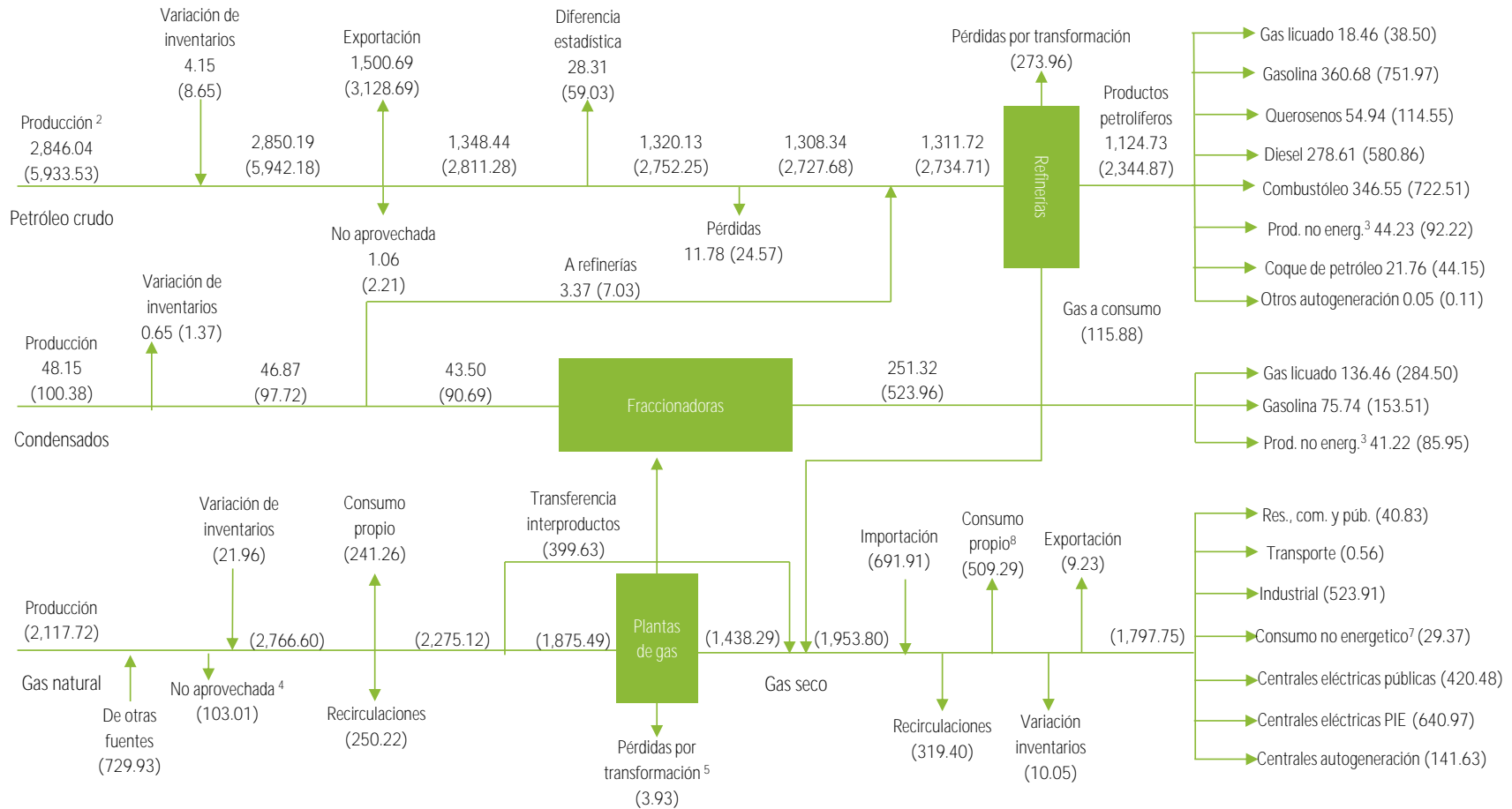
La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.
Las cifras entre paréntesis están expresadas en petajoules por año.

Diagrama 10. Balance de coque de petróleo 2010, miles de toneladas (Petajoules)



La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras. Las cifras entre paréntesis están expresadas en petajoules por año.

Diagrama 11. Balance de energía de hidrocarburos 2011, miles de barriles diarios (Petajoules)



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

¹ Las cifras entre paréntesis están expresadas en petajoules por año.

² El poder calorífico del flujo de petróleo crudo es de 6,381 MJ/b.

³ Expresado en barriles diarios de petróleo equivalente (bdpe).

⁴ No incluye bióxido de carbono ni nitrógeno.

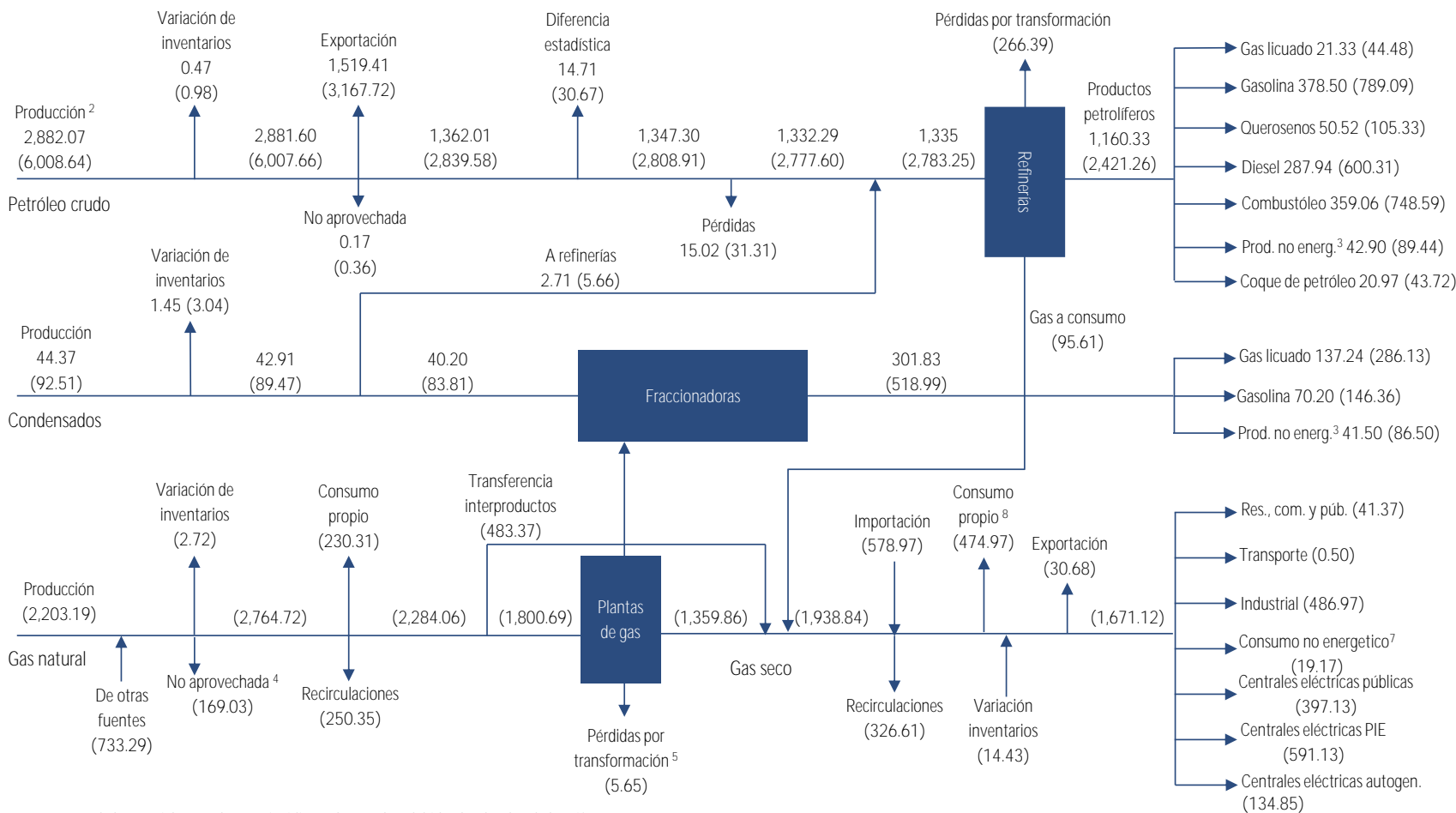
⁵ Incluye pérdidas en fraccionadoras.

⁶ Incluye el consumo energético de la Petroquímica de Pemex.

⁷ Sólo se refiere al consumo como materia prima.

⁸ Incluye el gas enviado a refinerías.

Diagrama 12. Balance de energía de hidrocarburos 2010, miles de barriles diarios (Petajoules)¹



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

¹ Las cifras entre paréntesis están expresadas en petajoules por año.

² El poder calorífico del flujo de petróleo crudo es de 6,391 MJ/b.

³ Expresado en barriles diarios de petróleo equivalente (bdpe).

⁴ No incluye bióxido de carbono ni nitrógeno.

⁵ Incluye pérdidas en fraccionadoras.

⁶ Incluye el consumo energético de Petroquímica de Pemex.

⁷ Sólo se refiere al consumo como materia prima.

⁸ Incluye el gas enviado a refinerías.

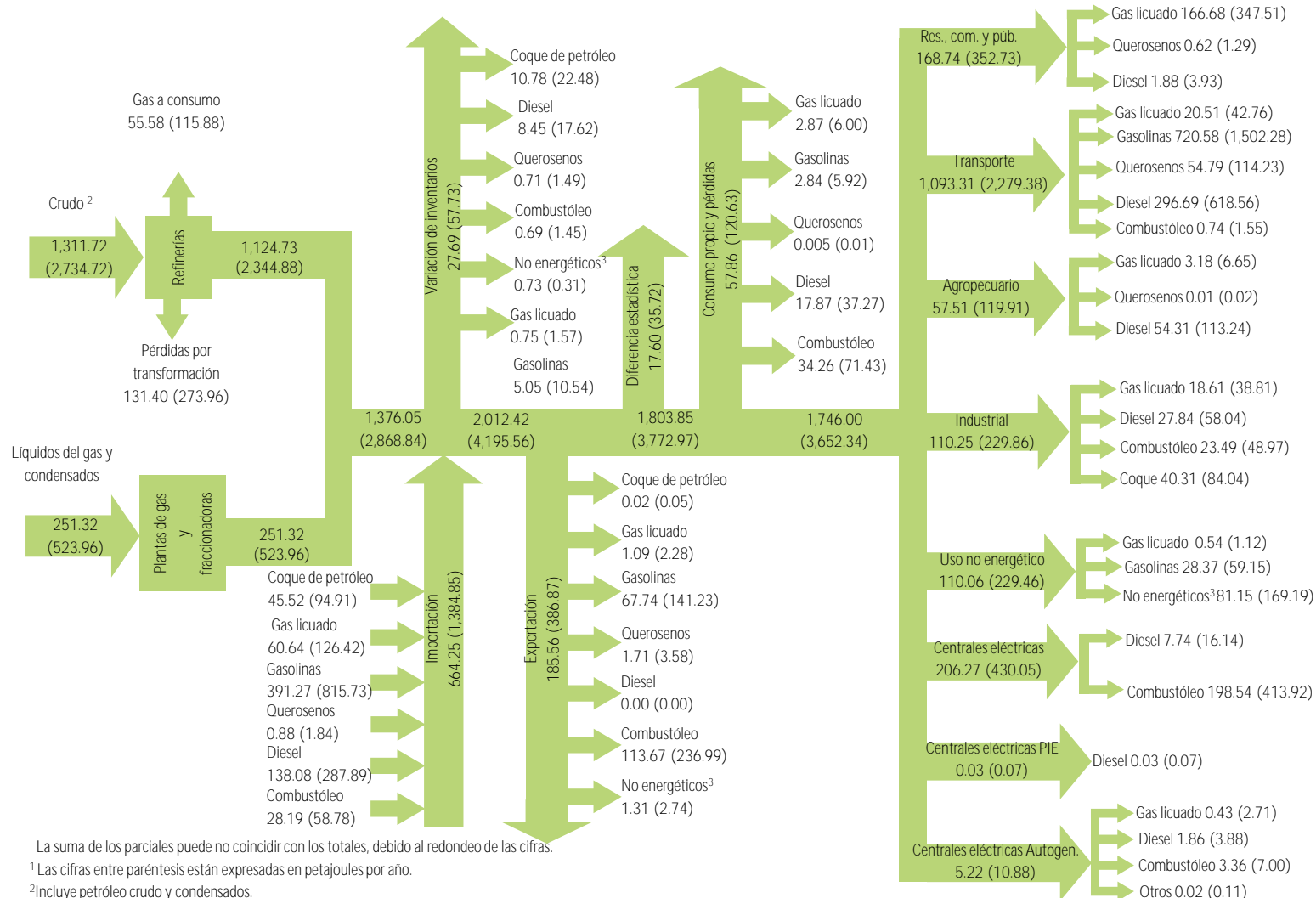
Diagrama 13. Balance de petrolíferos 2011, miles de barriles de petróleo crudo equivalente diarios (Petajoules)¹

Diagrama 14. Balance de petrolíferos 2010, miles de barriles de petróleo crudo equivalente diarios (Petajoules)¹

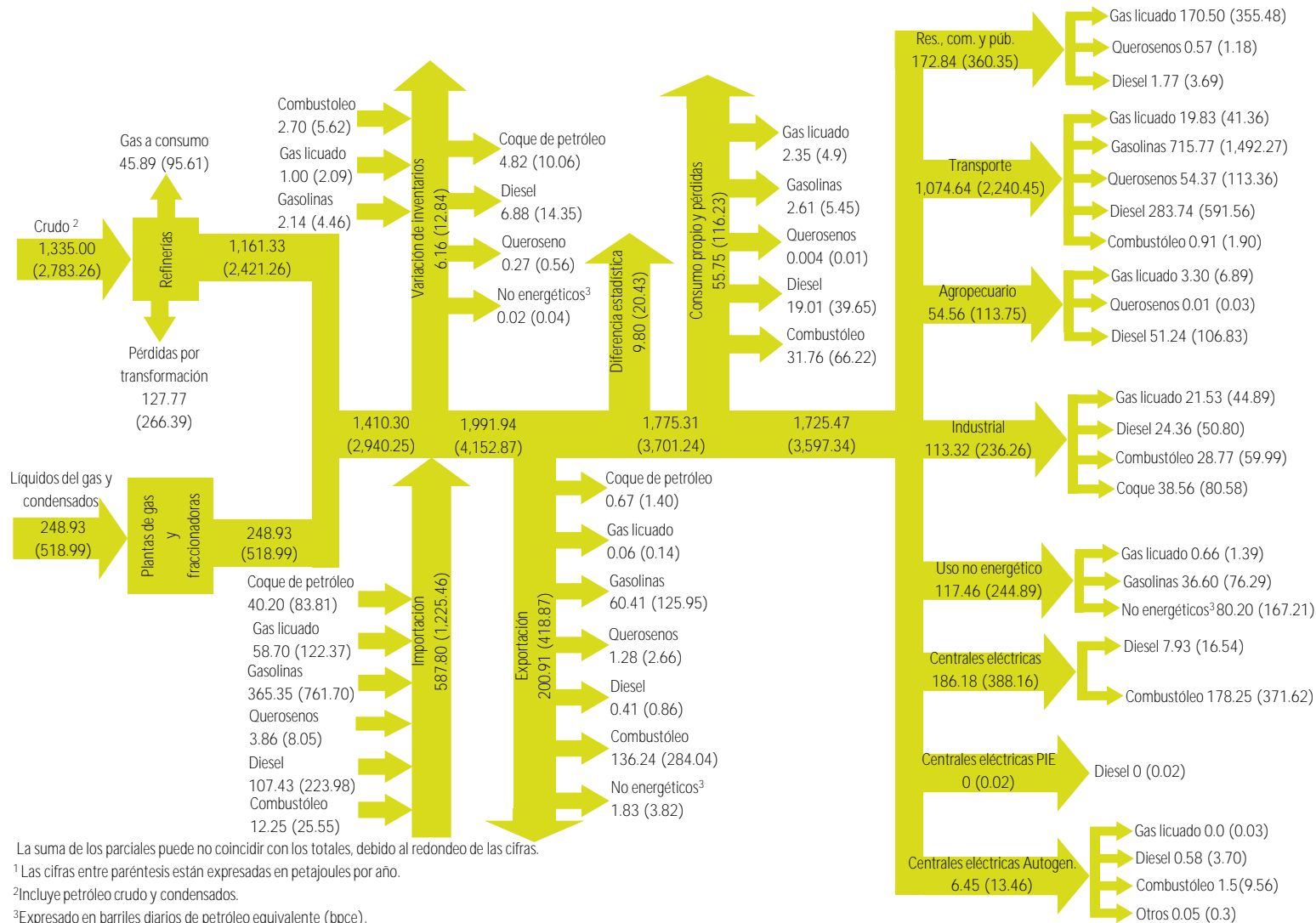


Diagrama 15. Balance de electricidad servicio público 2011, GWh (Petajoules)

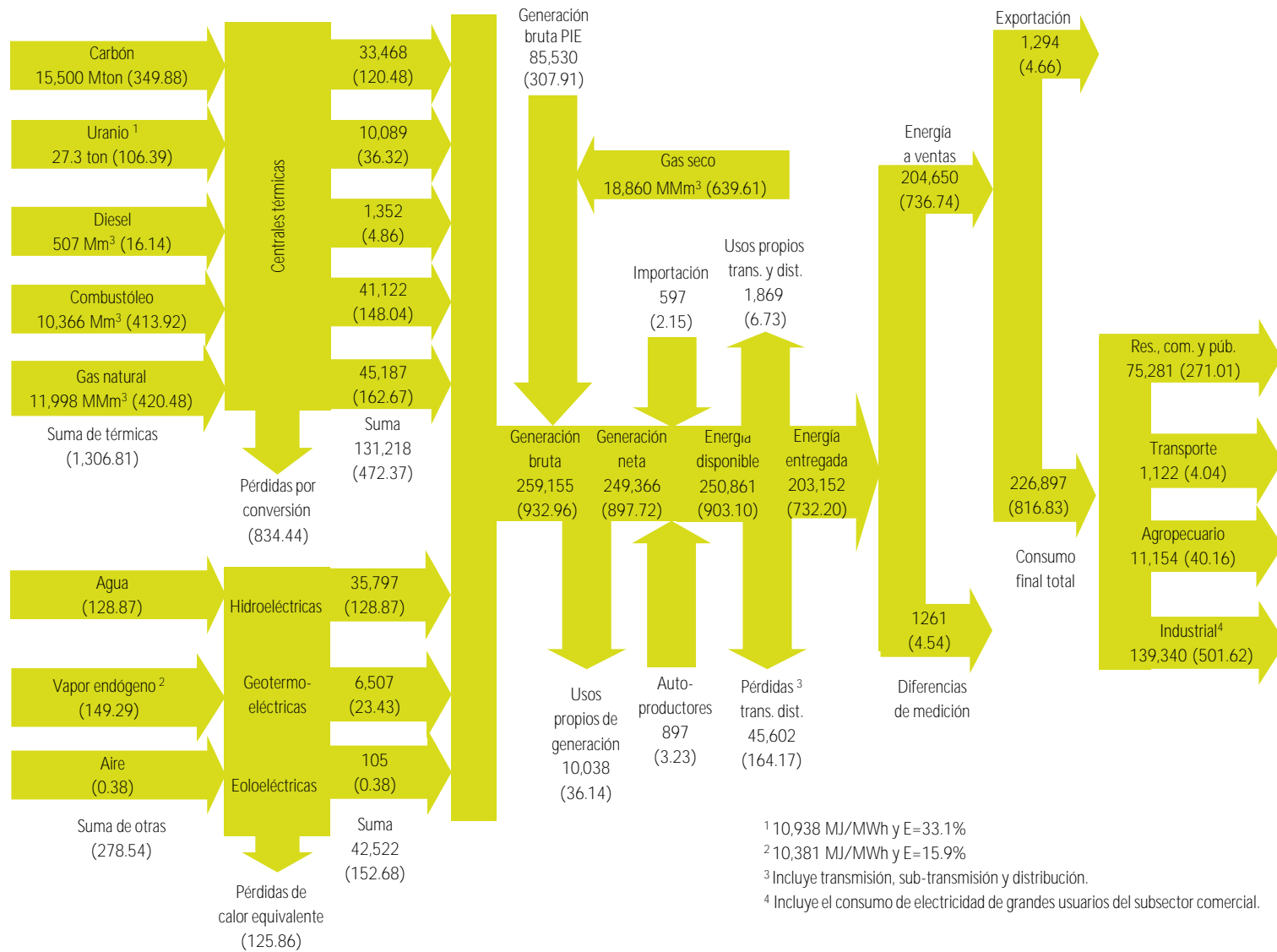


Diagrama 16. Balance de electricidad servicio público 2010, GWh (Petajoules)

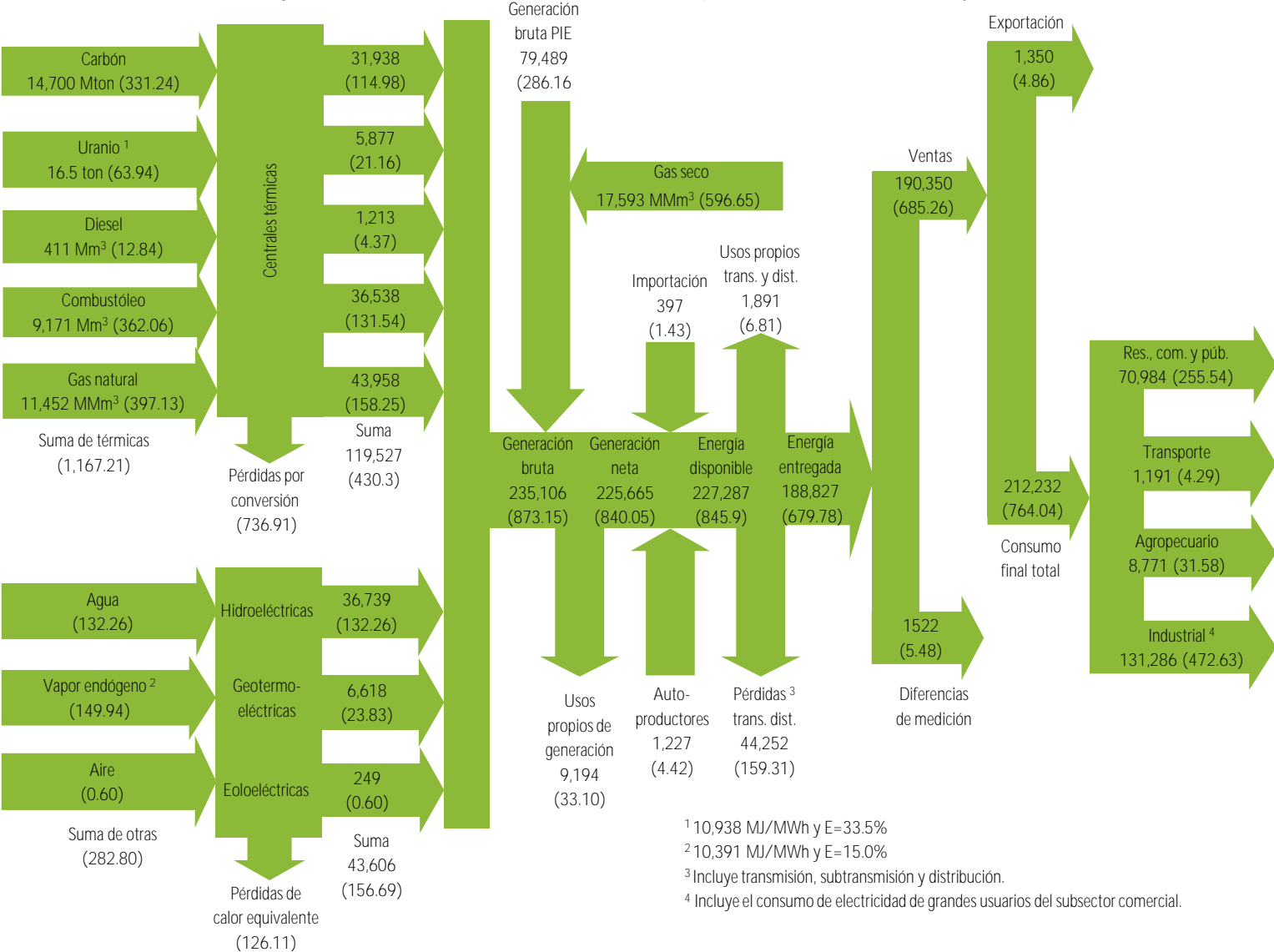
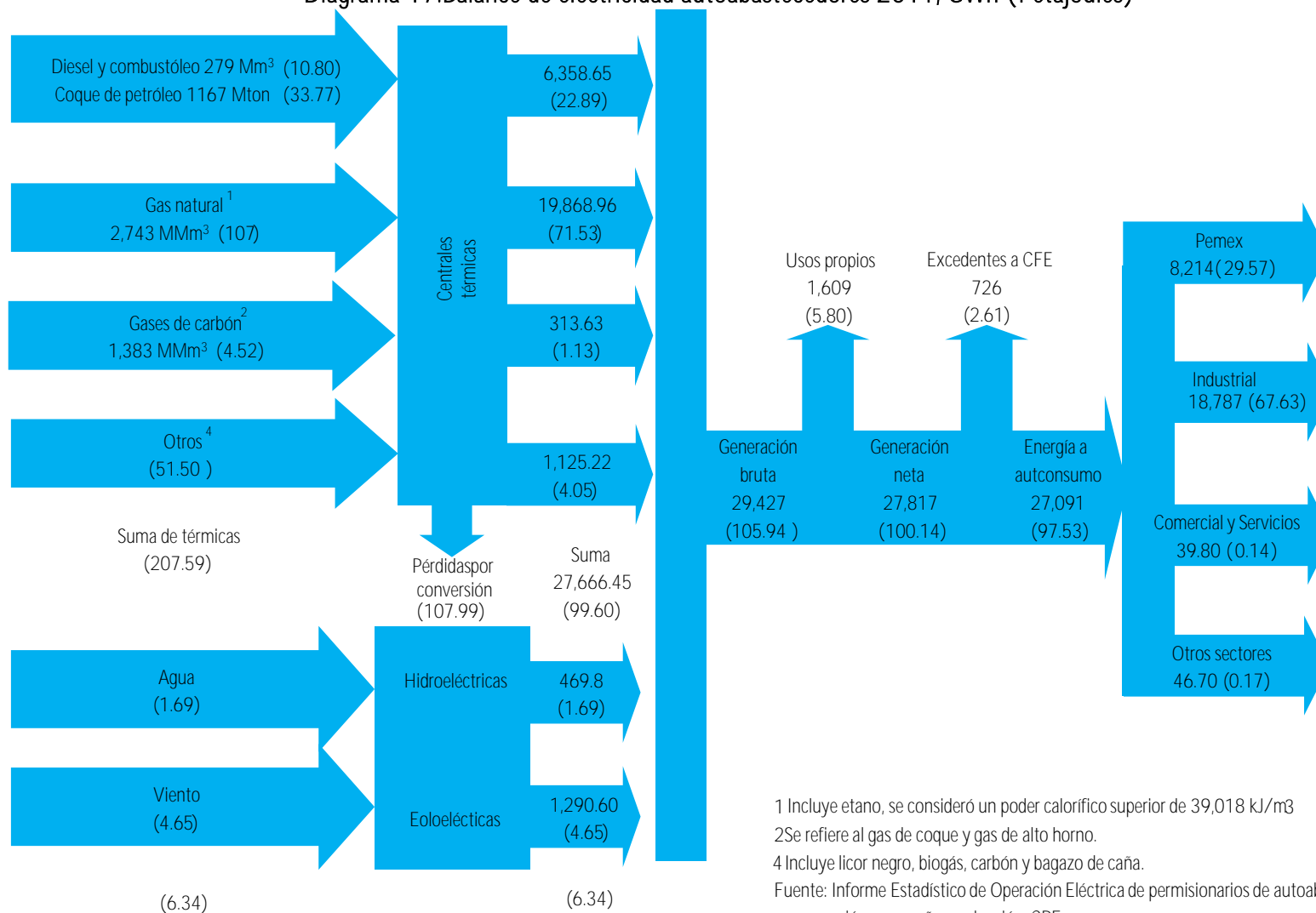


Diagrama 17. Balance de electricidad autoabastecedores 2011, GWh (Petajoules)



1 Incluye etano, se consideró un poder calorífico superior de 39,018 kJ/m³

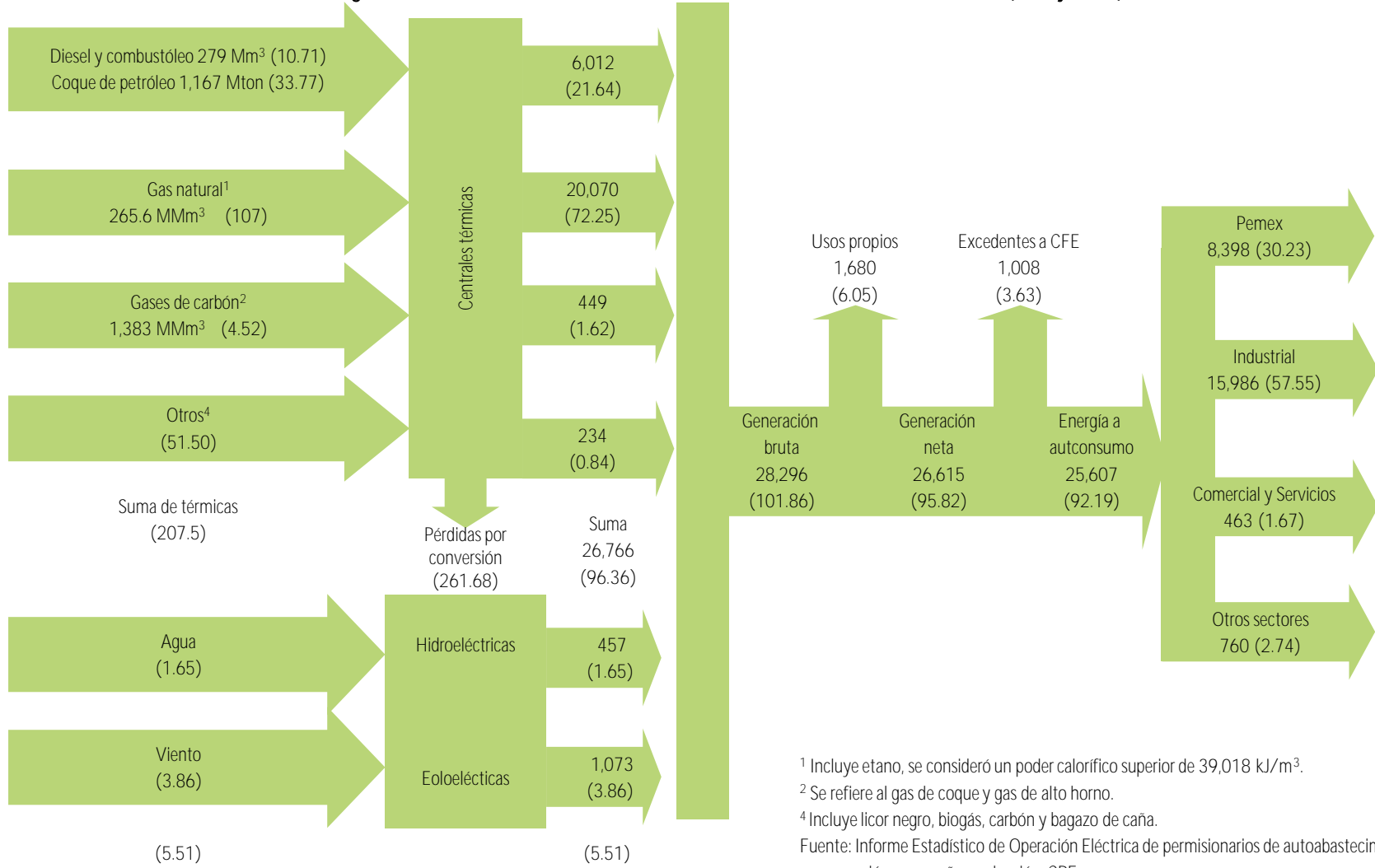
2 Se refiere al gas de coque y gas de alto horno.

4 Incluye licor negro, biogás, carbón y bagazo de caña.

Fuente: Informe Estadístico de Operación Eléctrica de permisionarios de autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción, CRE.

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

Diagrama 18. Balance de electricidad autoabastecedores 2010, GWh (Petajoules)



¹ Incluye etano, se consideró un poder calorífico superior de 39,018 kJ/m³.

² Se refiere al gas de coque y gas de alto horno.

⁴ Incluye licor negro, biogás, carbón y bagazo de caña.

Fuente: Informe Estadístico de Operación Eléctrica de permisionarios de autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción, CRE.

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

7. Balances regionales

En esta sección, se presentan los balances regionales para las diferentes fuentes de energía tanto primaria como secundaria. Los energéticos primarios que se consideran son: petróleo crudo, condensados, gas natural, nucleenergía, hidroenergía, geoenergía, eoloenergía, bagazo de caña y leña. En los energéticos secundarios se incluyen: coque de petróleo, gas licuado de petróleo, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas seco y electricidad.

La clasificación regional utilizada en el Balance Nacional de Energía⁴³ consiste en cinco zonas geográficas: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste, las cuales se conforman con los siguientes Estados de la República:

- La región Noroeste comprende los estados de Baja California, Baja California Sur, Sonora y Sinaloa.
- La región Noreste comprende los estados de Chihuahua, Coahuila, Durango, Tamaulipas y Nuevo León.
- La región Centro-Occidente comprende los estados de Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Nayarit, Querétaro, San Luis Potosí y Zacatecas.
- La región Centro comprende los estados siguientes: Distrito Federal, Hidalgo, México, Morelos, Puebla y Tlaxcala.
- La región Sur-Sureste comprende los estados de Campeche, Chiapas, Guerrero, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz y Yucatán.

La presentación de la información en forma matricial para cada región, permite identificar en las columnas aquella información que corresponde a las fuentes de energía, mientras que en las filas, aquella correspondiente a la oferta, transformación y consumo final, al igual que en el Balance Nacional de Energía. Asimismo, se incluye una fila relativa al intercambio regional neto.

⁴³ La clasificación por regiones corresponde con la utilizada por la Presidencia de la República a partir de 2002.

Figura 35. Regiones económicas de México



Cuadro 32. Balance de energía de la región Noroeste, 2011 (Petajoules)

	Petróleo crudo	Conden- sados	Gas natural	Nucleo- energía	Hidro- energía	Geo- energía	Energía eólica	Bagazo de caña	Leña	Total energía primaria	Coque de petróleo	Gas LP	Gasolinas y naftas	Quero- senos	Diesel	Combus- tóleo	Prod no ener- géticos	Gas seco	Electri- cidad	Total energía secundaria	Total	
Producción	0.00	0.00	0.00	0.00	8.32	100.13	0.00	2.39	6.31	117.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	117.15
De otras fuentes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Importación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	25.67	43.28	0.00	50.46	26.18	0.00	90.20	1.05	236.88	236.88	
Variación de inventarios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.50	-1.06	-0.20	-1.37	-0.07	0.00	-0.12	0.00	-3.31	-3.31	
Oferta total	0.00	0.00	0.00	0.00	8.32	100.13	0.00	2.39	6.31	117.15	0.04	25.17	42.22	-0.20	49.10	26.11	0.00	90.08	1.05	233.57	350.72	
Exportación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-34.85	0.00	0.00	-10.37	-45.21	-45.21	
Maquila-intercambio neto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Intercambio regional neto	0.00	0.00	0.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.38	0.00	0.81	153.82	9.09	85.06	154.19	0.00	0.00	7.81	410.78	411.15	
Energía no aprovechada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.00	-0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03
Oferta interna bruta	0.00	0.00	0.38	0.00	8.32	100.13	0.00	2.36	6.31	117.50	0.04	25.98	196.03	8.89	134.16	145.46	0.00	90.08	-1.51	599.13	716.63	
Total transformación	0.00	0.00	0.00	0.00	-8.32	-100.13	0.00	-1.26	0.00	-109.71	0.00	0.00	0.00	0.00	-10.38	-143.00	0.00	-78.62	131.10	-100.89	-210.60	
Coquizadoras	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Refinerías y despunterías	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plantas de gas y fracc.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Centrales eléctricas	0.00	0.00	0.00	0.00	-8.32	-100.13	0.00	0.00	0.00	-108.45	0.00	0.00	0.00	0.00	-9.56	-142.99	0.00	-6.57	84.73	-74.39	-182.85	
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-50.64	27.75	-22.88	-22.88	
Centrales eléctricas autogeneración	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.26	0.00	-1.26	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.82	0.00	0.00	-21.41	18.62	-3.61	-4.87	
Consumo propio del sector	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.24	0.00	-0.08	-6.91	-7.24	-7.24	
Transf. interproductos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Recirculaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diferencia estadística	0.00	0.00	-0.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.38	-0.04	-0.53	-0.46	4.23	-4.96	0.50	0.00	-9.80	1.97	-9.10	-9.48	
Pérdidas (transp.,dist.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-11.85	-11.85	-11.85	
Consumo final total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.11	6.31	7.41	0.00	25.45	195.57	13.12	118.81	2.72	0.00	1.57	112.80	470.05	477.47	
Producción bruta de energía secundaria											0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	131.10	131.10	131.10	

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

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

Cuadro 33. Balance de energía de la región Noreste, 2011 (Petajoules)

	Petróleo crudo	Conden- sados	Gas natural	Nucleo- energía	Hidro- energía	Geo- energía	Energía eólica	Bagazo de caña	Leña	Total energía primaria	Coque de petróleo	Gas LP	Gasolinas y naftas	Quero- senos	Diesel	Combus- tóleo	Prod. no ener- géticos	Gas seco	Electri- cidad	Total energía secundaria	Total	
Producción	270.45	27.11	757.94	0.00	1.10	0.00	0.00	4.13	11.30	1,072.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,072.02
De otras fuentes	0.00	0.00	34.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	34.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	34.07
Importación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	63.76	46.45	61.93	0.00	74.63	10.64	0.00	601.71	1.30	860.42	860.42	
Variación de inventarios	-51.93	-1.37	0.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-52.41	-22.48	-0.07	-0.71	-0.17	-2.05	-0.21	-0.14	-3.08	0.00	-28.91	-81.31	
Oferta total	218.52	25.74	792.89	0.00	1.10	0.00	0.00	4.13	11.30	1,053.68	41.27	46.38	61.22	-0.17	72.58	10.43	-0.14	598.63	1.30	831.51	1,885.19	
Exportación	-33.23	-1.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-34.51	-0.05	-0.51	-38.65	0.00	0.00	0.00	0.00	-9.23	0.31	-48.13	-82.64	
Maquila-intercambio neto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Intercambio regional neto	496.91	1.28	-79.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	418.28	0.13	1.27	-6.04	-7.38	-62.29	-12.88	3.64	-56.79	-93.42	-233.77	184.52	
Energía no aprovechada	-0.10	0.00	-1.24	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.05	0.00	-1.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.39	
Oferta interna bruta	682.11	25.74	711.74	0.00	1.10	0.00	0.00	4.08	11.30	1,436.07	41.35	47.14	16.53	-7.54	10.29	-2.45	3.50	532.61	-91.80	549.62	1,985.69	
Total transformación	-672.92	-25.74	-825.01	0.00	-1.10	0.00	0.00	-2.17	0.00	-1,526.94	44.01	35.87	242.05	19.51	203.06	6.71	29.45	-456.72	350.39	474.33	-1,052.61	
Coquizadoras	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Refinerías y desp.	-672.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-672.92	44.01	2.52	205.29	19.51	204.79	42.73	29.45	29.46	0.00	577.74	-95.18	
Plantas de gas y fracc.	0.00	-25.74	-825.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-850.75	0.00	33.36	36.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	70.12	-780.63	
Centrales eléctricas	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.10	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.10	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.30	-29.17	0.00	-102.98	164.48	32.03	30.94	
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-334.92	150.83	-184.10	-184.10	
Centrales eléctricas autogeneración	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.17	0.00	-2.17	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.42	-6.85	0.00	-48.27	35.08	-21.47	-23.64	
Consumo propio del sector	0.00	0.00	-10.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-10.08	0.00	0.00	-2.60	0.00	-10.33	0.00	-34.81	-16.32	-64.06	-74.14		
Transf. interproductos	0.00	0.00	-136.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-136.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	136.11	0.00	136.11	0.00	
Recirculaciones	0.00	0.00	-12.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-12.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-12.44	
Diferencia estadística	0.10	0.00	271.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	271.99	-1.35	-0.29	-0.61	0.00	-21.38	7.16	0.00	-146.58	-10.67	-173.70	98.29	
Pérdidas (transp.,dist.)	-9.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-9.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-29.09	-29.09	-38.37	
Consumo final total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.91	11.30	13.22	84.02	82.73	255.38	11.96	191.98	1.09	32.95	30.59	202.50	893.19	906.41	
Producción bruta de energía secundaria											44.01	35.87	242.05	19.51	204.79	42.73	29.45	29.46	350.39	998.24	998.24	

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

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

Cuadro 34. Balance de energía de la región Centro-Occidente, 2011 (Petajoules)

	Petróleo crudo	Conden- sados	Gas natural	Nucleo- energía	Hidro- energía	Geo- energía	Energía eólica	Bagazo de caña	Leña	Total energía primaria	Coque de petróleo	Gas LP	Gasolinas y naftas	Quero- senos	Diesel	Combus- tóleo	Prod. no ener- géticos	Gas seco	Electri- cidad	Total energía secundaria	Total	
Producción	0.00	0.00	0.00	0.00	16.31	37.46	0.00	27.09	38.37	119.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	119.23
De otras fuentes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Importación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00	0.23	0.00	7.83	9.28	0.00	0.00	0.00	0.00	20.35	20.35
Variación de inventarios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.16	-3.88	-0.12	-7.22	-0.31	-0.14	-1.37	0.00	-13.20	-13.20	
Oferta total	0.00	0.00	0.00	0.00	16.31	37.46	0.00	27.09	38.37	119.23	0.00	2.84	-3.65	-0.12	0.62	8.98	-0.14	-1.37	0.00	7.16	126.38	
Exportación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.04	0.00	0.00	0.00	-50.83	0.00	0.00	0.00	-50.87	-50.87	
Maquila-intercambio neto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Intercambio regional neto	396.00	0.00	89.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	485.76	0.00	191.35	266.39	-0.22	116.63	56.04	-35.79	120.26	88.09	802.74	1,288.49	
Energía no aprovechada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.30	0.00	-0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.30	
Oferta interna bruta	396.00	0.00	89.76	0.00	16.31	37.46	0.00	26.79	38.37	604.69	0.00	194.15	262.74	-0.34	117.25	14.18	-35.93	118.89	88.09	759.02	1,363.71	
Total transformación	-396.00	0.00	0.00	0.00	-16.31	-37.46	0.00	-14.24	0.00	-464.01	-31.77	3.11	102.52	15.34	76.87	22.65	40.17	-123.60	127.29	232.58	-231.44	
Coquizadoras	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Refinerías y desp.	-396.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-396.00	0.00	3.11	102.52	15.34	78.26	94.91	40.17	14.14	0.00	348.44	-47.56	
Plantas de gas y fracc.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Centrales eléctricas	0.00	0.00	0.00	0.00	-15.87	-37.46	0.00	0.00	0.00	-53.33	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.76	-72.19	0.00	-38.37	59.79	-51.53	-104.85	
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-90.55	60.90	-29.65	-29.65	
Centrales eléctricas autogeneración	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.44	0.00	0.00	-14.24	0.00	-14.69	-31.77	0.00	0.00	0.00	-0.63	-0.07	0.00	-8.82	6.60	-34.69	-49.37	
Consumo propio del sector	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-30.15	0.00	-25.18	-5.95	-61.29	-61.29	
Transf. interproductos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Recirculaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Diferencia estadística	0.00	0.00	-89.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-89.76	31.77	-2.09	-0.87	0.00	0.38	-0.90	0.00	90.21	16.67	135.18	45.42	
Pérdidas (transp. dist.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-31.63	-31.63	-31.63	
Consumo final total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.54	38.37	50.91	0.00	195.17	364.39	15.00	194.50	5.78	4.24	60.31	194.47	1,033.86	1,084.77	
Producción bruta de energía secundaria											0.00	3.11	102.52	15.34	78.26	94.91	40.17	14.14	127.29	475.73	475.73	

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

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

Cuadro 35. Balance de energía de la región Centro, 2011 (Petajoules)

	Petróleo crudo	Conden- sados	Gas natural	Nucleo- energía	Hidro- energía	Geo- energía	Energía eólica	Bagazo de caña	Leña	Total energía primaria	Coque de petróleo	Gas LP	Gasolinas y naftas	Quero- senos	Diesel	Combus- tóleo	Prod. no ener- géticos	Gas seco	Electri- cidad	Total energía secundaria	Total	
Producción	0.00	0.00	0.00	0.00	10.02	11.70	0.00	6.92	55.82	84.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	84.46	
De otras fuentes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Importación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30.33	0.00	327.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	358.01	358.01	
Variación de inventarios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.68	-3.46	-0.57	-4.08	-0.39	-0.02	-1.37	0.00	-10.57	-10.57	
Oferta total	0.00	0.00	0.00	0.00	10.02	11.70	0.00	6.92	55.82	84.46	30.33	-0.68	324.22	-0.57	-4.08	-0.39	-0.02	-1.37	0.00	347.45	431.91	
Exportación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Maquila-intercambio neto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Intercambio regional neto	650.46	0.00	110.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	760.96	0.00	65.84	-76.52	0.39	66.01	-115.56	8.48	179.65	159.58	287.86	1,048.83	
Energía no aprovechada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.08	0.00	-0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.08	
Oferta interna bruta	650.46	0.00	110.50	0.00	10.02	11.70	0.00	6.85	55.82	845.35	30.33	65.16	247.69	-0.18	61.92	-115.95	8.46	178.28	159.58	635.31	1,480.66	
Total transformación	-650.46	0.00	0.00	0.00	-10.02	-11.70	0.00	-3.64	0.00	-675.82	0.00	15.54	176.77	46.89	99.72	132.51	13.07	-46.19	108.36	546.67	-129.15	
Coquizadoras	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Refinerías y desp.	-650.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-650.46	0.00	15.54	176.77	46.89	100.04	210.68	13.07	22.80	0.00	585.80	-64.66	
Plantas de gas y fracc.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Centrales eléctricas	0.00	0.00	0.00	0.00	-9.66	-11.70	0.00	0.00	0.00	-21.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-78.15	0.00	-60.36	84.90	-53.61	-74.97	
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Centrales eléctricas autogeneración	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.35	0.00	0.00	-3.64	0.00	-3.99	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.32	-0.02	0.00	-8.63	23.46	14.48	10.49	
Consumo propio del sector	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	-1.83	0.00	0.00	-28.90	-5.80	-36.55	-36.55	
Transf. interproductos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Recirculaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Diferencia estadística	0.00	0.00	-110.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-110.50	-30.33	-3.32	-1.00	0.01	-5.32	-2.74	0.00	7.86	-9.88	-44.73	-155.23	
Pérdidas (transp. dist.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-66.82	-66.82	-66.82	
Consumo final total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.21	55.82	59.03	0.00	77.38	423.46	46.70	154.49	13.83	21.54	111.04	185.43	1,033.88	1,092.91	
Producción bruta de energía secundaria											0.00	15.54	176.77	46.89	100.04	210.68	13.07	22.80	108.36	694.16	694.16	

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

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

Cuadro 36. Balance de energía de la región Sur-Sureste, 2011 (Petajoules)

	Petróleo crudo	Conden- sados	Gas natural	Nucleo- energía	Hidro- energía	Geo- energía	Energía eólica	Bagazo de caña	Leña	Total energía primaria	Coque de petróleo	Gas LP	Gasolinas y naftas	Quero- senos	Diesel	Combus- tóleo	Prod. no ener- géticos	Gas seco	Electri- cidad	Total energía secundaria	Total	
Producción	5,663.09	73.26	1,359.78	106.40	94.81	0.00	5.93	50.06	146.28	7,499.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7,499.61
De otras fuentes	0.00	0.00	695.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	695.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	695.87
Importación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	51.31	382.61	1.84	154.97	12.68	0.00	0.00	0.01	603.46	603.46	
Variación de inventarios	60.57	0.00	21.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	81.64	0.00	-0.17	-1.43	-0.44	-2.90	-0.47	-0.01	-4.11	0.00	-9.54	72.11	
Oferta total	5,723.66	73.26	2,076.72	106.40	94.81	0.00	5.93	50.06	146.28	8,277.12	0.05	51.13	381.18	1.40	152.07	12.20	-0.01	-4.11	0.01	593.93	8,871.04	
Exportación	-3,095.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-3,095.46	0.00	-1.72	-102.58	-3.58	0.00	-151.31	-2.74	0.00	-11.66	-273.59	-3,369.05	
Maquila-intercambio neto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Intercambio regional neto	-1,543.37	0.00	-120.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1,664.10	-0.13	-259.27	-337.64	-1.87	-194.80	-81.79	23.67	-214.36	-157.05	-1,223.24	-2,887.34	
Energía no aprovechada	-2.11	0.00	-101.77	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.55	0.00	-104.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-104.43	
Oferta interna bruta	1,082.71	73.26	1,854.22	106.40	94.81	0.00	5.93	49.51	146.28	3,413.12	-0.08	-209.86	-59.03	-4.06	-42.73	-220.89	20.91	-218.47	-168.70	-902.91	2,510.21	
Total transformación	-1,008.31	-71.98	-1,050.48	-106.40	-94.81	0.00	-5.93	-26.32	0.00	-2,364.23	0.14	265.77	384.14	32.81	191.50	282.71	95.48	1,056.22	332.42	2,641.20	276.97	
Coquizadoras	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Refinerías y desp.	-1,008.31	-7.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1,015.33	0.14	17.34	267.39	32.81	197.77	374.19	9.53	49.49	0.00	948.67	-66.66	
Plantas de gas y fracc.	0.00	-64.95	-1,050.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1,115.43	0.00	251.14	116.74	0.00	0.00	0.00	85.95	1,438.29	0.00	1,892.13	776.70	
Centrales eléctricas	0.00	0.00	0.00	-106.40	-93.92	0.00	-0.38	0.00	0.00	-200.69	0.00	0.00	0.00	0.00	-5.51	-91.42	0.00	-212.20	231.15	-77.99	-278.68	
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.91	0.00	0.00	-0.91	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.07	0.00	0.00	-164.86	69.33	-95.60	-96.51	
Centrales eléctricas autogeneración	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.90	0.00	-4.65	-26.32	0.00	-31.87	0.00	-2.71	0.00	0.00	-0.69	-0.06	0.00	-54.50	31.94	-26.01	-57.87	
Consumo propio del sector	0.00	0.00	-231.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-231.18	0.00	-6.00	-3.32	0.00	-35.44	-30.71	0.00	-420.31	-14.21	-509.99	-741.17	
Transf. interproductos	0.00	0.00	-263.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-263.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	263.53	0.00	263.53	0.00	
Recirculaciones	0.00	0.00	-237.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-237.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-319.40	0.00	-319.40	-557.18	
Diferencia estadística	-59.13	-1.28	-71.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-131.67	-0.04	6.22	0.85	-0.01	20.66	-4.02	-5.93	29.57	-3.09	44.21	-87.45	
Pérdidas (transp. dist.)	-15.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-15.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-24.79	-24.79	-40.07	
Consumo final total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.18	146.28	169.46	0.02	56.13	322.64	28.75	133.99	27.10	110.47	391.14	121.62	1,191.86	1,361.32	
Producción bruta de energía secundaria											0.14	268.48	384.14	32.81	197.77	374.19	95.48	1,487.78	332.42	3,173.22	3,173.22	

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

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

Anexo estadístico

En esta sección se presenta la información estadística sobre los conceptos considerados en la elaboración del Balance Nacional de Energía para el período 2001- 2011. (Cuadro 37 al Cuadro 60)

Asimismo, se presenta una selección de indicadores en los que se relaciona el consumo de energía con el crecimiento económico y la población.

Adicionalmente, se proporciona información sobre capacidades de: refinación, proceso de gas natural y generación de electricidad.

Cuadro 37. Poderes caloríficos netos y equivalencias energéticas

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Petróleo crudo (promedio de la producción)	(MJ/bl)	5,968	5,863	5,875	6,003	6,225	6,147	6,155	6,382	6,381	6,391	6,375
Condensados	(MJ/bl)	3,685	3,685	4,519	4,519	3,879	3,879	3,879	4,845	4,944	4,968	4,968
Gas natural (promedio asociado y no asociado)	(kJ/m3)	38,276	38,277	38,596	37,352	41,771	42,254	39,644	39,018	40,077	38,863	40,002
Gas natural asociado ¹	(kJ/m3)	40,441	40,474	40,776	38,395	44,077	45,344	41,283	40,053	39,942	40,389	40,724
Gas natural no asociado	(kJ/m3)	32,762	33,030	33,667	35,344	38,116	38,041	37,482	37,296	40,314	36,067	38,563
Carbón térmico nacional	(MJ/t)	18,796	19,405	19,405	19,405	19,405	19,405	19,405	19,405	19,405	19,405	19,432
Carbón térmico de importación	(MJ/t)	25,284	25,284	25,284	25,284	25,284	25,284	25,284	25,284	25,284	22,543	22,543
Carbón siderúrgico nacional	(MJ/t)	23,483	23,483	23,483	23,483	23,483	23,483	23,483	29,335	29,335	29,335	29,335
Carbón siderúrgico de importación	(MJ/t)	29,559	29,559	29,559	29,559	29,559	29,559	29,559	29,559	29,559	29,559	29,559
Gasolinas naturales	(MJ/bl)	4,781	4,781	4,781	4,781	4,781	4,781	4,781	4,781	4,781	4,781	4,781
Coque de petróleo	(MJ/t)	29,631	30,675	30,675	30,675	30,675	30,675	31,424	31,424	32,617	28,933	27,210
Gas licuado	(MJ/bl)	3,734	3,734	3,812	3,812	3,765	3,765	4,177	4,251	4,248	4,256	4,204
Gasolinas y naftas	(MJ/bl)	5,051	5,051	4,858	5,331	4,872	4,872	5,025	5,542	5,182	5,097	5,147
Metil-terbutil-éter (MTBE)	(MJ/bl)	5,185	5,076	3,931	5,458	4,758	4,758	4,611	5,149	4,473	4,427	4,546
Querosenos	(MJ/bl)	5,602	5,602	5,347	5,535	5,223	5,223	5,376	5,450	5,477	5,564	5,575
Diesel	(MJ/bl)	5,561	5,561	5,578	5,757	5,426	5,426	5,652	5,952	5,692	5,681	5,813
Combustóleo	(MJ/bl)	6,392	6,392	6,189	6,388	6,019	6,019	6,271	6,429	6,538	6,364	6,438
Asfaltos	(MJ/bl)	6,539	6,515	6,452	6,643	6,642	6,642	6,624	6,444	6,691	6,540	6,501
Lubricantes	(MJ/bl)	6,029	6,800	5,929	6,029	6,182	6,211	6,182	5,970	5,970	5,957	6,037
Gas seco ²	(kJ/m3)	34,179	33,987	34,151	32,596	38,004	38,204	33,692	33,511	37,258	35,635	36,937
Azufre	(MJ/t)	8,831	9,231	9,231	9,231	9,231	9,231	9,231	9,231	9,231	9,231	9,231
Etano	(MJ/bl)	2,709	2,709	2,709	2,707	2,851	2,849	2,854	2,854	2,850	2,847	2,846
Materia prima para negro de humo	(MJ/bl)	7,079	7,079	6,654	6,659	6,194	6,194	6,194	6,194	6,349	6,404	6,673
Gas seco de exportación	(kJ/m3)	33,913	35,707	35,707	35,707	35,812	35,812	35,812	35,812	35,812	35,812	38,912
Gas seco de importación	(kJ/m3)	34,614	34,614	34,614	34,614	34,614	34,614	36,572	36,848	38,196	38,397	38,267
Gas de coque	(MJ/m3)	-	-	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454
Gas de alto horno	(MJ/m3)	-	-	18,423	18,423	18,423	18,423	18,423	18,423	18,423	18,423	18,423
Gasoleo	(MJ/m3)	-	-	42,523	42,523	42,523	42,523	42,523	42,523	42,523	42,523	42,523
Biogas	(MJ/m3)	-	-	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93
Coque de carbón	(MJ/t)	26,521	26,521	26,521	26,521	26,521	26,521	26,521	26,521	26,521	26,521	26,521
Leña	(MJ/t)	14,486	14,486	14,486	14,486	14,486	14,486	14,486	14,486	14,486	14,486	14,486
Bagazo de caña	(MJ/t)	7,055	7,055	7,055	7,055	7,055	7,055	7,055	7,055	7,055	7,055	7,055
Equivalente de electricidad en términos secundarios	(MJ/MWh)	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600
Uranio	(MJ/g)	3,287	3,287	3,287	3,287	3,287	3,287	3,287	3,287	3,287	3,287	3,287

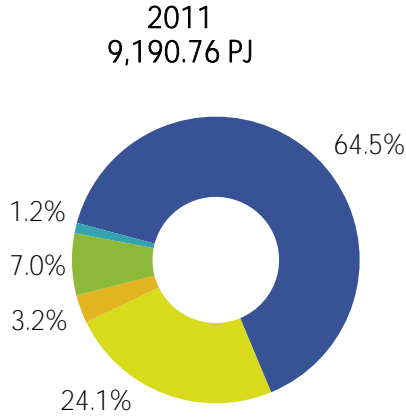
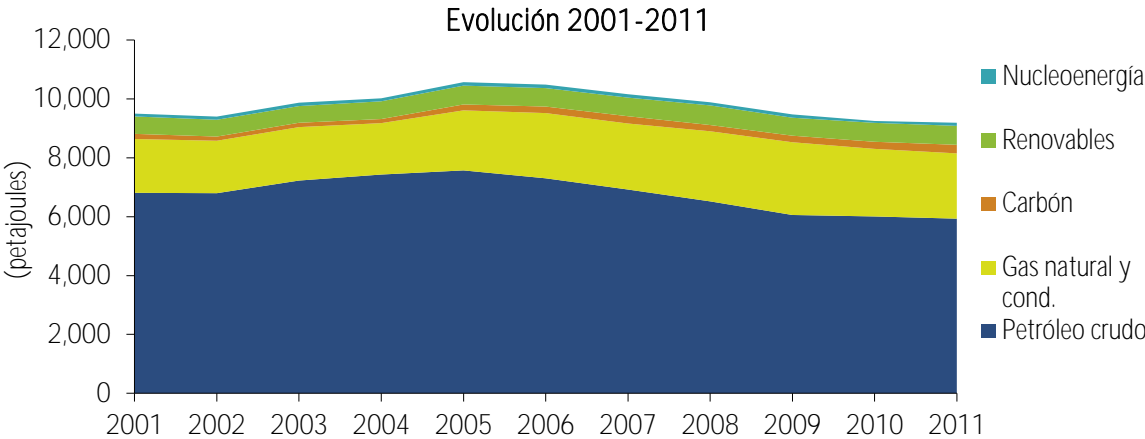
¹ El gas natural asociado se mide a la salida de las baterías de separación, estandarizado a 20 °C y a 100 kPa.

² Corresponde a volúmenes medidos a 20 °C y a 100 kPa de presión.

Cuadro 38. Producción de energía primaria 2001-2011 (Petajoules)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total	9,502.66	9,401.28	9,873.22	10,021.79	10,570.46	10,487.99	10,160.28	9,887.22	9,474.71	9,250.71	9,190.76
Carbón	174.23	141.97	147.91	138.95	200.62	222.27	246.97	211.84	222.18	241.28	290.96
Hidrocarburos	8,640.16	8,580.60	9,044.05	9,179.61	9,613.22	9,520.15	9,166.48	8,902.64	8,530.08	8,304.34	8,151.63
Petróleo crudo	6,811.69	6,798.98	7,228.47	7,432.56	7,573.78	7,304.40	6,923.36	6,520.85	6,058.73	6,008.64	5,933.53
Condensados	144.91	128.41	131.48	153.09	183.67	141.13	107.20	91.45	86.08	92.51	100.38
Gas natural	1,683.57	1,653.21	1,684.11	1,593.96	1,855.76	2,074.63	2,135.92	2,290.34	2,385.27	2,203.19	2,117.72
Nucleoenergía	96.70	106.97	114.87	100.63	117.88	119.42	114.49	106.64	112.75	63.94	106.39
Renovables	591.57	571.74	566.81	603.03	639.18	626.58	633.06	666.92	610.82	642.44	643.25
Hidroenergía	102.37	89.50	71.11	90.27	99.40	109.10	97.35	140.01	95.20	132.26	130.56
Geoenergía	125.84	123.89	134.58	149.01	165.36	151.45	167.74	159.86	152.69	149.94	149.29
Energía solar	2.18	2.43	2.79	3.10	2.15	2.33	2.81	3.30	4.06	4.91	5.86
Energía eólica	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.19	0.93	0.95	7.24	4.46	5.93
Biogas	0.00	0.00	0.43	0.43	0.43	0.44	0.72	0.81	1.12	1.30	1.47
Biomasa	361.12	355.86	357.43	359.73	371.36	362.63	362.80	361.18	349.40	348.28	348.67
Bagazo de caña	94.02	89.63	90.41	93.08	104.93	98.03	99.56	99.13	88.73	88.97	90.58
Leña	267.09	266.24	267.03	266.65	266.43	264.60	263.24	262.05	260.68	259.31	258.09

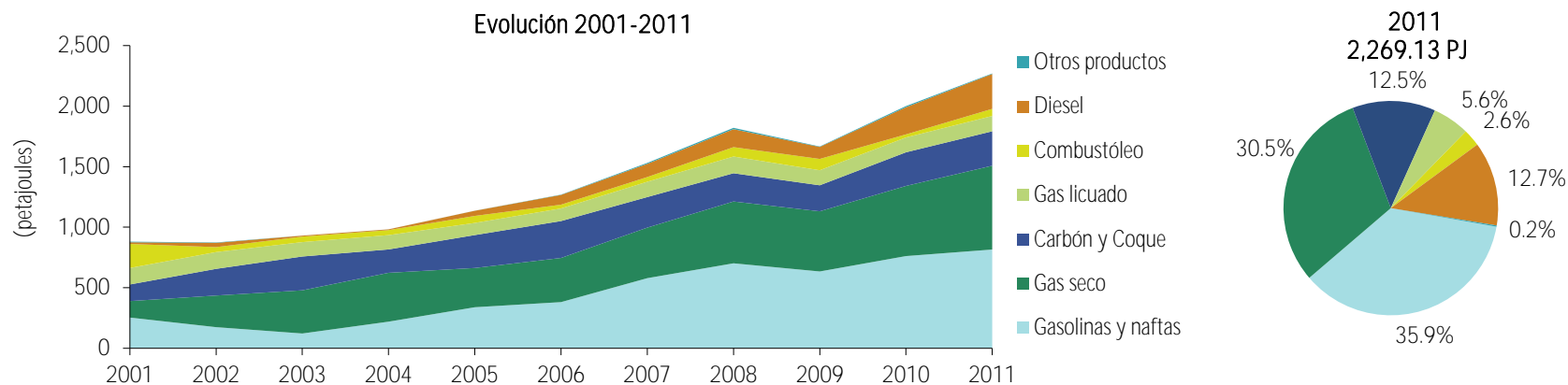
Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.



Cuadro 39. Importación de energía 2001-2011 (Petajoules)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total	880.67	873.95	930.84	982.64	1,136.11	1,268.86	1,530.81	1,820.39	1,666.25	1,999.96	2,269.13
Carbón	87.43	153.32	196.87	114.23	190.97	199.11	132.62	115.58	139.06	184.22	181.10
Petróleo crudo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Coque	49.60	66.91	82.30	78.75	80.81	105.59	119.66	117.76	75.73	93.55	103.10
Coque de carbón	10.94	10.54	13.56	14.01	10.35	8.57	7.22	9.24	5.52	10.37	8.91
Coque de petróleo	38.66	56.37	68.74	64.74	70.46	97.02	112.44	108.52	70.21	83.18	94.19
Gas licuado	136.03	138.40	118.73	118.08	100.23	103.92	126.38	138.04	124.12	122.37	126.42
Gasolinas y naftas	254.14	174.91	122.62	220.23	339.28	381.69	579.30	701.99	634.67	761.70	815.73
Querosenos	3.95	1.41	0.00	0.00	0.00	0.26	6.82	9.70	2.17	8.05	1.84
Diesel	13.58	34.95	8.01	6.20	42.30	80.30	108.77	148.21	99.08	223.98	287.89
Combustóleo	198.79	41.17	45.57	41.49	58.06	31.46	38.93	77.44	93.53	25.55	58.78
Productos no energéticos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas seco	135.97	260.96	356.34	403.30	323.95	364.35	417.16	510.25	496.51	578.97	691.91
Electricidad	1.18	1.91	0.39	0.36	0.51	2.18	1.17	1.42	1.39	1.57	2.36

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

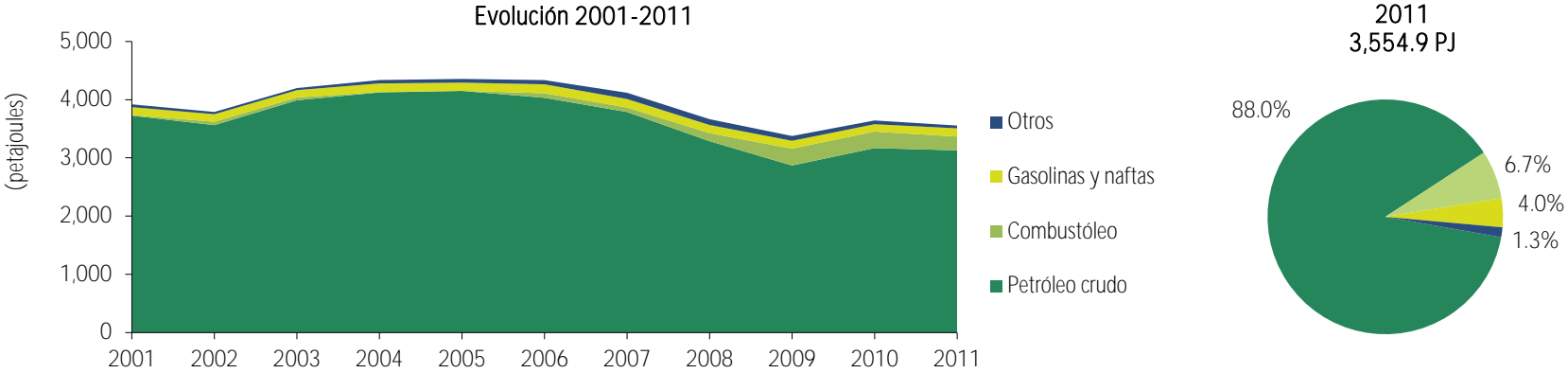


Nota: Otros productos incluye querosenos y electricidad.

Cuadro 40. Exportación de energía 2001-2011 (Petajoules)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total	3,919.15	3,788.19	4,198.57	4,336.61	4,355.95	4,335.32	4,118.25	3,664.52	3,375.26	3,642.45	3,554.88
Carbón	0.18	0.07	0.00	0.03	0.09	0.07	0.19	2.65	1.23	3.23	7.10
Petróleo crudo	3,725.49	3,561.89	3,989.11	4,124.06	4,149.80	4,031.67	3,788.08	3,286.29	2,868.55	3,167.72	3,128.69
Condensados	0.00	0.00	0.30	2.11	3.05	1.49	0.00	0.00	0.00	0.00	1.28
Coque	0.03	0.02	0.06	0.05	4.55	3.67	1.44	1.66	3.06	1.42	0.06
Coque de carbón	0.03	0.02	0.05	0.05	0.04	0.07	0.08	0.09	0.01	0.02	0.00
Coque de petróleo	0.00	0.00	0.01	0.00	4.51	3.60	1.37	1.57	3.05	1.40	0.05
Gas licuado	4.27	0.52	0.42	0.34	2.43	2.87	1.55	0.18	1.68	0.14	2.28
Gasolinas y naftas	136.00	129.14	125.41	148.76	140.54	154.08	146.17	139.54	135.13	125.95	141.23
Querosenos	5.14	12.97	14.87	13.78	13.25	11.99	6.67	11.41	8.44	2.66	3.58
Diesel	19.83	16.22	5.95	16.21	1.64	5.04	18.17	14.04	9.95	0.86	0.00
Combustóleo	9.03	58.03	48.42	6.17	1.80	78.29	76.86	138.89	289.31	284.04	236.99
Productos no energéticos	9.40	6.55	1.56	6.14	3.47	4.36	3.97	3.40	4.79	3.82	2.74
Gas seco	8.79	1.55	0.00	0.00	9.39	12.93	48.30	37.29	25.62	30.68	9.23
Electricidad	0.98	1.24	12.46	18.97	25.93	28.86	26.84	29.17	27.49	21.93	21.71

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.



Nota: Otros incluye carbón, condensados, coques, gas licuado, querosenos, diesel, productos no energéticos, gas seco y electricidad.

Cuadro 41. Exportación neta de energía 2001-2011 (Petajoules)

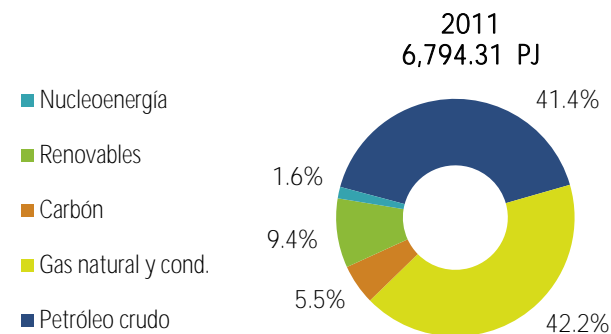
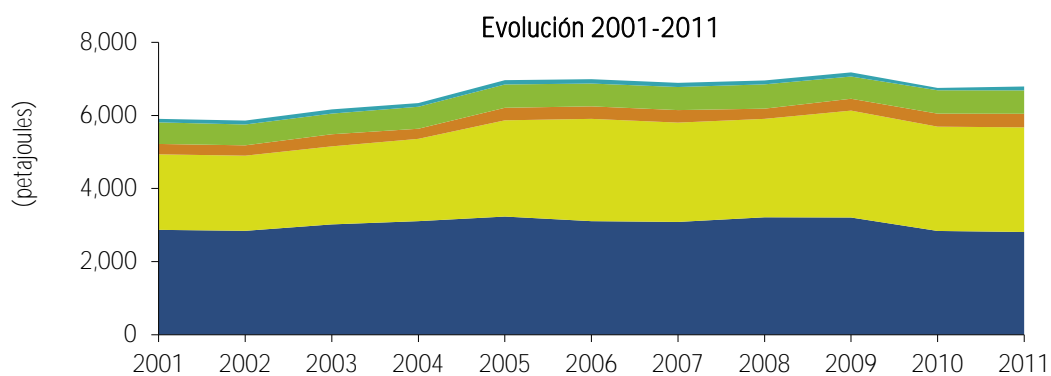
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total	3,038.48	2,914.24	3,267.73	3,353.97	3,219.84	3,066.46	2,576.24	1,836.74	1,694.05	1,642.48	1,285.74
Energía primaria	3,638.25	3,408.64	3,792.54	4,011.96	3,961.97	3,834.12	3,644.46	3,165.96	2,715.76	2,986.73	2,955.97
Carbón	-87.25	-153.25	-196.87	-114.21	-190.88	-199.04	-143.63	-120.33	-152.79	-180.99	-174.00
Petróleo crudo	3,725.49	3,561.89	3,989.11	4,124.06	4,149.80	4,031.67	3,788.08	3,286.29	2,868.55	3,167.72	3,128.69
Condensados	0.00	0.00	0.30	2.11	3.05	1.49	0.00	0.00	0.00	0.00	1.28
Energía secundaria	-599.77	-494.39	-524.81	-657.99	-742.13	-767.67	-1,068.22	-1,329.22	-1,021.71	-1,344.24	-1,670.23
Coque total	-49.57	-66.89	-82.24	-78.70	-76.27	-101.92	-118.22	-116.10	-72.67	-92.13	-103.04
Coque de carbón	-10.91	-10.52	-13.51	-13.96	-10.31	-8.50	-7.14	-9.15	-5.51	-10.35	-8.91
Coque de petróleo	-38.66	-56.37	-68.73	-64.74	-65.96	-93.42	-111.07	-106.95	-67.16	-81.78	-94.13
Gas licuado	-131.76	-137.88	-118.32	-117.74	-97.79	-101.05	-124.83	-137.87	-122.43	-122.23	-124.14
Gasolinas y naftas	-118.15	-45.77	2.80	-71.47	-198.73	-227.61	-433.13	-562.45	-499.54	-635.75	-674.51
Querosenos	1.19	11.56	14.87	13.78	13.25	11.73	-0.14	1.71	6.28	-5.39	1.74
Diesel	6.25	-18.73	-2.06	10.01	-40.66	-75.26	-90.60	-134.17	-89.13	-223.12	-287.89
Combustóleo	-189.76	16.86	2.85	-35.32	-56.25	46.83	37.94	61.46	195.78	258.49	178.20
Productos no energéticos	9.40	6.55	1.56	6.14	3.47	4.36	3.97	3.40	4.79	3.82	2.74
Gas seco	-127.18	-259.41	-356.34	-403.30	-314.56	-351.42	-368.87	-472.96	-470.88	-548.29	-682.68
Electricidad	-0.20	-0.67	12.07	18.61	25.43	26.68	25.66	27.75	26.11	20.36	19.35

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

Cuadro 42. Oferta interna bruta de energía primaria 2001-2011 (Petajoules)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total	5,908.26	5,860.73	6,166.94	6,340.09	6,967.19	6,994.33	6,893.84	6,959.25	7,179.79	6,754.84	6,794.31
Carbón	284.93	282.80	331.40	277.03	343.87	341.68	342.86	279.70	324.37	356.97	371.53
Hidrocarburos	4,936.09	4,900.19	5,155.26	5,360.84	5,867.84	5,908.16	5,805.24	5,907.89	6,133.94	5,693.77	5,675.60
Petróleo crudo	2,869.87	2,842.74	3,018.82	3,107.80	3,233.68	3,107.58	3,086.47	3,213.28	3,207.57	2,839.58	2,811.28
Condensados	144.90	127.39	131.18	150.83	180.59	139.64	107.18	91.33	85.43	89.47	97.72
Gas natural	1,921.32	1,930.06	2,005.25	2,102.21	2,453.57	2,660.93	2,611.58	2,603.27	2,840.95	2,764.72	2,766.60
Nucleoenergía	96.70	106.97	114.87	100.63	117.88	119.42	114.49	106.64	112.75	63.94	106.39
Renovables	590.54	570.76	565.40	601.58	637.60	625.08	631.25	665.03	608.73	640.16	640.78
Hidroenergía	102.37	89.50	71.11	90.27	99.40	109.10	97.35	140.01	95.20	132.26	130.56
Geoenergía	125.84	123.89	134.58	149.01	165.36	151.45	167.74	159.86	152.69	149.94	149.29
Energía solar	2.18	2.43	2.79	3.10	2.15	2.33	2.81	3.30	4.06	4.91	5.86
Energía eólica	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.19	0.93	0.95	7.24	4.46	5.93
Biogas	0.00	0.00	0.43	0.43	0.43	0.44	0.72	0.81	1.12	1.30	1.47
Biomasa	360.09	354.89	356.45	358.72	370.22	361.56	361.71	360.10	348.43	347.30	347.67
Bagazo de caña	93.00	88.65	89.42	92.06	103.78	96.96	98.47	98.05	87.75	87.99	89.58
Leña	267.09	266.24	267.03	266.65	266.43	264.60	263.24	262.05	260.68	259.31	258.09

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

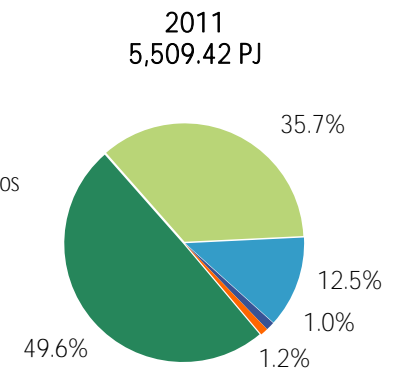
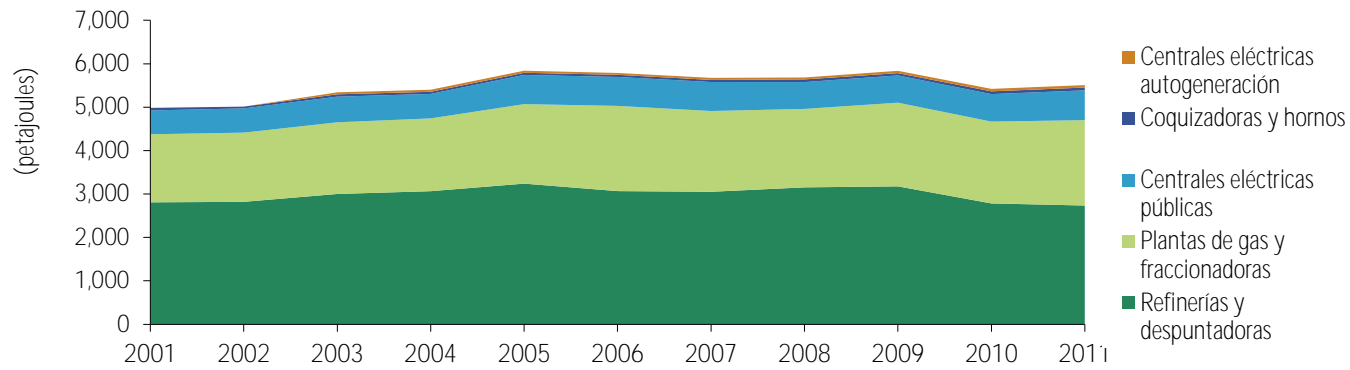


Cuadro 43. Energía primaria a transformación por centro 2001-2011 (Petajoules)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total	4,983.72	5,012.51	5,342.00	5,402.11	5,839.59	5,787.06	5,674.82	5,683.40	5,837.19	5,421.26	5,509.42
Coquizadoras y hornos	59.19	41.60	54.13	48.98	49.09	49.50	48.37	61.72	52.57	64.38	64.22
Carbón	59.19	41.60	54.13	48.98	49.09	49.50	48.37	61.72	52.57	64.38	64.22
Refinerías y despuntadoras	2,808.38	2,819.85	3,000.95	3,065.13	3,239.23	3,066.83	3,051.29	3,153.17	3,176.23	2,783.26	2,734.72
Petróleo crudo	2,802.80	2,817.26	2,995.30	3,057.64	3,194.41	3,061.26	3,047.43	3,147.24	3,171.63	2,777.60	2,727.69
Condensados	5.59	2.59	5.65	7.50	44.82	5.56	3.86	5.93	4.60	5.66	7.03
Plantas de gas y fraccionadoras	1,567.81	1,593.98	1,650.39	1,676.47	1,830.67	1,962.90	1,860.06	1,806.37	1,927.34	1,884.50	1,966.18
Condensados	139.18	124.69	125.52	143.42	135.85	134.07	103.34	85.52	80.83	83.82	90.69
Gas natural	1,428.63	1,469.29	1,524.87	1,533.05	1,694.83	1,828.83	1,756.72	1,720.85	1,846.51	1,800.69	1,875.49
Centrales eléctricas públicas	548.30	557.05	590.31	563.62	672.53	665.72	667.34	618.00	627.41	632.27	686.54
Carbón	223.37	236.66	269.74	223.69	289.87	285.59	286.86	210.58	265.87	285.53	301.60
Nucleoenergía	96.70	106.97	114.87	100.63	117.88	119.42	114.49	106.64	112.75	63.94	106.39
Hidroenergía	102.37	89.50	71.11	90.27	99.40	109.10	97.35	140.01	95.20	132.26	128.87
Geoenergía	125.84	123.89	134.58	149.01	165.36	151.45	167.74	159.86	152.69	149.94	149.29
Energía eólica	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.16	0.89	0.92	0.90	0.60	0.38
Centrales eléctricas PIE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.91
Energía eólica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.91
Centrales eléctricas autogeneración	0.04	0.03	46.22	47.91	48.06	42.12	47.76	44.13	53.66	56.85	56.86
Carbón	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.90	1.13	0.52	1.53	1.41
Hidroenergía	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.69
Energía eólica	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	6.34	3.86	4.65
Bagazo de caña	0.00	0.00	45.76	47.44	47.60	41.65	46.11	42.16	45.68	50.16	47.63
Biogas	0.00	0.00	0.43	0.43	0.43	0.44	0.72	0.81	1.12	1.30	1.47

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

Evolución energía primaria a transformación por centro 2001 -2011



Cuadro 44. Producción bruta de energía secundaria 2001-2011 (Petajoules)

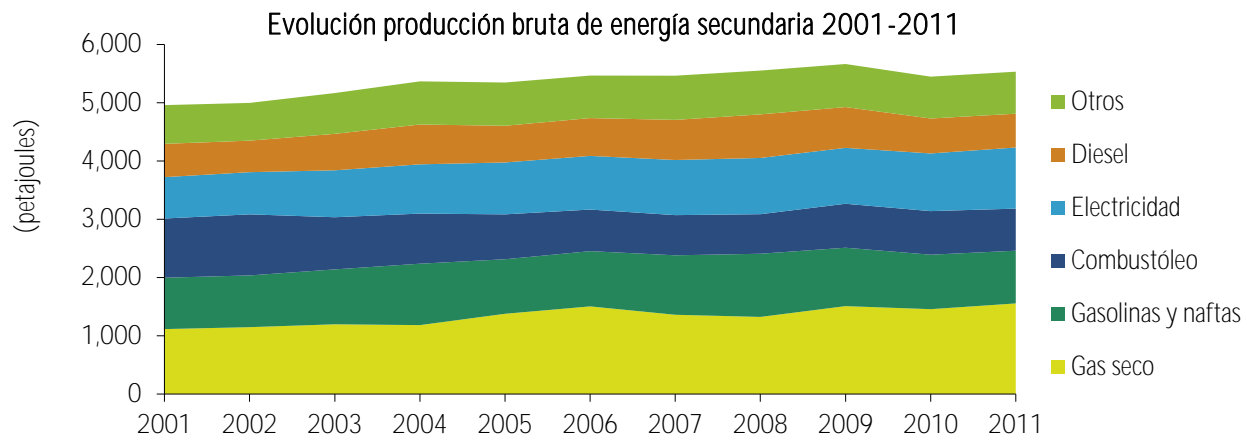
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total	4,959.58	4,997.69	5,166.93	5,367.68	5,347.97	5,467.31	5,465.23	5,552.91	5,665.55	5,448.74	5,534.18
Total combustibles sólidos	55.19	39.68	64.80	82.10	86.28	91.70	93.82	100.13	98.90	99.55	100.43
Coque de carbón	54.75	38.48	38.78	37.53	39.57	41.63	40.74	41.04	34.89	55.83	56.27
Coque de petróleo	0.44	1.20	26.03	44.57	46.72	50.08	53.08	59.09	64.01	43.72	44.15
Total de petrolíferos	3,080.29	3,087.18	3,086.77	3,248.99	2,987.43	2,944.65	3,059.63	3,157.85	3,092.64	2,896.22	2,824.57
Gas licuado	319.75	321.57	344.01	355.75	340.48	332.28	344.51	325.64	324.96	330.60	323.00
Gasolinas y naftas	882.31	888.55	942.71	1,054.76	936.71	948.61	1,021.25	1,084.89	1,003.22	935.45	905.48
Querosenos	118.92	119.61	119.91	128.77	122.63	124.47	130.53	128.07	114.12	105.33	114.55
Diesel	571.62	541.74	626.63	684.07	630.18	649.85	689.12	748.31	700.14	600.31	580.86
Combustóleo ¹	1,016.92	1,048.86	895.71	860.49	770.71	714.45	690.00	679.25	754.54	748.59	722.51
Productos no energéticos	170.78	166.84	157.81	165.15	186.71	174.99	184.22	191.68	195.66	175.94	178.18
Gas seco ²	1,113.44	1,146.53	1,195.84	1,181.59	1,376.18	1,503.24	1,359.35	1,322.45	1,507.69	1,455.48	1,554.17
Otros autogeneración ³	0.00	0.00	13.50	9.25	6.83	6.55	5.91	6.63	5.78	7.30	5.45
Electricidad	710.66	724.29	806.02	845.76	891.25	921.17	946.51	965.86	960.54	990.20	1,049.56

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

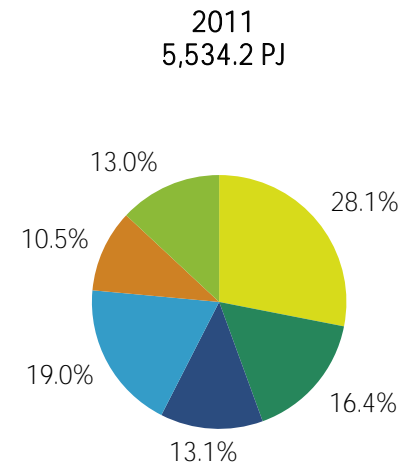
¹ A partir de 1999 incluye residuos de vacío, *virgin stock*, residuo de absorción y residuo largo.

² Incluye gas de refinерías, otras corrientes suplementarias y etano a ductos de gas seco.

³ Incluye gas de alto horno, gas de coque, gasóleo y etano



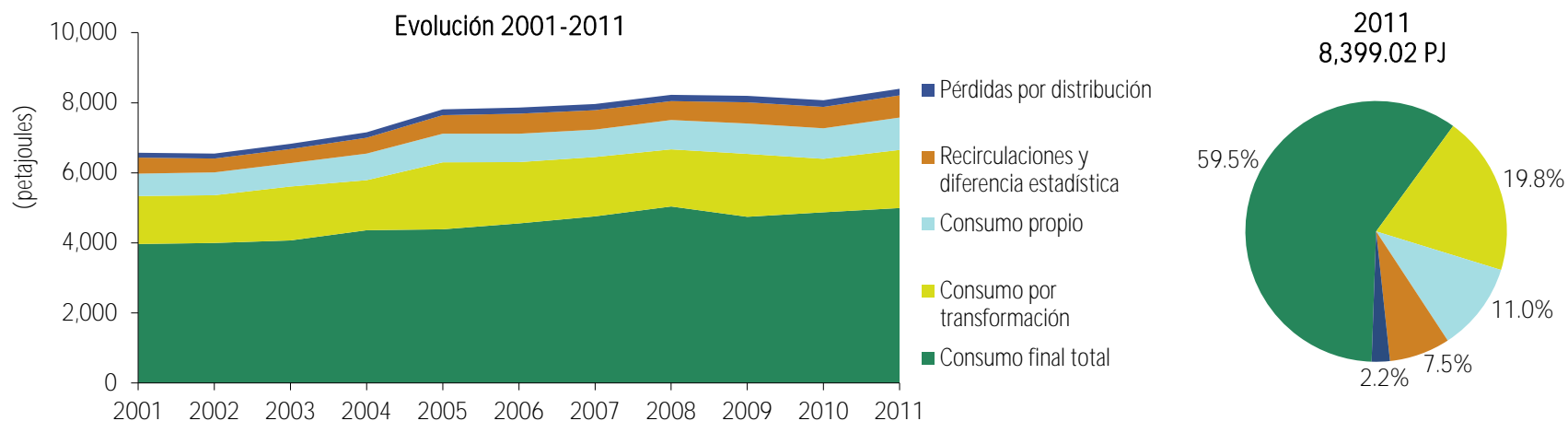
Nota: Otros incluye combustibles sólidos, gas licuado, querosenos y productos no energéticos.



Cuadro 45. Consumo nacional de energía 2001-2011 (Petajoules)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consumo nacional	6,572.89	6,548.88	6,828.80	7,156.51	7,811.27	7,862.08	7,963.95	8,225.71	8,197.03	8,071.82	8,399.02
Consumo del sector energético	2,147.29	2,155.45	2,354.40	2,342.36	2,894.94	2,733.17	2,652.19	2,647.03	2,846.84	2,587.96	2,771.77
Consumo por transformación	1,369.69	1,362.21	1,538.64	1,428.66	1,912.06	1,749.24	1,693.46	1,630.13	1,795.85	1,525.99	1,659.26
Consumo propio	638.71	652.34	667.44	758.65	816.69	810.36	782.59	837.97	866.53	871.35	923.77
Pérdidas por distribución	138.90	140.90	148.32	155.05	166.18	173.57	176.14	178.93	184.45	190.62	188.73
Recirculaciones	407.56	393.43	419.54	416.37	537.36	590.00	524.09	505.11	605.55	576.97	569.62
Transferencia interproductos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diferencia estadística	49.18	1.24	-16.09	35.92	-9.57	-17.85	29.86	33.63	-0.40	32.76	62.81
Consumo final total	3,968.86	3,998.76	4,070.95	4,361.86	4,388.54	4,556.76	4,757.81	5,039.94	4,745.04	4,874.13	4,994.82
Consumo no energético	222.66	218.51	227.45	229.04	261.31	237.63	216.18	221.01	228.25	264.24	259.11
Consumo energético	3,746.20	3,780.25	3,843.49	4,132.83	4,127.23	4,319.13	4,541.63	4,818.93	4,516.79	4,609.89	4,735.71

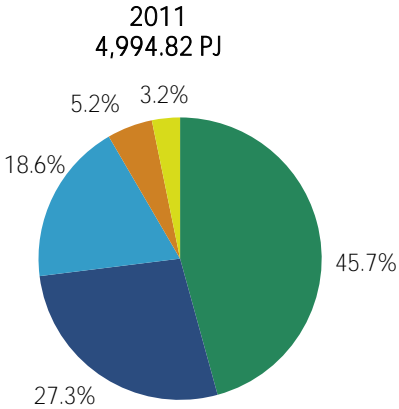
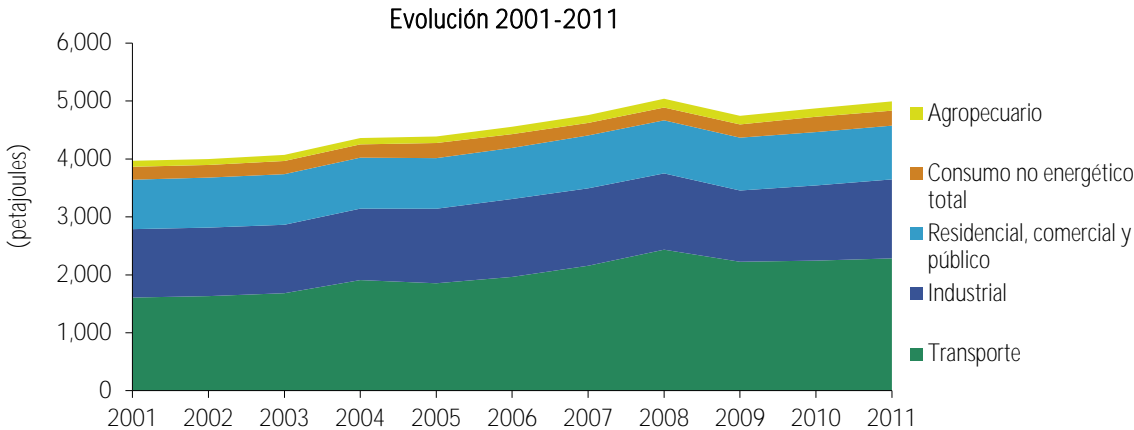
Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.



Cuadro 46. Consumo final total de energía 2001-2011 (Petajoules)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consumo final total	3,968.86	3,998.76	4,070.95	4,361.86	4,388.54	4,556.76	4,757.81	5,039.94	4,745.04	4,874.13	4,994.82
Consumo no energético total	222.66	218.51	227.45	229.04	261.31	237.63	216.18	221.01	228.25	264.24	259.11
Pemex Petroquímica	134.11	127.38	133.90	138.77	145.06	148.57	108.86	109.73	118.41	168.90	161.60
Otros ramas económicas	88.55	91.13	93.55	90.27	116.25	89.06	107.32	111.28	109.84	95.34	97.51
Consumo energético total	3,746.20	3,780.25	3,843.49	4,132.83	4,127.23	4,319.13	4,541.63	4,818.93	4,516.79	4,609.89	4,735.71
Transporte	1,607.77	1,632.33	1,682.57	1,909.22	1,853.97	1,964.14	2,156.82	2,434.06	2,225.64	2,245.25	2,283.98
Industrial	1,180.98	1,182.88	1,181.66	1,233.68	1,286.96	1,345.68	1,336.55	1,317.26	1,230.46	1,298.08	1,363.42
Residencial, comercial y público	853.81	863.39	873.78	880.45	873.76	881.96	913.06	916.01	912.18	921.25	928.25
Agropecuario	103.63	101.64	105.48	109.48	112.54	127.35	135.20	151.60	148.51	145.32	160.06

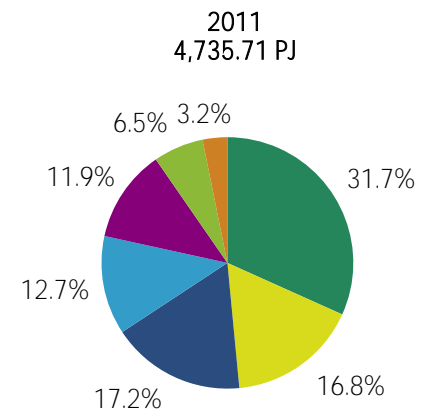
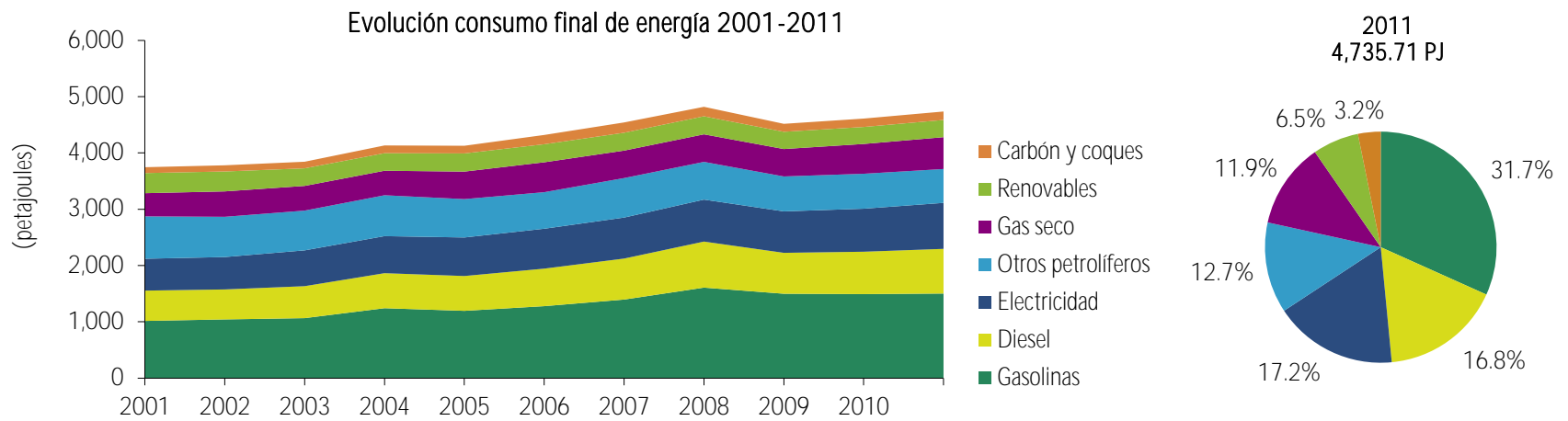
Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.



Cuadro 47. Consumo final energético total por combustible 2001-2011 (Petajoules)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consumo energético total	3,746.20	3,780.25	3,843.49	4,132.83	4,127.23	4,319.13	4,541.63	4,818.93	4,516.79	4,609.89	4,735.71
Carbón	2.37	4.54	7.54	4.36	4.91	6.59	6.72	6.26	5.42	5.52	4.29
Renovables	357.49	353.89	311.90	312.29	322.44	320.56	317.60	320.68	306.38	301.87	305.62
Leña	267.09	266.24	267.03	266.65	266.43	264.60	263.24	262.05	260.68	259.31	258.09
Bagazo de caña	88.21	85.22	42.08	42.54	53.86	53.63	51.55	55.34	41.65	37.65	41.67
Solar	2.18	2.43	2.79	3.10	2.15	2.33	2.81	3.30	4.06	4.91	5.86
Coque de carbón	62.37	46.70	49.96	49.24	47.50	47.63	45.44	47.72	38.30	62.83	61.80
Coque de petróleo	39.32	58.41	59.84	83.41	83.70	110.40	130.91	113.81	97.58	80.58	84.04
Total de petrolíferos	2,307.19	2,290.19	2,339.40	2,590.15	2,495.21	2,593.98	2,825.32	3,095.73	2,846.00	2,866.22	2,897.85
Gas licuado	443.39	453.27	455.63	457.96	431.62	420.57	459.41	453.95	436.97	448.61	435.74
Gasolinas	1,015.98	1,042.99	1,065.54	1,241.82	1,195.01	1,278.20	1,395.40	1,607.51	1,498.76	1,492.27	1,502.28
Querosenos	116.81	112.22	107.18	118.59	113.38	118.56	135.04	130.44	110.76	114.57	115.54
Diesel	538.36	532.31	567.64	622.21	618.53	666.72	728.31	817.94	726.68	752.88	793.78
Combustóleo	192.66	149.40	143.41	149.56	136.66	109.94	107.17	85.89	72.83	57.89	50.51
Gas seco	411.52	451.27	438.67	435.41	488.85	531.32	487.47	489.25	486.85	528.84	565.29
Electricidad	565.93	575.26	636.19	657.96	684.61	708.64	728.19	745.48	736.26	764.03	816.83

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.



Cuadro 48. Consumo de energía en el sector transporte 2001-2011 (Petajoules)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total sector transporte	1,607.77	1,632.33	1,682.57	1,909.22	1,853.97	1,964.14	2,156.82	2,434.06	2,225.64	2,245.25	2,283.98
Total de petrolíferos	1,603.25	1,627.65	1,677.87	1,904.60	1,849.28	1,959.42	2,152.26	2,429.48	2,221.06	2,240.46	2,279.38
Gas licuado	48.19	53.66	55.92	55.60	48.69	38.58	46.45	43.96	41.59	41.36	42.76
Gasolinas y naftas	1,015.98	1,042.99	1,065.54	1,241.82	1,195.01	1,278.20	1,395.40	1,607.51	1,498.76	1,492.27	1,502.28
Querosenos	113.02	108.89	105.83	117.01	111.83	116.62	133.22	129.57	109.87	113.36	114.23
Diesel	421.22	417.86	447.03	486.98	490.37	523.38	574.39	646.12	569.19	591.56	618.56
Combustóleo	4.84	4.25	3.56	3.19	3.37	2.64	2.80	2.32	1.64	1.90	1.55
Gas seco	0.47	0.61	0.70	0.69	0.76	0.80	0.65	0.58	0.59	0.50	0.56
Electricidad	4.05	4.07	4.00	3.93	3.93	3.92	3.92	4.00	4.00	4.29	4.04
Autotransporte	1,427.35	1,465.30	1,516.83	1,731.33	1,681.28	1,785.81	1,959.57	2,232.27	2,058.87	2,070.33	2,100.39
Total de petrolíferos	1,426.88	1,464.69	1,516.13	1,730.63	1,680.53	1,785.01	1,958.92	2,231.70	2,058.28	2,069.83	2,099.83
Gas licuado	48.19	53.66	55.92	55.60	48.69	38.58	46.45	43.96	41.59	41.36	42.76
Gasolinas y naftas	1,015.08	1,042.05	1,064.59	1,240.87	1,194.05	1,277.28	1,394.47	1,606.47	1,497.82	1,491.35	1,501.28
Diesel	363.61	368.98	395.62	434.17	437.78	469.15	518.00	581.27	518.87	537.12	555.78
Gas seco	0.47	0.61	0.70	0.69	0.76	0.80	0.65	0.58	0.59	0.50	0.56
Aéreo	113.91	109.83	106.77	117.96	112.79	117.54	134.14	130.61	110.81	114.29	115.23
Total de petrolíferos	113.91	109.83	106.77	117.96	112.79	117.54	134.14	130.61	110.81	114.29	115.23
Gasolinas y naftas	0.90	0.94	0.94	0.96	0.96	0.92	0.93	1.04	0.94	0.93	1.00
Querosenos	113.02	108.89	105.83	117.01	111.83	116.62	133.22	129.57	109.87	113.36	114.23
Marítimo	41.79	31.87	33.11	31.69	32.56	31.96	32.86	40.99	28.20	29.96	35.73
Total de petrolíferos	41.79	31.87	33.11	31.69	32.56	31.96	32.86	40.99	28.20	29.96	35.73
Diesel	36.95	27.62	29.55	28.50	29.19	29.31	30.07	38.67	26.56	28.07	34.18
Combustóleo	4.84	4.25	3.56	3.19	3.37	2.64	2.80	2.32	1.64	1.90	1.55
Ferrovial	20.73	21.40	21.99	24.44	23.54	25.05	26.46	26.32	23.90	26.52	28.75
Total de petrolíferos	20.67	21.27	21.86	24.31	23.40	24.92	26.33	26.18	23.76	26.38	28.59
Diesel	20.67	21.27	21.86	24.31	23.40	24.92	26.33	26.18	23.76	26.38	28.59
Electricidad	0.07	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.14	0.14	0.14	0.16
Eléctrico	3.98	3.94	3.87	3.80	3.80	3.79	3.79	3.86	3.86	4.14	3.88
Electricidad	3.98	3.94	3.87	3.80	3.80	3.79	3.79	3.86	3.86	4.14	3.88

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

Cuadro 49. Consumo de energía en el sector industrial 2001-2011 (Petajoules)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total sector industrial	1,180.98	1,182.88	1,181.66	1,233.68	1,286.96	1,345.68	1,336.55	1,317.26	1,230.46	1,298.08	1,363.42
Energía solar	0.10	0.11	0.13	0.14	0.10	0.11	0.13	0.15	0.18	0.22	0.27
Bagazo de caña	88.21	85.22	42.08	42.54	53.86	53.63	51.55	55.34	41.65	37.65	41.67
Carbón	2.37	4.54	7.54	4.36	4.91	6.59	6.72	6.26	5.42	5.52	4.29
Coque total	101.69	105.11	109.80	132.65	131.20	158.03	176.35	161.53	135.89	143.41	145.84
Coque de carbón	62.37	46.70	49.96	49.24	47.50	47.63	45.44	47.72	38.30	62.83	61.80
Coque de petróleo	39.32	58.41	59.84	83.41	83.70	110.40	130.91	113.81	97.58	80.58	84.04
Total de petrolíferos	275.80	232.34	226.13	242.88	223.70	196.57	198.17	179.96	160.00	151.67	145.82
Gas licuado	39.31	40.26	38.28	39.44	38.94	41.01	44.41	42.75	42.45	44.89	38.81
Querosenos	2.16	1.70	0.06	0.11	0.03	0.04	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel	46.51	45.23	47.95	56.96	51.44	48.23	49.36	53.65	46.37	50.80	58.04
Combustóleo	187.82	145.15	139.85	146.38	133.29	107.29	104.37	83.56	71.18	55.99	48.97
Gas seco	381.13	417.84	402.74	398.89	446.03	487.99	447.57	449.53	444.87	486.97	523.91
Electricidad	331.67	337.72	393.25	412.21	427.16	442.77	456.07	464.50	442.45	472.63	501.62
Industria básica del hierro y el acero											
Total	184.18	155.80	150.27	168.42	167.43	173.92	170.57	183.82	157.24	151.13	168.97
Coque total	64.90	50.60	55.57	54.40	51.07	53.44	51.45	53.66	41.88	64.59	63.63
Coque de carbón	62.37	46.70	49.96	49.24	47.50	47.63	45.44	47.72	38.30	62.83	61.80
Coque de petróleo	2.53	3.90	5.61	5.16	3.57	5.81	6.01	5.94	3.58	1.76	1.82
Total de petrolíferos	14.22	11.49	11.68	13.28	10.52	9.11	9.59	9.00	8.27	6.43	5.28
Gas licuado	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Querosenos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel	1.07	0.96	0.96	1.07	0.93	0.80	1.06	1.01	0.74	0.81	0.81
Combustóleo	13.14	10.52	10.71	12.21	9.58	8.30	8.53	7.98	7.53	5.62	4.46
Gas seco	83.07	73.00	64.16	75.95	81.35	85.97	83.06	93.78	80.99	58.29	78.27
Electricidad	21.98	20.72	18.86	24.78	24.49	25.40	26.46	27.38	26.10	21.83	21.78

Cuadro 49. Consumo de energía en el sector industrial 2001-2011 (Petajoules) (continuación)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Fabricación de cemento y productos a base de cemento en plantas integradas											
Total	93.99	98.05	108.79	137.53	130.72	155.75	172.02	148.51	146.45	123.95	120.47
Carbón	2.37	4.54	7.54	4.36	4.91	6.59	6.72	6.26	5.42	5.52	4.29
Coque total	32.33	48.77	48.09	73.80	70.09	91.98	109.11	93.12	91.56	75.94	78.75
Coque de carbón	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Coque de petróleo	32.33	48.77	48.09	73.80	70.09	91.98	109.11	93.12	91.56	75.94	78.75
Total de petrolíferos	39.33	24.20	18.49	24.61	18.01	16.94	14.60	6.97	6.67	2.90	1.87
Gas licuado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel	0.11	0.09	0.08	0.13	0.13	0.11	0.10	0.12	0.15	0.22	0.24
Combustóleo	39.21	24.10	18.41	24.48	17.88	16.83	14.50	6.85	6.52	2.68	1.62
Gas seco	6.13	6.33	6.41	6.37	7.95	8.61	7.78	7.57	9.51	9.09	4.03
Electricidad	13.82	14.23	28.28	28.39	29.76	31.63	33.81	34.59	33.29	30.49	31.54
Elaboración de azúcares											
Total	114.34	108.76	63.69	60.51	70.07	64.38	59.84	63.27	47.55	42.37	43.11
Bagazo de caña	84.24	83.39	38.60	38.56	51.63	48.76	43.87	51.31	38.31	31.55	38.11
Total de petrolíferos	29.64	24.84	22.32	19.06	15.73	13.24	13.35	9.56	6.64	8.02	2.46
Gas licuado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel	0.04	0.04	0.05	0.05	0.05	0.05	0.07	0.06	0.05	0.03	0.00
Combustóleo	29.60	24.80	22.27	19.01	15.68	13.18	13.28	9.50	6.59	7.99	2.46
Electricidad	0.46	0.53	2.78	2.89	2.70	2.38	2.62	2.40	2.59	2.81	2.54
Pemex Petroquímica											
Total	85.44	79.12	81.80	84.03	88.77	93.91	90.71	98.61	99.05	104.26	98.45
Total de petrolíferos	0.52	0.44	0.36	3.61	5.42	1.17	0.45	0.68	0.74	0.67	0.64
Diesel	0.47	0.42	0.36	0.36	0.31	0.40	0.39	0.47	0.54	0.46	0.44
Combustóleo	0.05	0.02	0.00	3.25	5.10	0.77	0.05	0.22	0.20	0.21	0.20
Gas seco	84.92	78.67	76.57	75.75	78.68	87.59	85.39	92.98	93.36	98.66	92.80
Electricidad	0.00	0.00	4.87	4.67	4.68	5.15	4.88	4.94	4.95	4.92	5.01

Cuadro 49. Consumo de energía en el sector industrial 2001-2011 (Petajoules) (continuación)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Industria química											
Total	134.15	128.07	121.48	116.15	130.70	103.73	102.47	96.83	88.19	57.69	66.29
Coque total	2.11	2.93	3.23	1.44	5.99	9.53	12.63	11.69	1.07	1.52	1.25
Coque de petróleo	2.11	2.93	3.23	1.44	5.99	9.53	12.63	11.69	1.07	1.52	1.25
Total de petrolíferos	36.80	31.75	19.73	19.86	19.19	16.92	18.02	15.58	13.90	10.38	10.51
Gas licuado	0.65	0.62	0.64	0.64	0.62	0.72	0.81	0.82	0.81	0.71	0.90
Diesel	4.15	3.86	4.00	4.03	3.89	4.85	5.15	5.37	4.88	4.07	4.29
Combustóleo	32.00	27.26	15.09	15.19	14.68	11.35	12.06	9.39	8.21	5.60	5.31
Gas seco	76.87	75.74	81.38	78.01	87.89	60.32	54.26	53.44	53.91	27.90	36.67
Electricidad	18.37	17.65	17.14	16.84	17.63	16.96	17.55	16.12	19.31	17.89	17.86
Minería de minerales metálicos y no metálicos, excepto petróleo y gas											
Total	38.70	37.12	34.44	37.48	39.81	40.31	42.11	48.10	40.54	53.48	53.44
Coque total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Coque de carbón	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Coque de petróleo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total de petrolíferos	11.40	10.63	9.40	10.30	10.41	10.05	11.61	17.14	11.44	18.78	19.01
Gas licuado	2.68	2.62	2.31	2.53	2.56	2.95	3.56	3.69	3.01	5.17	5.16
Diesel	4.71	4.51	3.98	4.36	4.41	4.44	5.03	10.59	7.24	11.14	11.80
Combustóleo	4.01	3.51	3.11	3.40	3.44	2.66	3.02	2.87	1.20	2.47	2.05
Gas seco	7.67	7.09	7.90	8.39	10.41	10.61	10.18	10.33	9.87	8.38	8.16
Electricidad	19.63	19.40	17.15	18.79	18.99	19.65	20.32	20.63	19.23	26.32	26.27

Cuadro 49. Consumo de energía en el sector industrial 2001-2011 (Petajoules) (continuación)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Fabricación de pulpa, papel y cartón											
Total	48.40	46.90	49.05	50.32	56.24	53.29	51.61	49.54	54.67	34.78	36.25
Bagazo de caña	0.22	0.21	0.21	0.22	0.24	0.23	0.24	0.24	0.00	0.00	0.00
Total de petrolíferos	15.94	14.06	13.95	14.75	15.23	12.44	13.74	12.86	12.66	9.62	7.49
Gas licuado	0.29	0.28	0.28	0.30	0.31	0.38	0.45	0.48	0.47	0.45	0.54
Diesel	0.88	0.84	0.83	0.88	0.91	1.22	1.34	1.48	1.31	1.23	1.14
Combustóleo	14.77	12.94	12.83	13.57	14.01	10.84	11.95	10.90	10.88	7.94	5.81
Gas seco	23.21	23.71	24.63	24.71	29.71	30.30	28.29	27.41	31.85	15.51	19.17
Electricidad	9.03	8.91	10.26	10.63	11.06	10.32	9.34	9.03	10.16	9.65	9.60
Fabricación de vidrio y productos de vidrio											
Total	42.47	49.36	44.96	48.29	55.37	58.88	54.00	54.20	54.52	35.95	44.32
Coque total	0.00	0.00	0.00	1.13	0.65	0.45	0.13	0.01	0.01	0.01	0.03
Coque de petróleo	0.00	0.00	0.00	1.13	0.65	0.45	0.13	0.01	0.01	0.01	0.03
Total de petrolíferos	3.23	5.68	4.89	5.47	5.32	4.21	4.49	4.50	4.18	3.72	3.00
Gas licuado	0.10	0.11	0.09	0.10	0.10	0.12	0.13	0.14	0.14	0.14	0.18
Diesel	0.12	0.12	0.10	0.12	0.11	0.14	0.15	0.16	0.15	0.14	0.14
Combustóleo	3.01	5.46	4.70	5.25	5.11	3.95	4.20	4.20	3.90	3.43	2.68
Gas seco	34.45	39.28	36.28	37.45	45.29	50.14	45.16	45.43	46.32	26.68	35.15
Electricidad	4.78	4.40	3.78	4.23	4.11	4.08	4.22	4.26	4.02	5.55	6.15
Elaboración de cerveza											
Total	14.60	16.49	17.28	17.67	20.20	19.41	19.46	19.49	18.92	14.90	14.47
Total de petrolíferos	6.93	7.63	8.05	8.42	9.13	7.35	8.02	7.95	7.34	5.88	4.56
Gas licuado	0.51	0.37	0.40	0.41	0.45	0.58	0.67	0.70	0.71	0.69	0.81
Diesel	0.07	0.07	0.08	0.08	0.09	0.12	0.13	0.14	0.13	0.12	0.11
Combustóleo	6.35	7.18	7.58	7.93	8.60	6.65	7.22	7.12	6.50	5.07	3.64
Gas seco	6.34	6.50	6.72	6.63	8.23	8.97	8.24	8.31	8.49	5.73	6.95
Electricidad	1.34	2.37	2.50	2.62	2.84	3.09	3.20	3.23	3.09	3.28	2.96

Cuadro 49. Consumo de energía en el sector industrial 2001-2011 (Petajoules) (continuación)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Construcción											
Total	7.38	7.31	7.56	7.96	8.22	10.84	11.70	12.18	12.00	11.97	11.61
Total de petrolíferos	6.02	5.93	6.13	6.46	6.67	9.18	9.98	10.47	10.36	10.32	9.90
Diesel	6.02	5.93	6.13	6.46	6.67	9.18	9.98	10.47	10.36	10.32	9.90
Electricidad	1.36	1.38	1.43	1.50	1.55	1.66	1.72	1.70	1.64	1.65	1.72
Elaboración de refrescos, hielo y otras bebidas no alcohólicas, y purificación y embotellado de agua											
Total	10.56	10.38	10.75	10.78	11.65	12.53	12.60	12.91	12.28	11.00	12.55
Total de petrolíferos	5.23	4.99	5.17	5.24	5.39	6.02	6.39	6.68	6.17	4.73	5.23
Gas licuado	0.78	0.77	0.80	0.81	0.84	1.03	1.15	1.18	1.19	0.94	1.28
Diesel	2.54	2.49	2.59	2.62	2.69	3.56	3.74	3.96	3.56	2.69	2.84
Combustóleo	1.92	1.72	1.79	1.81	1.86	1.44	1.51	1.54	1.42	1.11	1.11
Gas seco	2.72	2.75	2.83	2.76	3.41	3.57	3.17	3.18	3.21	3.50	4.40
Electricidad	2.61	2.65	2.75	2.78	2.86	2.94	3.04	3.05	2.90	2.77	2.93
Fabricación de automóviles y camiones											
Total	8.95	8.09	8.00	8.01	8.77	9.67	9.80	10.27	9.90	10.46	12.69
Total de petrolíferos	1.62	0.89	0.59	0.60	0.63	0.83	0.92	1.00	0.96	1.24	1.52
Gas licuado	1.58	0.88	0.24	0.25	0.26	0.32	0.37	0.40	0.41	0.57	0.79
Diesel	0.04	0.02	0.35	0.35	0.37	0.50	0.54	0.60	0.55	0.67	0.73
Combustóleo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas seco	1.99	1.86	1.61	1.51	1.88	2.31	2.13	2.21	2.28	2.08	3.57
Electricidad	5.35	5.34	5.80	5.91	6.26	6.54	6.76	7.05	6.67	7.14	7.61

Cuadro 49. Consumo de energía en el sector industrial 2001-2011 (Petajoules) (continuación)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Fabricación de productos de hule											
Total	8.69	7.87	6.89	7.28	8.65	8.34	7.91	7.64	7.65	6.73	8.68
Total de petrolíferos	1.70	1.48	1.61	1.85	1.95	2.10	2.24	2.29	2.10	2.11	2.35
Gas licuado	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03
Diesel	1.04	0.94	1.02	1.17	1.23	1.54	1.65	1.70	1.55	1.68	1.93
Combustóleo	0.65	0.53	0.58	0.66	0.70	0.54	0.58	0.58	0.53	0.41	0.39
Gas seco	5.78	5.13	3.94	3.95	5.04	4.72	4.27	4.15	4.19	2.80	4.27
Electricidad	1.22	1.26	1.33	1.48	1.67	1.51	1.40	1.19	1.36	1.82	2.06
Fabricación de fertilizantes											
Total	5.21	3.45	3.58	3.97	4.42	4.24	4.97	4.01	4.03	2.56	3.37
Total de petrolíferos	0.09	0.11	0.10	0.11	0.11	0.13	0.18	0.15	0.14	0.14	0.15
Diesel	0.09	0.11	0.10	0.11	0.11	0.13	0.18	0.15	0.14	0.14	0.15
Combustóleo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas seco	4.42	2.61	2.84	3.11	3.53	3.44	4.10	3.30	3.40	1.93	2.70
Electricidad	0.69	0.73	0.65	0.75	0.77	0.67	0.69	0.55	0.50	0.49	0.52
Elaboración de productos de tabaco											
Total	0.46	0.39	0.39	0.36	0.43	0.44	0.39	0.43	0.41	0.29	0.33
Total de petrolíferos	0.10	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
Gas licuado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Combustóleo	0.10	0.03	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Gas seco	0.20	0.20	0.19	0.18	0.24	0.25	0.19	0.21	0.21	0.10	0.11
Electricidad	0.16	0.17	0.18	0.17	0.17	0.17	0.18	0.20	0.19	0.17	0.21

Cuadro 49. Consumo de energía en el sector industrial 2001-2011 (Petajoules) (continuación)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Otras ramas											
Total	383.48	425.72	472.73	474.94	485.51	536.04	526.39	507.46	477.05	636.57	668.41
Energía solar	0.10	0.11	0.13	0.14	0.10	0.11	0.13	0.15	0.18	0.22	0.27
Bagazo de caña	3.76	1.62	3.27	3.76	1.99	4.64	7.44	3.79	3.33	6.10	3.56
Carbón	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Coque total	2.36	2.81	2.91	1.88	3.40	2.62	3.02	3.05	1.37	1.36	2.19
Coque de petróleo	2.36	2.81	2.91	1.88	3.40	2.62	3.02	3.05	1.37	1.36	2.19
Total de petrolíferos	103.03	88.21	103.65	109.23	99.96	86.88	84.57	75.09	68.41	66.72	71.87
Gas licuado	32.70	34.60	33.49	34.37	33.79	34.88	37.24	35.33	35.67	36.20	29.12
Querosenos	2.16	1.70	0.06	0.11	0.03	0.04	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel	25.15	24.83	27.33	35.18	29.52	21.18	19.85	17.35	15.03	17.08	23.53
Combustóleo	43.02	27.08	42.76	39.57	36.62	30.77	27.46	22.42	17.71	13.44	19.23
Gas seco	43.35	94.95	87.28	74.14	82.44	131.19	111.36	97.22	97.29	226.32	227.66
Electricidad	230.88	238.01	275.49	285.79	297.63	310.61	319.87	328.16	306.45	335.84	362.86

Fuente: Sistema de Información Energética, a partir de la Encuesta sobre el Consumo de Energía en el Sector Industrial y estimaciones propias, Sener.

Cuadro 50. Consumo de energía en los sectores residencial, comercial y público 2001-2011 (Petajoules)

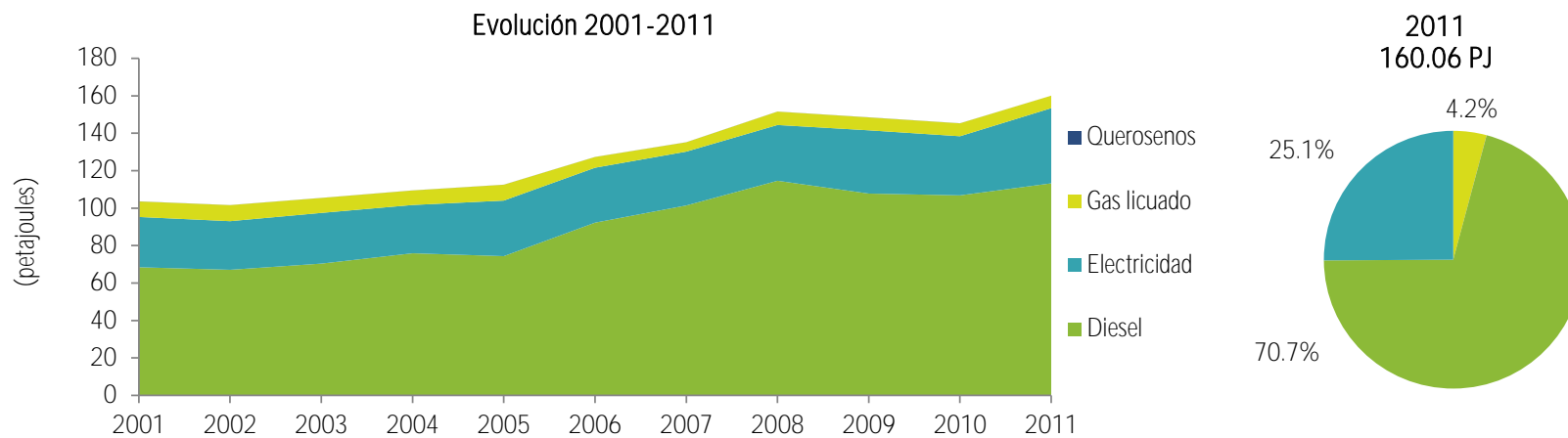
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total sector residencial, comercial y público	853.81	863.39	873.78	880.45	873.76	881.96	913.06	916.01	912.18	921.25	928.25
Energía solar	2.08	2.32	2.66	2.96	2.05	2.23	2.68	3.15	3.87	4.69	5.59
Leña	267.09	266.24	267.03	266.65	266.43	264.60	263.24	262.05	260.68	259.31	258.09
Total de petrolíferos	351.38	354.53	356.99	358.99	339.36	339.97	368.46	364.47	350.22	360.34	352.73
Gas licuado	347.59	350.80	353.46	355.18	335.53	335.26	363.57	360.09	346.04	355.48	347.51
Querosenos	1.59	1.60	1.25	1.43	1.48	1.85	1.76	0.83	0.84	1.18	1.29
Diesel	2.20	2.13	2.28	2.38	2.35	2.85	3.14	3.55	3.33	3.69	3.93
Gas seco	29.92	32.82	35.23	35.82	42.06	42.53	39.25	39.15	41.39	41.37	40.83
Electricidad	203.34	207.49	211.87	216.03	223.85	232.63	239.42	247.20	256.03	255.54	271.01
Residencial	715.93	719.82	731.73	738.88	731.25	733.45	761.25	763.92	757.51	765.25	768.69
Energía solar	1.25	1.39	1.59	1.77	1.23	1.34	1.61	1.89	2.32	2.81	3.35
Leña	267.09	266.24	267.03	266.65	266.43	264.60	263.24	262.05	260.68	259.31	258.09
Total de petrolíferos	286.90	286.74	290.96	294.61	276.46	274.13	300.58	298.81	285.40	293.71	287.05
Gas licuado	285.31	285.14	289.72	293.18	274.99	272.28	298.83	297.98	284.56	292.53	285.76
Querosenos	1.59	1.60	1.25	1.43	1.48	1.85	1.76	0.83	0.84	1.18	1.29
Gas seco	22.65	24.94	28.65	29.21	34.01	33.35	30.82	30.35	31.94	31.56	31.19
Electricidad	138.04	140.52	143.50	146.64	153.11	160.03	165.01	170.82	177.17	177.87	189.02
Comercial	116.38	121.76	119.91	118.93	119.29	124.77	127.29	126.63	126.58	128.19	130.44
Energía solar	0.84	0.93	1.07	1.19	0.82	0.89	1.07	1.26	1.55	1.88	2.24
Total de petrolíferos	64.48	67.79	66.03	64.38	62.90	65.83	67.88	65.66	64.81	66.64	65.68
Gas licuado	62.27	65.66	63.75	62.00	60.54	62.98	64.75	62.12	61.48	62.95	61.75
Diesel	2.20	2.13	2.28	2.38	2.35	2.85	3.14	3.55	3.33	3.69	3.93
Gas seco	7.27	7.87	6.58	6.61	8.06	9.18	8.43	8.80	9.44	9.80	9.64
Electricidad	43.80	45.17	46.24	46.75	47.52	48.86	49.90	50.91	50.77	49.87	52.87
Público	21.50	21.81	22.14	22.64	23.22	23.75	24.51	25.47	28.09	27.80	29.12
Electricidad	21.50	21.81	22.14	22.64	23.22	23.75	24.51	25.47	28.09	27.80	29.12

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

Cuadro 51. Consumo de energía en el sector agropecuario 2001-2011 (Petajoules)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total sector agropecuario	103.63	101.64	105.48	109.48	112.54	127.35	135.20	151.60	148.51	145.32	160.06
Total de petrolíferos	76.76	75.66	78.41	83.68	82.86	98.02	106.43	121.82	114.72	113.75	119.91
Gas licuado	8.29	8.54	7.98	7.74	8.46	5.72	4.97	7.15	6.89	6.89	6.65
Querosenos	0.04	0.04	0.04	0.05	0.04	0.05	0.04	0.04	0.05	0.03	0.02
Diesel	68.43	67.08	70.39	75.90	74.37	92.26	101.42	114.63	107.79	106.83	113.24
Electricidad	26.87	25.98	27.07	25.79	29.68	29.32	28.78	29.78	33.78	31.58	40.16

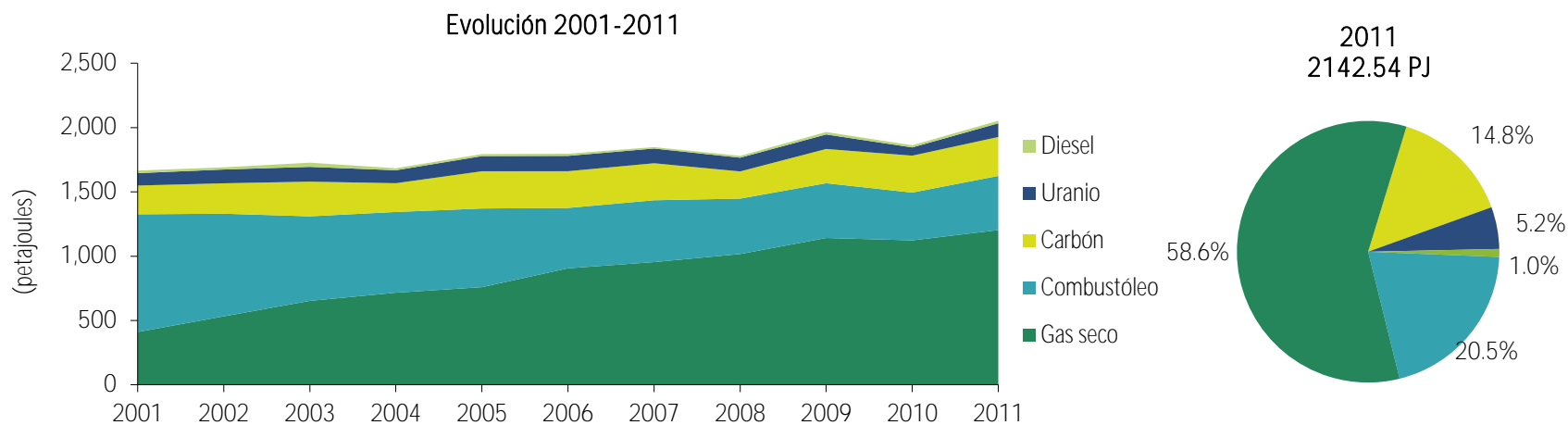
Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.



Cuadro 52. Consumo de combustibles para generación eléctrica 2001-2011 (Petajoules)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total	1,665.62	1,691.02	1,794.36	1,766.43	1,876.22	1,876.58	1,932.94	1,860.97	2,050.13	1,955.94	2,142.54
Fósil	1,568.92	1,584.05	1,633.31	1,617.92	1,710.31	1,715.07	1,771.63	1,711.36	1,890.59	1,840.54	1,987.04
Carbón	223.37	236.66	269.74	223.69	289.87	285.59	287.77	211.71	266.39	287.06	303.02
Petrolíferos	935.25	815.27	697.70	668.83	654.52	517.18	523.73	476.45	476.86	423.06	475.48
Diesel	19.76	17.05	32.35	15.59	15.46	16.27	10.98	14.17	19.12	16.56	20.09
Combustóleo	915.48	798.22	657.65	627.72	611.63	469.49	480.75	430.88	425.86	371.62	420.92
Coque de petróleo	0.00	0.00	7.68	25.52	27.44	31.42	31.99	30.86	31.86	34.86	31.77
Gas licuado	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.53	0.02	0.03	2.71
Gas seco	410.30	532.12	652.36	716.15	759.10	905.76	954.22	1,016.57	1,141.56	1,123.11	1,203.09
Otros	0.00	0.00	13.50	9.25	6.83	6.55	5.91	6.63	5.78	7.30	5.45
No fósil	96.70	106.97	161.06	148.51	165.91	161.51	161.31	149.60	159.54	115.40	155.50
Uranio	96.70	106.97	114.87	100.63	117.88	119.42	114.49	106.64	112.75	63.94	106.39
Biogas	0.00	0.00	0.43	0.43	0.43	0.44	0.72	0.81	1.12	1.30	1.47
Bagazo de caña	0.00	0.00	45.76	47.44	47.60	41.65	46.11	42.16	45.68	50.16	47.63

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.



Cuadro 53. Indicadores económicos y energéticos

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consumo nacional de energía (petajoules)	6,572.9	6,548.9	6,828.8	7,156.5	7,811.3	7,862.1	7,963.9	8,225.7	8,197.0	8,071.8	8,399.0
PIB nacional (miles de millones de pesos de 2003)	7,448.7	7,455.4	7,555.8	7,862.1	8,114.1	8,532.0	8,810.1	8,915.0	8,384.2	8,848.1	9,194.1
Población nacional (millones de habitantes) ²	99.7	100.9	102.0	103.0	103.9	104.9	105.8	106.7	107.6	108.4	109.2
Intensidad energética (KJ/\$ producido)	882.4	878.4	903.8	910.3	962.7	921.5	904.0	922.7	977.7	912.3	913.5
Consumo per capita de energía (GJ/hab.)	65.9	64.9	66.9	69.5	75.1	75.0	75.3	77.1	76.2	74.5	76.9
Consumo de electricidad (GWh)	157,201.9	159,793.9	176,718.5	182,767.1	190,170.1	196,845.7	202,274.0	207,076.9	204,516.3	212,231.5	226,896.5
Consumo de electricidad per cápita (kWh/hab.)	1,576.5	1,583.5	1,732.5	1,774.4	1,829.5	1,877.0	1,912.0	1,941.1	1,901.6	1,957.9	2,077.4
Producción (petajoules)	9,502.7	9,401.3	9,873.2	10,021.8	10,570.5	10,488.0	10,160.3	9,887.2	9,474.7	9,250.7	9,190.8
Oferta interna bruta (petajoules)	6,572.9	6,548.9	6,828.8	7,156.5	7,811.3	7,862.1	7,963.9	8,225.7	8,197.0	8,071.8	8,399.0
Relación producción entre oferta interna bruta	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

¹ INEGI. Sistema de Cuentas Nacionales de México.

² Con información de CONAPO.

Cuadro 54. Aprovechamiento de energía solar

Características	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación porcentual (%) 2011/2010	Uso final
Calentadores solares planos									
Instalados en dicho año (miles de m ²):	100.3	96.7	154.3	165.6	233.3	272.6	312.6	14.7	Calentamiento de agua para albercas, hoteles, clubes deportivos, casas habitación, hospitales e industrias
Total instalados (miles de m²):	743.0	839.7	994.0	1,159.6	1,392.9	1,665.5	1,978.2	18.8	
Eficiencia promedio ¹ :	40%	40%	50%	50%	50%	50%	50%	-	
Radiación solar promedio (kJ/m ² -día):	20,880	20,880	20,880	20,880	20,880	20,880	20,880	-	
Disponibilidad de calor solar primario (PJ):	5.662	6.399	7.575	8.837	10.616	12.693	15.076	18.8	
Generación (PJ):	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	19.8	
Módulos fotovoltaicos									
Capacidad instalada en dicho año (kW):	515	1,056	901	872	5,712	3,502	1,955	-44.2	Electrificación rural, comunicaciones, bombeo de agua, refrigeración y conexión a la red
Total capacidad instalada (kW):	16,577	17,633	18,534	19,406	25,118	28,620	30,575	6.8	
Horas promedio de insolación (h/día)	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	-	
Factor de planta ³ :	16%	16%	16%	16%	20%	21%	21%	-	
Rendimiento promedio por año:	0.67	0.67	0.67	0.67	0.84	0.86	0.86	-	
Generación (PJ):	0.08	0.07	0.07	0.07	0.10	0.11	0.113	1.0	

Fuente: Asociación Nacional de Energía Solar, A.C. y Contratos de interconexión.

¹Los valores de eficiencia se asocian únicamente a la nueva capacidad instalada en el año en cuestión.

²Las proporciones de sistemas interconectados se asocian únicamente a la nueva capacidad instalada en el año en cuestión.

³Los valores de factor de planta se asocian únicamente a la nueva capacidad instalada en el año en cuestión.

Según ANES: El rendimiento típico para sistemas aislados= 0.67, para sistemas interconectados=0.87; los valores de rendimiento se asocian únicamente a la nueva capacidad instalada en el año en cuestión.

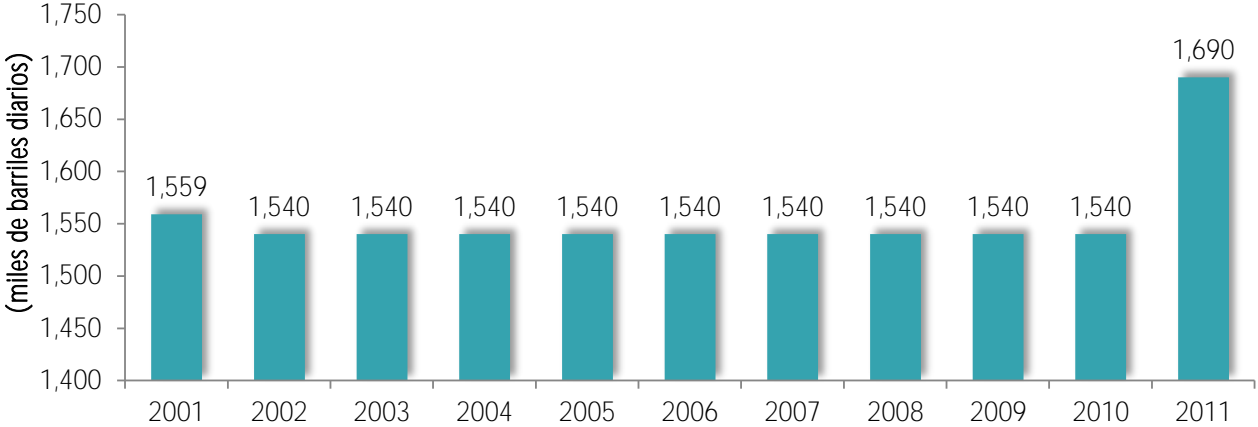
Cuadro 55. Capacidad de refinación (miles de barriles diarios)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Capacidad nominal de destilación atmosférica	1,559	1,540	1,540	1,540	1,540	1,540	1,540	1,540	1,540	1,540	1,690
Capacidad nominal de destilación al vacío	774	768	768	768	768	754	754	754	754	754	832
Capacidad nominal de desintegración en PR	375	396	396	375	375	381	381	381	381	381	423
Capacidad nominal de reducción de viscosidad en PR	141	141	141	141	141	91	91	91	91	91	91
Capacidad nominal de reformación catalítica	269	301	301	301	301	279	279	279	279	279	279
Capacidad nominal de hidrodesulfuración en PR ¹	848	987	987	987	987	926	926	926	926	1,010	1,067
Capacidad nominal de alquilación e isomerización en PR ¹	139	144	144	144	144	152	152	128	128	128	142

Fuente: Sistema de Información Energética. Sener v Anuario Estadístico de Pemex.

¹ A partir de 2008 no incluye Cangrejera.

Evolución de la capacidad nominal de destilación atmosférica 2001-2011



Cuadro 56. Capacidad instalada de proceso de gas natural (millones de pies cúbicos)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Planta endulzadora											
Condensados amargos ¹	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Gas amargo	3,923	4,173	4,503	4,503	4,503	4,503	4,503	4,503	4,503	4,503	4,503
Plantas recuperadoras de licuables	5,034	5,034	5,146	5,546	5,342	5,742	5,742	5,942	5,792	5,792	5,712
Criogénicas ²	4,559	4,559	4,592	4,992	4,992	5,392	5,392	5,592	5,792	5,792	5,712
Absorción ³	475	475	554	554	350	350	350	350	0	0	0
Fraccionamiento de líquidos ^{1,4}	554	563	569	574	574	587	587	587	569	569	569

Fuente: Sistema de Información Energética, Sener y Anuario Estadístico de Pemex.

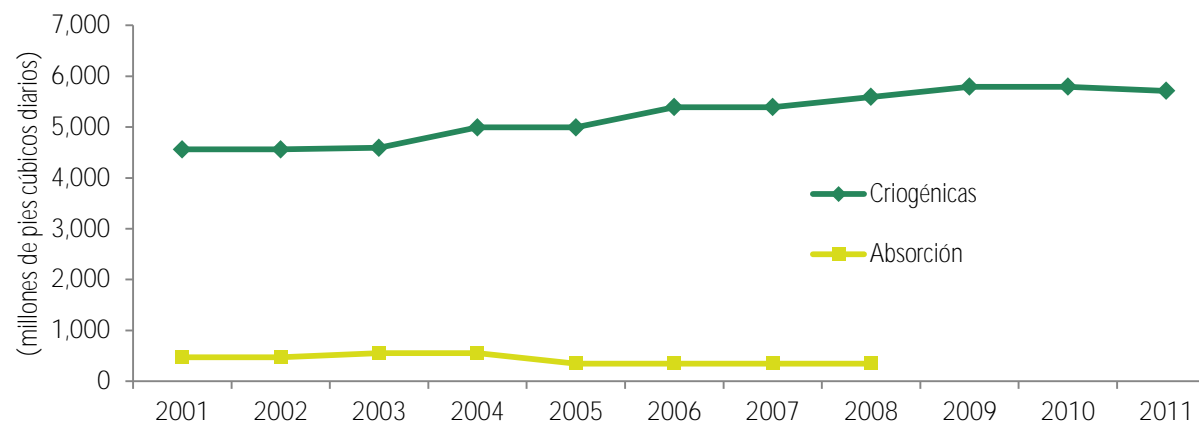
¹ Miles de barriles diarios.

² Incluye la planta criogénica de La Cangrejera.

³ La planta de absorción del CPG La Venta fue dada de baja.

⁴ Incluye plantas recuperadoras de líquidos.

Evolución de la capacidad instalada para procesamiento de gas, 2001-2011



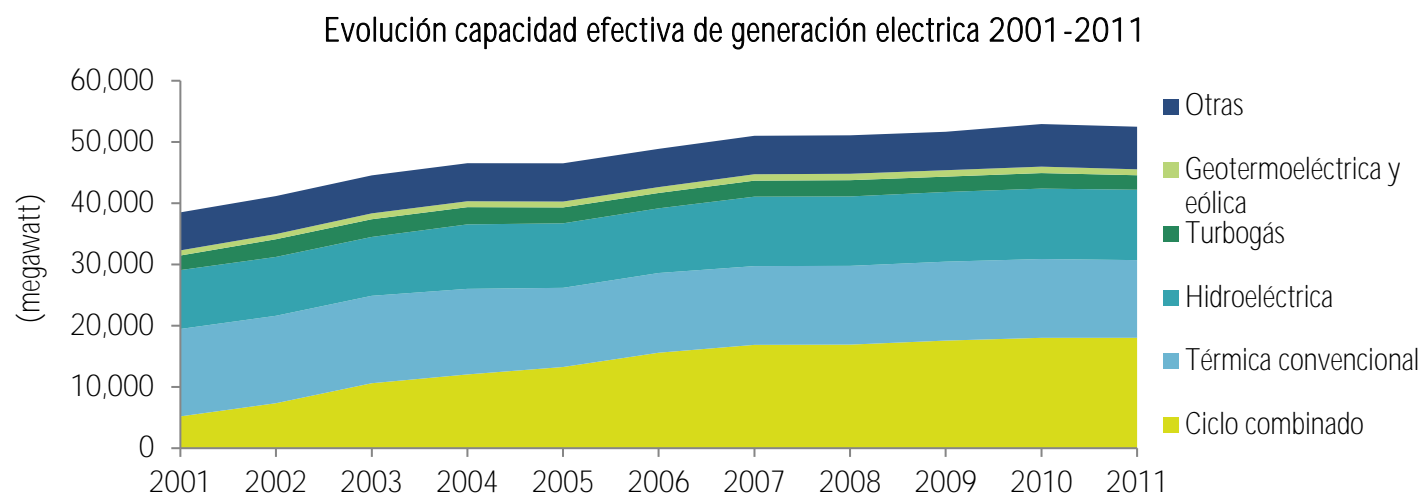
Cuadro 57. Capacidad efectiva de generación eléctrica (MW)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total	38,519	41,184	44,561	46,552	46,533	48,897	51,029	51,105	51,686	52,945	52,511
Fuentes alternas	16,524	16,525	16,642	17,557	17,562	17,593	18,453	18,458	18,498	19,296	19,216
Dual ¹	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,778	2,778
Carboeléctrica	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Nucleoeléctrica	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Hidroeléctrica	9,619	9,615	9,615	10,530	10,536	10,566	11,343	11,343	11,383	11,503	11,499
Geotermoeléctrica	838	843	960	960	960	960	960	965	965	965	887
Eoloeléctrica	2	2	2	2	2	2	85	85	85	85	87
CFE	2	2	2	2	2	2	85	85	85	85	87
PIE ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrocarburos	21,995	24,659	27,919	28,995	28,971	31,304	32,575	32,648	33,188	33,649	33,295
Térmica convencional	14,283	14,283	14,283	13,983	12,935	12,895	12,865	12,865	12,895	12,876	12,560
Ciclo combinado	5,188	7,343	10,604	12,041	13,256	15,590	16,873	16,913	17,572	18,022	18,029
CFE	3,733	3,848	3,848	4,776	5,005	5,203	5,416	5,456	6,115	6,115	6,122
PIE	1,455	3,495	6,756	7,265	8,251	10,387	11,457	11,457	11,457	11,907	11,907
Turbogás	2,381	2,890	2,890	2,818	2,599	2,637	2,620	2,653	2,505	2,537	2,495
Combustión interna	143	144	143	153	182	182	217	216	216	214	211

Fuente: Secretaría de Energía con información de la Comisión Federal de Electricidad. Capacidad del SEN (CFE+Extinta LyFC+PIE).

¹ La central Petacalco genera preponderantemente con carbón mineral.

² No se reportó capacidad en estas centrales debido a que se encontraban en periodo de pruebas. No incluye autoabastecimiento.

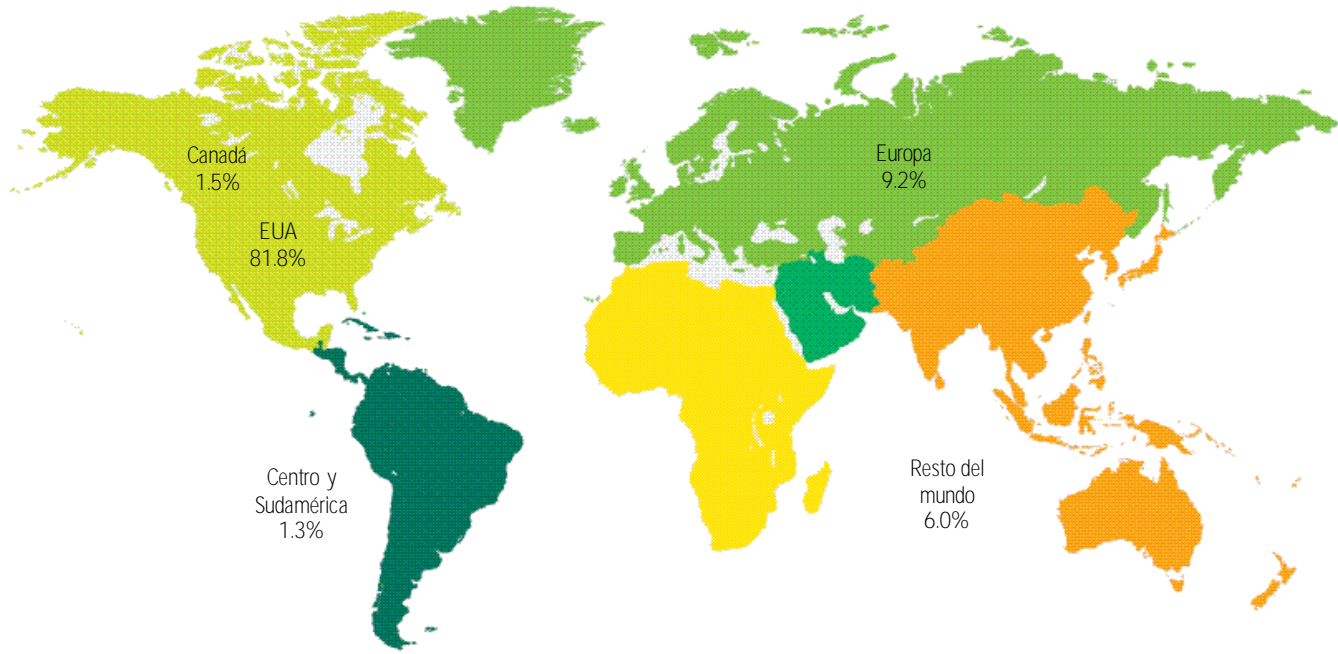


Cuadro 58. Exportación de petróleo crudo por región de destino 2001 -2011 (miles de barriles diarios)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total	1,756	1,705	1,844	1,870	1,817	1,793	1,686	1,403	1,222	1,361	1,338
América	1,528	1,478	1,604	1,656	1,589	1,590	1,488	1,223	1,083	1,179	1,133
Estados Unidos	1,322	1,339	1,437	1,482	1,425	1,442	1,351	1,143	1,049	1,140	1,095
Canadá	28	20	29	28	38	36	31	26	22	24	20
Otros	179	119	137	145	126	112	106	54	12	15	18
Europa	177	175	171	174	189	167	160	139	104	124	124
Lejano Oriente y otros	51	53	69	41	39	36	39	41	35	57	81

Fuente: Sistema de Información Energética y Anuario Estadístico de Pemex .

Exportaciones de crudo por región de destino (%), 2011



Mapa: BP

Cuadro 59. Evolución de las emisiones de gases efecto invernadero del sector energético (Tg CO₂ eq.)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Emisiones CO₂ equivalente	418.18	403.38	407.49	410.42	420.09	442.93	501.41	629.88	578.16	516.84	498.51
Consumo de combustibles	348.23	348.85	355.57	375.17	380.59	389.68	408.85	423.95	415.22	415.91	432.73
CO ₂	339.65	339.51	345.81	363.76	368.81	376.91	394.68	407.85	399.88	400.44	417.09
CH ₄	1.72	1.72	1.72	1.77	1.76	1.78	1.82	1.88	1.84	1.83	1.87
N ₂ O	6.86	7.62	8.04	9.64	10.02	10.99	12.36	14.22	13.49	13.65	13.77
Emisiones fugitivas	69.96	54.53	51.92	35.25	39.50	53.24	92.56	205.92	162.95	100.93	65.78
CH ₄	69.96	54.53	51.92	35.25	39.50	53.24	92.56	205.92	162.95	100.93	65.78

Fuente: SENER e INE cálculos propios.

Cuadro 60. Emisiones de CO₂ eq. por tipo de actividad (Tg CO₂ eq.)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Emisiones CO₂ equivalente	418.18	403.38	407.49	410.42	420.09	442.93	501.41	629.88	578.16	516.84	498.51
Consumo de combustibles fósiles	348.23	348.85	355.57	375.17	380.59	389.68	408.85	423.95	415.22	415.91	432.73
Consumo propio	31.36	31.13	31.97	33.08	34.55	34.13	32.80	35.80	36.23	35.54	37.80
Generación eléctrica	115.46	114.33	116.09	113.37	120.75	118.10	121.57	114.38	126.61	123.65	133.44
Industrial	51.74	51.12	50.59	53.61	54.74	57.82	57.49	54.68	50.31	52.56	54.39
Transporte	118.36	120.75	124.78	142.21	138.78	147.56	162.41	183.66	168.10	169.59	172.47
Comercial	4.54	4.79	4.49	4.48	4.46	4.63	4.78	4.67	4.65	4.84	4.71
Residencial	20.69	20.81	21.36	21.61	20.48	20.28	22.01	21.87	21.00	21.46	21.14
Agropecuario	6.06	5.92	6.28	6.81	6.83	7.16	7.79	8.90	8.31	8.27	8.77
Emisiones fugitivas	69.96	54.53	51.92	35.25	39.50	53.24	92.56	205.92	162.95	100.93	65.78
Producción	4.48	4.12	4.25	4.13	5.08	5.62	5.97	6.11	6.41	6.40	6.67
Exportación de petróleo	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.05	0.04	0.05	0.05
Transformación y procesamiento	3.01	3.05	3.18	3.13	3.68	4.02	3.69	3.56	4.03	3.92	4.21
Venteo de gas	60.92	45.52	42.45	25.82	28.41	40.93	80.21	193.47	149.50	87.55	51.63
Almacenamiento de petróleo	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Fugas en el consumo de gas	1.48	1.78	1.97	2.08	2.25	2.60	2.61	2.73	2.95	3.00	3.21

Fuente: SENER e INE cálculos propios.

Anexo metodológico

Balance de energía

El Balance Nacional de Energía presenta la información relativa a la oferta y demanda de energía para una zona geográfica específica, tanto a nivel nacional como regional, y está asociada a un periodo de tiempo determinado. Se basa en un conjunto de relaciones de equilibrio que contabilizan la energía que se produce (origen), la que se intercambia con el exterior, la que se transforma, la de consumo propio, la no aprovechada y la que se destina a los distintos sectores y agentes económicos (destino final). En el caso de los balances regionales se consideran también los intercambios regionales netos.

Este documento comprende un conjunto de fuentes de energía, que pueden ser primarias y secundarias, presentadas en columnas. Los procesos a los que estas fuentes son sometidas se muestran en filas.

La elaboración del balance sigue una metodología particular que ofrece datos consistentes con unidades homogéneas de energía. Ello permite la integración de las distintas fuentes de energía y la comparación entre ellas así como con años previos.

Unidades de medida

Los combustibles se miden con fines comerciales y para seguir los flujos, tanto de oferta, como de demanda. Existe una gran diversidad de unidades de medida, dependiendo del estado físico de los energéticos

(toneladas, barriles, pies cúbicos, calorías, litros, watts por hora), lo que impide su comparación directa. Por ello es necesario adoptar una unidad común para las distintas fuentes de energía.

El Balance Nacional de Energía utiliza el joule (J) como unidad común. De acuerdo con la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, el Sistema General de Unidades de Medida es el único instrumento legal de uso obligatorio en los Estados Unidos Mexicanos, donde se determina que la cantidad de calor y de energía debe medirse en joules⁴⁴. Sin embargo, debido a la importancia que tienen los hidrocarburos en la oferta y demanda de energía en México, se incluyen los balances de energía, para 2010 y 2011, expresados en términos de barriles de petróleo crudo equivalente (bpce).

Poder calorífico bruto (PCB)

Es la cantidad total de calor que se libera en un proceso de combustión.

Poder calorífico neto (PCN)

Es la cantidad de calor que se produce en la combustión, excluyendo el calor no recuperable. Equivale al calor del proceso de combustión que se aprovecha en la práctica. Para el carbón mineral y los combustibles líquidos, el poder calorífico neto es 5% menor que el bruto. Para las diversas modalidades de gas natural y procesados, la diferencia entre bruto y neto es 10%. Para el caso de la electricidad no hay diferencia alguna entre ambos poderes caloríficos.

⁴⁴ Es la cantidad de energía necesaria para mover un kilogramo a lo largo de una distancia de un metro, aplicando una aceleración de un metro por segundo al cuadrado.

El Balance Nacional de Energía presenta las estadísticas en términos del poder calorífico neto. Esto con el fin de que la información sea comparable con la de los organismos internacionales⁴⁵.

Factores de conversión

Los factores de conversión utilizados en la elaboración del Balance Nacional de Energía son los siguientes:

Múltiplos (volumen y peso)		
Símbolo	Descripción	Factor
M	miles	10^3
MM	millones	10^6
MMM	miles de millones	10^9

Equivalencias de masa

1,000 kilogramos = 1 tonelada métrica

Equivalencias de volumen

1 galón = 3.7854 litros 1 metro cúbico = 6.2898 barriles

42 galones = 1 barril 1 metro cúbico = 35.31467 pies

1 barril = 158.9873 litros cúbicos

Equivalencias de energía

1 caloría = 4.1868 joules

1 Megawatt por hora = 3,600 Megajoules

Prefijos métricos

E Exa = 10^{18} G Giga = 10^9

P Peta = 10^{15} M Mega = 10^6

T Tera = 10^{12} k kilo = 10^3

Estructura del Balance

Descripción general

La matriz del Balance Nacional de Energía presenta en columnas las fuentes primarias y secundarias de energía, mientras que en las filas se presentan los procesos que conforman la oferta, la transformación y el consumo final de energía.

De manera general, la oferta interna bruta resulta de sumar la producción, otras fuentes, la importación y la variación de inventarios, menos la exportación y las operaciones de maquila-intercambio neto. Por su parte, la demanda es la suma del consumo del sector energético, las

⁴⁵Agencia Internacional de Energía (AIE), Organización de las Naciones Unidas (ONU) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

recirculaciones, la diferencia estadística y el consumo final total. Cada uno de estos flujos será detallado más adelante.

Fuentes de energía

Las fuentes de energía son aquéllas que producen energía útil directamente o por medio de una transformación. Éstas se clasifican en dos tipos: primarias y secundarias.

Las fuentes primarias se pueden clasificar en renovables y no renovables. Las fuentes renovables de energía se definen como la energía disponible a partir de procesos permanentes y naturales, con posibilidades técnicas de ser explotadas económicamente. Las principales fuentes renovables consideradas en el Balance son la hidroenergía, la geoenergía, la energía eólica, la solar y la biomasa, el biogás, a pesar de que en alguna literatura no es considerada como renovable, para términos de este balance se considera como tal. Éstas se aprovechan principalmente en la generación de energía eléctrica y en otras aplicaciones como bombeo, iluminación y calentamiento de agua. Las no renovables son aquéllas que se extraen de los depósitos geológicos que se formaron a partir de biomasa y también considera los combustibles secundarios producidos a partir de un combustible fósil.

1. Energía primaria

La energía primaria comprende aquellos productos energéticos que se extraen o captan directamente de los recursos naturales. En este balance se consideran los siguientes: carbón mineral, petróleo crudo, condensados, gas natural, nucleenergía, hidroenergía, geoenergía, energía eólica, energía solar, bagazo de caña, leña y biogás. Este tipo de

energía se utiliza como insumo para obtener productos secundarios o se consume en forma directa.

1.1 Carbón mineral

Es un combustible sólido, de color negro o marrón, que contiene esencialmente carbono y pequeñas cantidades de hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, azufre y otros elementos. Proviene de la degradación de organismos vegetales durante un largo periodo.

Las cifras de carbón que se registran en el Balance se refieren a dos tipos:

- Siderúrgico: carbón con bajo contenido de cenizas, característica que favorece que éste sea transformado en coque de carbón, y
- Térmico lavado: carbón con alto contenido de cenizas y finos, de flama larga y adecuado para su empleo en la generación eléctrica.

1.2 Petróleo crudo

Líquido aceitoso de color café oscuro que se presenta como un fluido viscoso y se le encuentra almacenado en el interior de la corteza terrestre. Su cálculo excluye la producción de condensados y líquidos del gas natural obtenidos en plantas de extracción de licuables.

El petróleo crudo producido se clasifica en:

	Densidad (gr/cm ³)	Densidad (grados API*)
Extrapesado	> 1.0	10
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39.0
Superligero	< 0.83	< 39

*Densidad API: escala normalizada por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) utilizada en la industria petrolera mundial para expresar la densidad de los hidrocarburos líquidos.

Para el mercado de exportación se preparan cuatro variedades de petróleo:

- Altamira: crudo pesado con densidad de 16.8° API y con un contenido de 5.5% de azufre;
- Maya: crudo pesado con densidad de 22° API y con un contenido de 3.3% de azufre;
- Istmo: crudo ligero con densidad de 33.6° API y 1.3% de azufre, y
- Olmeca: crudo súperligero con densidad de 39.3° API y 0.8% de azufre.

El petróleo crudo se utiliza como materia prima para su proceso en refinerías y para su fraccionamiento en derivados.

1.3 Condensados

Compuestos líquidos que se recuperan en instalaciones de separación de los campos productores de gas asociado. Se incluyen líquidos recuperados

en gasoductos, los cuales se condensan durante el transporte del gas natural. Se componen básicamente de pentanos y líquidos más pesados.

Por su contenido de azufre, los condensados se clasifican en:

- Amargos: condensados sin la eliminación de los gases ácidos que acompañan a los hidrocarburos extraídos de los yacimientos, y
- Dulces: condensados que han sido tratados en plantas para eliminar los gases ácidos.

Los condensados son enviados a refinerías y plantas de gas para su proceso y fraccionamiento en derivados.

1.4 Gas natural

Es una mezcla de hidrocarburos parafínicos ligeros con el metano como su principal constituyente. También contiene pequeñas cantidades de etano y propano, así como proporciones variables de gases no orgánicos, nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. El gas natural puede encontrarse asociado con el petróleo crudo o independiente en pozos de gas no asociado o gas seco. El gas natural es enviado a plantas de gas, en donde se obtiene el gas seco, gas licuado, nafta y etano.

1.5 Nucleoenergía

Energía contenida en el mineral de uranio después de pasar por un proceso de purificación y enriquecimiento. Se considera energía primaria únicamente al contenido de material fisionable del uranio, el cual se usa como combustible en los reactores nucleares.

1.6 Hidroenergía

Esta fuente se define como la energía potencial de un caudal hidráulico.

1.7 Geoenergía

Es la energía almacenada bajo la superficie de la tierra en forma de calor y que emerge a la superficie en forma de vapor.

1.8 Energía eólica

Energía que se obtiene mediante un conjunto turbina-generador, el cual es accionado por la fuerza del viento.

1.9 Energía solar

Es la energía producida por la radiación solar y utilizada para calentamiento de agua o generación de electricidad, a partir de calentadores solares y módulos fotovoltaicos. No se incluye la energía solar pasiva para calefacción e iluminación directas.

1.10 Bagazo de caña

Fibra que se obtiene después de extraer el jugo de la caña en los ingenios azucareros y que se utiliza como energético o como materia prima.

En este documento se contabiliza la fibra que se produce y que se utiliza como combustible para generar electricidad en los propios ingenios azucareros, además de la que sirve como materia prima para la fabricación de papel, tableros aglomerados y alimento para ganado.

1.11 Leña

Se considera la energía que se obtiene de los recursos forestales y se utiliza en forma directa en el sector residencial para cocción de alimentos y calefacción.

Incluye troncos, ramas de árboles y arbustos, y residuos sólidos de la destilación y pirólisis de la madera u otra materia vegetal.

1.12 Biogás

Es un gas compuesto principalmente de metano y dióxido de carbono, producidos por la digestión anaeróbica de la biomasa, compuesto por:

- Gas de relleno sanitario, formado por la digestión de los residuos vertidos.
- Gases de los lodos de alcantarillado, producidos por la fermentación anaeróbica.
- Otro tipo de biogás es producido por la fermentación anaeróbica de estiércol animal así como de desechos de animales en los mataderos, cervecerías y otras industrias agro-alimentarias.

2. Energía secundaria

Bajo este concepto se agrupan a los derivados de las fuentes primarias, los cuales se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final.

2.1 Coque de carbón

Combustible sólido, con alto contenido de carbono, obtenido de la destilación del carbón siderúrgico. Se clasifica de acuerdo con su tamaño en metalúrgico, nuez y fino; las tres variedades se obtienen en hornos de recuperación. El coque imperial es un producto especial obtenido en hornos de colmena a partir de la mezcla de carbón lavado. Se utiliza en la industria siderúrgica.

2.2 Coque de petróleo

Es un combustible sólido y poroso, de color que va del gris al negro, aproximadamente con 92% de carbono y 8% de ceniza, que se obtiene como residuo en la refinación del petróleo. El coque producido en las refinerías es conocido como coque sin calcinar o coque verde, ya que aún contiene residuos de elementos volátiles. Éste se puede convertir en coque calcinado que posee alta resistencia, alta densidad y baja porosidad. El coque calcinado se obtiene al introducir la materia prima en un horno cilíndrico refractario a 1,300 °C. Las industrias utilizan el coque sin calcinar como energético, mientras que el calcinado se usa más como materia prima.

2.3 Gas licuado de petróleo (gas LP)

Combustible que se obtiene de la destilación del petróleo y del tratamiento de los líquidos del gas natural. Incluye butano, iso-butano y propanos. Se utiliza principalmente en los sectores residencial, comercial y transporte.

2.4 Gasolinas y naftas

Combustible líquido y liviano, con un rango de ebullición entre 30 y 200 °C, que se obtiene de la destilación del petróleo y del tratamiento del gas natural. Dentro de este rango se consideran las gasolinas de aviación, automotrices, naturales y las naftas:

- Gasolina de aviación: mezcla de naftas reformadas de elevado octanaje, alta volatilidad y estabilidad, y un bajo punto de congelamiento. Se usa en aviones con motores de pistón;
- Gasolina automotriz: mezcla de naftas relativamente volátiles con especificaciones para su uso en motores de combustión interna de tipo automotriz;
- Gasolina natural: producto del procesamiento de gas natural. Sirve como materia prima en la industria petroquímica o se mezcla directamente con las naftas, y
- Nafta: es un producto del procesamiento del petróleo y del gas natural. Se emplea como materia prima en la industria petroquímica, como solvente en la manufactura de pinturas y barnices, así como limpiador en la industria.

2.5 Querosenos

Combustible líquido compuesto por la fracción del petróleo que se destila entre 150 y 300 °C. Los querosenos se clasifican en dos grupos:

- Turbosina: combustible con un grado especial de refinación que posee un punto de congelación más bajo que el querosén común y se utiliza en el transporte aéreo para motores de turbina, y

- Otros querosenos: se utilizan para cocción de alimentos, alumbrado, motores, equipos de refrigeración y como solvente para asfaltos e insecticidas de uso doméstico.

2.6 Diesel

Combustible líquido que se obtiene de la destilación del petróleo entre los 200 y 380° C. Es un producto de uso automotriz e industrial, que se emplea principalmente en motores de combustión interna tipo diesel. En este grupo se incluye el Pemex diesel, el diesel desulfurado, el diesel marino y el gasóleo industrial. Este último fue sustituido por el combustible industrial a partir de 1998, y posteriormente dejó de comercializarse en abril del 2001.

2.7 Combustóleo

Combustible residual de la refinación del petróleo. Abarca todos los productos pesados y se incluye el residuo de vacío, *Virgin Stock*, residuo de absorción y residuo largo. Se utiliza principalmente en calderas, plantas de generación eléctrica y motores para navegación. Se divide en combustóleo pesado, ligero e intermedio.

2.8 Gasóleo

Aceite intermedio procedente del proceso de refinación; utilizado como combustible en motores diesel, quemado en sistemas de calefacción central y como carga de alimentación para la industria química.

2.9 Productos no energéticos o materia prima

Son productos que se utilizan como materia prima, aun cuando poseen un considerable contenido de energía. Los productos no energéticos considerados en el Balance son asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas, etano (excluyendo el inyectado a ductos de gas seco), propano-propileno, butano-butileno, azufre y materia prima para negro de humo (el negro de humo se utiliza en la industria del hule sintético y natural para la fabricación de llantas, etc.)

2.10 Gas seco

Hidrocarburo gaseoso obtenido como subproducto del gas natural, en refinerías y en plantas de gas después de extraer los licuables. Se compone por metano y pequeñas cantidades de etano. Incluye gas residual y gas seco de refinerías.

El gas seco es utilizado como materia prima en la industria Petroquímica de PEMEX, en donde se produce principalmente metanol y amoníaco. Por otro lado, se utiliza como combustible en el sector petrolero, industrial (incluido el petroquímico), residencial, servicios y en centrales eléctricas.

2.11 Etano

Un hidrocarburo naturalmente gaseoso extraído del gas natural y las corrientes de gases de las refinerías.

2.12 Electricidad

Es la energía transmitida por electrones en movimiento. Este rubro incluye la energía eléctrica generada por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), los Productores Independientes de Energía (PIE) y los autogeneradores.

El SEN es el conjunto de instalaciones destinadas a la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda la República, estén o no interconectadas. Los PIE son titulares de un permiso para generar energía eléctrica destinada exclusivamente para su venta a CFE. Los autogeneradores son titulares de un permiso de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción exportación, importación y usos propios continuos.

2.13 Gases industriales derivados del carbón

2.13.1 Gas de coque

Obtenido como sub-producto de las operaciones de carbonización y gasificación de combustible sólido en la producción de coque y siderúrgica que no se vincula con las plantas de gas, municipales u otras.

2.13.2 Gas de alto horno

Obtenido como sub-producto en la operación de los altos hornos, y se recupera al salir de los hornos. Se usa en procesos siderúrgicos o en centrales eléctricas equipadas para quemarlo.

3. Flujos de energía

3.1 Oferta total

Es la suma de la producción, de las otras fuentes, de la importación y de la variación de inventarios, tanto de energía primaria como secundaria.

3.1.1 Producción

Se define como la energía extraída de reservas fósiles y fuentes de biocombustibles, así como la captación y aprovechamiento de las energías renovables a partir del agua, viento, luz solar, etc., y que es explotada y producida dentro del territorio nacional, técnica y económicamente utilizable o comercializable.

3.1.2 De otras fuentes

Se refiere principalmente al gas residual que PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) entrega a PEMEX Exploración y Producción (PEP) para ser utilizado en bombeo neumático y sellos en los campos productores de petróleo crudo y gas natural. De igual forma, se incluye al gas de formación empleado por PEP, el cual está compuesto por el gas recirculado de formación y el gas de pozos de alta presión.

3.1.3 Importación

Incluye las fuentes primarias y secundarias localizadas fuera de las fronteras, que ingresan al país para formar parte de la oferta total de energía.

En el caso de las gasolinas y naftas, se incluyen las importaciones de metil-terbutil-éter (MTBE).

3.1.4 Variación de inventarios

Contabiliza la diferencia entre la existencia inicial (1° de enero) y la existencia final (31 de diciembre) de productos almacenados.

Para el Balance Nacional de Energía, un valor positivo en la variación de inventarios es una desacumulación real en los almacenes, en los buques, en los ductos, en las terminales y/o en cualquier otra modalidad de almacenamiento. De esta forma, una variación de inventarios positiva aumenta la oferta total de energía. Análogamente, un valor negativo en la variación de inventarios genera una disminución en la oferta total de energía, y por tanto, es equivalente a una acumulación en los mismos.

En el caso del petróleo crudo se incluye en la variación de inventarios la diferencia entre el remitido a terminales de exportación, en condiciones de exportación, y el registrado como exportado. Asimismo, en el caso del gas licuado de petróleo se incluye la diferencia entre el recibido para comercialización por PEMEX Gas y Petroquímica Básica y el producido en las refinerías.

3.2 Oferta interna bruta o consumo nacional de energía

La oferta interna bruta es igual a la oferta total (3.1) menos la exportación y las operaciones de maquila-intercambio neto. Representa la disponibilidad, en el territorio nacional, de la energía que puede ser destinada a los procesos de transformación, distribución y consumo.

3.2.1 Exportación

Es la cantidad de energía primaria y secundaria que se destina para su uso fuera del territorio nacional. En la representación matricial del Balance las

exportaciones se expresan con signo negativo, ya que éstas reducen la oferta interna bruta de energía.

3.2.2 Maquila-intercambio neto

Este rubro registra las negociaciones especiales de México con empresas extranjeras. Mediante estas negociaciones se entrega petróleo crudo a cambio de productos petrolíferos. En la actualidad se reciben gasolinas y naftas, querosenos y diesel.

3.2.3 No aprovechada

Es la energía que, por la disponibilidad técnica y/o económica de su explotación, actualmente no está siendo utilizada. Lo más común a tratarse en este rubro son el gas natural y condensados que se pierden en el proceso de extracción (envío a la atmósfera), el petróleo crudo derramado y el bagazo de caña no utilizado.

3.3 Consumo nacional de energía o demanda de energía

La demanda de energía o consumo nacional de energía está compuesta por el consumo del sector energético, por las recirculaciones, por la diferencia estadística y por el consumo final total.

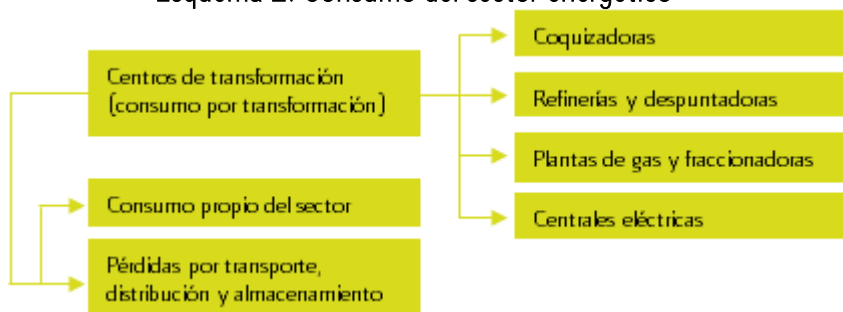
3.3.1 Consumo del sector energético

A este apartado pertenecen los centros de transformación, el consumo propio del sector, y las pérdidas por transporte, distribución y almacenamiento.

Esquema 1. Flujo de la oferta interna bruta o consumo nacional de energía



Esquema 2. Consumo del sector energético



3.3.1.1 Centros de transformación

Se refiere a los centros en donde se procesa la energía primaria para obtener productos secundarios que poseen las características específicas para ser consumidos. En el caso del Balance Nacional de Energía se consideran cuatro tipos de centros de transformación.

- Coquizadoras: plantas de proceso donde se obtiene coque de carbón como resultado de la combustión del carbón mineral y la de otros materiales carbonosos.

- Refinerías y despuntadoras: plantas de proceso donde se separa el petróleo crudo en sus diferentes componentes: gas de refinerías, gas licuado de petróleo, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos y coque de petróleo.

- Plantas de gas y fraccionadoras: plantas de proceso que separan los componentes del gas natural y de los condensados para obtener gas seco, gasolinas y naftas, butano, propano, etano y productos no energéticos. Es importante señalar que en la columna de gas natural se incluye el gas utilizado en PEMEX Exploración y Producción para bombeo neumático, el cual se entrega a PEMEX Gas y Petroquímica Básica para su proceso.

- Centrales eléctricas: plantas integradas por un conjunto de unidades de generación, equipos auxiliares, subestaciones y equipos de transmisión de energía eléctrica. Estas centrales se clasifican en cinco tipos, según las fuentes de energía que utilizan para generar electricidad.

- Termoeléctricas: su funcionamiento se basa en la combustión de productos petrolíferos, de gas seco y de carbón para producir

vapor de agua, el cual es convertido en energía eléctrica al ser expandido en una turbina;

- Nucleoeléctricas: en esencia es una termoeléctrica convencional, en la cual el vapor es producido por el calor generado a partir de la reacción nuclear de fisión, llevada a cabo dentro de un reactor nuclear;

- Hidroeléctricas: su funcionamiento está basado en el principio de turbinas hidráulicas que rotan al impulso de un flujo de agua y mueven generadores eléctricos;

- Geotermoeléctricas: planta termoeléctrica convencional sin generador de vapor. La turbina aprovecha el potencial geotérmico almacenado en el subsuelo en forma de vapor de agua;

- Eoloeléctricas: su funcionamiento se basa en el principio de aerogeneradores que se sirven del impulso del aire para generar electricidad.

A partir del año 2011 se distingue el consumo de energía de las centrales eléctricas del Sistema Eléctrico Nacional, el correspondiente a los Productores Independientes de Energía (PIE) y el de los autogeneradores de electricidad. En 2011 se encontraban en operación las siguientes centrales bajo la modalidad de PIE: Mérida III; Río Bravo II; Río Bravo III; Río Bravo IV; Saltillo; Altamira II; Altamira III y IV; Altamira V; La Laguna II; Monterrey III; Tamazunchale; Bajío (El Sauz); Mexicali; Tuxpan II; Tuxpan V; Campeche; Chihuahua III; Hermosillo; Naco-Nogales; Tuxpan III y IV; Norte Durango y Valladolid III.

El factor de planta es la relación entre la energía eléctrica producida por un generador o conjunto de generadores, durante un intervalo de tiempo determinado, y la energía que habría sido producida si este generador o conjunto de generadores hubiese funcionado durante el mismo intervalo a su potencia máxima posible. Se expresa en porcentaje.

3.3.1.2 Consumo propio

Es la energía primaria y secundaria que el sector energético utiliza para el funcionamiento de sus instalaciones.

En el caso del sector eléctrico se incluyen los autoconsumos en generación, transmisión y distribución. El consumo propio de los PIE fue obtenido a partir de la diferencia entre su generación bruta y su generación neta de energía eléctrica.

3.3.1.3 Pérdidas por transporte, distribución y almacenamiento

Son mermas de energía que ocurren durante la serie de actividades que se dan desde la producción hasta el consumo final de la energía. En el caso de los productos petrolíferos, estas pérdidas se incorporan en los consumos propios.

3.3.2 Recirculaciones

Gas seco utilizado en bombeo neumático y sellos, el cual se define como un sistema artificial de producción que se emplea para elevar el fluido de un pozo de petróleo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción.

3.3.3 Transferencia interproductos

Son movimientos entre fuentes de energía debidos principalmente a reclasificaciones o cambios de nombre; por ejemplo, el gas natural directo de campos es inyectado a ductos de gas seco, y por ello se reclasifica. La cantidad transferida se muestra con un signo negativo; en cambio, en la columna de la fuente de energía que recibe la transferencia con signo positivo. De esta manera, la suma de todas las fuentes de energía en este renglón debe ser cero.

3.3.4 Diferencia estadística

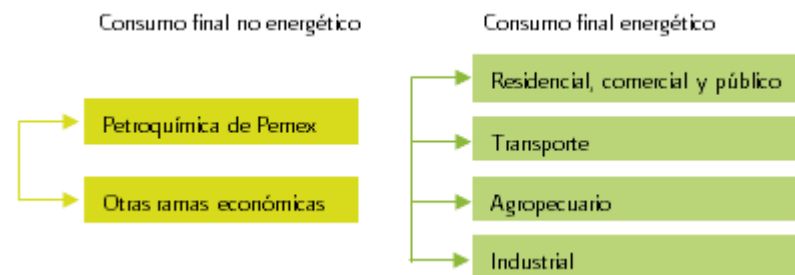
Es una variable de ajuste que sirve para compensar las diferencias entre la oferta y la demanda de energía producidas por la conversión de unidades, la diferencia de mediciones en las instalaciones del sector y la información relativa a otras cuentas no detalladas anteriormente. Como ejemplo de lo anterior, en el caso de las gasolinas, querosenos y diesel, en la diferencia estadística se incluyen las variaciones de los inventarios de las estaciones de servicio y otras a cargo de los particulares y de las cuales no se tiene información específica.

La diferencia estadística en el caso del sector eléctrico comprende los excedentes de autoabastecimiento que se vendieron al SEN y el autoabastecimiento remoto (porteo) que utiliza la red de transmisión y distribución del SEN.

3.3.5 Consumo final total de energía

Es la energía y la materia prima que se destinan a los distintos sectores de la economía para su consumo. El consumo final de electricidad incluye el porteo.

Esquema 3. Consumo final total de energía



3.3.5.1 Consumo final no energético

Registra el consumo de energía primaria y secundaria como materia prima. Este consumo se da en los procesos que emplean materias primas para la elaboración de bienes no energéticos, por ejemplo: PEMEX Petroquímica utiliza gas seco y derivados del petróleo para elaborar plásticos, solventes, polímeros, caucho, entre otros. En otras ramas económicas se incluye el bagazo de caña utilizado para la fabricación de papel, tableros aglomerados y alimento para ganado.

3.3.5.2 Consumo final energético

Esta variable se refiere a los combustibles primarios y secundarios utilizados para satisfacer las necesidades de energía de los sectores residencial, comercial y público, transporte, agropecuario e industrial.

3.3.5.2.1 Sector residencial, comercial y público

Residencial: es el consumo de combustibles en los hogares urbanos y rurales del país. Su principal uso es para cocción de alimentos, calentamiento de agua, calefacción, iluminación, refrigeración y planchado;

Comercial: es el consumo de energía en locales comerciales, restaurantes, hoteles, entre otros, y

Servicio público: este sector incluye el consumo de energía en el alumbrado público, en el bombeo de agua potable y aguas negras, así como en la tarifa temporal.

3.3.5.2.2 Sector transporte

Autotransporte: incluye la energía consumida en los servicios de transporte terrestre para el movimiento de personas y carga;

Aéreo: se refiere al combustible que se consume en vuelos nacionales e internacionales. No se incluyen las compras que las líneas aéreas hacen en el extranjero;

Ferrovionario: se refiere al consumo realizado por los distintos concesionarios particulares del transporte ferroviario en el país, incluyendo los sistemas de transporte colectivo;

Marítimo: incluye las ventas nacionales de combustibles a la marina mercante, la armada nacional, empresas pesqueras y embarcaciones en general;

Eléctrico: es el total de energía eléctrica consumida en el servicio público de transporte eléctrico para la movilización de personas.

3.3.5.2.3 Sector agropecuario

Energía consumida para desempeñar todas las actividades relacionadas directamente con la agricultura y la ganadería. Ejemplos de este consumo son la electricidad necesaria para el bombeo de agua y riego, los combustibles utilizados en la agricultura mecanizada y en la ganadería, entre otros.

3.3.5.2.4 Sector industrial

Este rubro comprende el consumo de energía de los procesos productivos del sector industrial en el que destacan 15 ramas identificadas: siderurgia, PEMEX Petroquímica, química, azúcar, cemento, minería, celulosa y papel, vidrio, fertilizantes, cerveza y malta, automotriz, aguas envasadas, construcción, hule y tabaco. La clasificación que se utiliza es de acuerdo al Sistema de Clasificación Industrial de America del Norte (SIAN) conforme la siguiente tabla.

Clasificación del consumo del sector industrial de acuerdo al SCIAN

Balance Nacional de Energía: situación previa	Balance Nacional de Energía: SCIAN			
	Sector	Subsector	Rama	Subrama
Siderurgia	31-33	331 Industrias metálicas básicas	3311 Industria básica del hierro y del acero	
Cemento	31-33	327 Fabricación de productos a base de minerales no metálicos	3273 Fabricación de cemento y productos de concreto	32731 Fabricación de cemento y productos a base de cemento en plantas integradas
Azúcar	31-33	311 Industria alimentaria	3113 Elaboración de azúcares, chocolates, dulces y similares	31131 Elaboración de azúcares
Química	31-33	325 Industria química	3252 Fabricación de resinas y hules sintéticos, y fibras químicas 3254 Fabricación de productos farmacéuticos 3255 Fabricación de pinturas, recubrimientos y adhesivos 3256 Fabricación de jabones, limpiadores y preparaciones de tocador 3259 Fabricación de otros productos químicos 3261 Fabricación de productos de plástico	
Minería	21	212 Minería de minerales metálicos y no metálicos, excepto petróleo y	2122 Minería de minerales metálicos 2123 Minería de minerales no metálicos	
Celulosa y papel	31-33	322 Industria del papel	3221 Fabricación de pulpa, papel y cartón	
Vidrio	31-33	327 Fabricación de productos a base de minerales no metálicos	3272 Fabricación de vidrio y productos de vidrio	
Cerveza y malta	31-33	312 Industria de las bebidas y del tabaco	3121 Industria de las bebidas	31212 Elaboración de cerveza
Construcción	23			
Aguas envasadas	31-33	312 Industria de las bebidas y del tabaco	3121 Industria de las bebidas	31211 Elaboración de refrescos, hielo y otras bebidas no alcohólicas, y purificación y embotellado de agua
Automotriz	31-33	336 Fabricación de equipo de transporte	3361 Fabricación de automóviles y camiones	
Hule	31-33	326 Industria del plástico y del hule	3262 Fabricación de productos de hule	
Aluminio	31-33	331 Industrias metálicas básicas	3313 Industria básica del aluminio	
Fertilizantes	31-33	325 Industria química	3253 Fabricación de fertilizantes, pesticidas y otros agroquímicos	32531 Fabricación de fertilizantes
Tabaco	31-33	312 Industria de las bebidas y del tabaco	3122 Industria del tabaco	31222 Elaboración de productos de tabaco

Notas:

31-33: Industrias manufactureras

23: Construcción

21: Minería

Metodología de cálculo

La elaboración del balance requiere de una metodología particular que ofrezca datos consistentes con unidades homogéneas de energía. Ello permite la comparación, tanto a nivel nacional como internacional, e integración de las distintas fuentes de energía para su análisis. El presente documento utiliza los criterios metodológicos de la Agencia Internacional de Energía (AIE) de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

El primer paso para la integración de las estadísticas del Balance es determinar los flujos de oferta y demanda por fuente energética.

El siguiente paso es identificar las distintas fuentes de información y buscar los mecanismos, canales e instrumentos de captación apropiados para la recopilación de las estadísticas.

Una vez que se recopila la información, ésta es validada para asegurarse que los datos cumplan con los requisitos de robustez, integridad y congruencia aritmética.

En una siguiente etapa, se elaboran los balances por producto en sus unidades originales y finalmente se elaboran los balances en Petajoules.

Existen algunos procedimientos específicos para algunas fuentes de energía, los cuales se presentan a continuación.

- Electricidad primaria

Hasta el Balance Nacional de Energía 2008 se utilizaba el “Método de Sustitución Parcial” para estimar la producción primaria. Este método

utiliza el valor energético equivalente al monto hipotético del combustible requerido para generar una cantidad idéntica de electricidad de una central termoeléctrica. No obstante, la eficiencia promedio de las termoeléctricas⁴⁶ oscilaba alrededor de 36%. Al momento de obtener la producción primaria, se traduce en un valor energético casi del triple (1/.36) de su contenido energético físico, lo que implica una pérdida por transformación carente de sustento físico.

En esta edición del Balance Nacional de Energía se utiliza el “Método del Contenido Energético Físico”, mismo que es utilizado por la AIE. En este método, el valor energético físico normal de la forma de energía primaria se usa como cifra de producción, es decir, la cifra de generación bruta por fuente. En el caso de la electricidad nuclear y la geotérmica, se utilizan las eficiencias térmicas específicas.

- Leña

Para el caso de la leña se considera que toda la producción es consumida, ya que no se dispone de información relativa a sus inventarios, y dicho consumo se asigna en su totalidad al sector residencial. No obstante existe consumo en el sector industrial en micro y pequeñas empresas, especialmente del ámbito rural, dedicadas a la fabricación de ladrillos, alfarería, panaderías, tortillerías, entre otras.

A partir de 2009, se cambió de metodología para el cálculo del consumo de leña a la del “Estudio sobre la Evolución Nacional del Consumo de Leña y Carbón Vegetal en México, 1990-2024” para el cálculo del consumo de leña en el sector residencial.

⁴⁶ En años previos a 2008.

Este estudio toma en cuenta el consumo de usuarios exclusivos (aquellos que sólo utilizan la leña como fuente principal para el calentamiento de agua y de la vivienda) y asigna un consumo a los usuarios mixtos (aquellos que combinan la leña con alguna otra fuente de energía), utilizando un consumo unitario específico por región ecológica y una desagregación por municipios, lo que arroja resultados más exactos y actualizados. Para ello se considera tanto la saturación (derivada de la información censal por municipio proporcionada por el INEGI para los años 1990 y 2000), como los consumos unitarios obtenidos de una revisión de estudios previos en distintas regiones del país.

Las razones principales por las que se realizó el cambio metodológico en el cálculo del consumo nacional de leña son:

1. Actualizar los coeficientes de consumo. Los coeficientes utilizados en la metodología anterior fueron los que se determinaron en el estudio realizado por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal en noviembre de 1988 y, por lo tanto, resultaban poco actualizados.
2. Tomar en consideración la heterogeneidad en el consumo por municipio, para hacer el cálculo más robusto. Se advirtió que el método anterior omitía las diferencias en los usos y hábitos de consumo rural entre las zonas sur y norte del país, puesto que homogenizaba en un coeficiente el comportamiento de la población rural en su conjunto. Por otro lado, al utilizar un coeficiente de consumo per cápita anual igual para todas las áreas urbanas, se subestimaba el uso de leña, ya que se considera que el consumo de este combustible está más asociado al sector urbano que al rural, y su tendencia es a la alza.

3. Incorporar el consumo de usuarios mixtos; es decir, aquellas familias que acceden al gas LP para satisfacer las necesidades de cocción y calentamiento de agua, pero que continúan utilizando la leña de forma simultánea, por razones económicas y culturales.

- **Coque de petróleo**

A partir del año 2000 se estableció una presentación diferenciada en relación con el coque de carbón. La oferta total y la transformación consideran la información sobre importaciones proporcionada por el INEGI, además de la producción de PEMEX. El consumo final total y por sectores se establece en función de las ventas por clientes reportadas por PEMEX y a las importaciones realizadas por los particulares. Para generar el balance total de coque de petróleo, el IMP integra y valida los datos de las fuentes de información e integra el flujo completo, de origen a destino. La información proporcionada por el IMP se utiliza en los demás documentos que publica la Secretaría de Energía a fin de mantener consistencia entre los datos.

- **Emisiones de Gases Efecto Invernadero**

La metodología de cálculo empleada se basó en las *Directrices del IPCC para los inventarios de gases efecto invernadero, versión revisada en 1996*, a fin de ser consistentes con la utilizada para la elaboración del INEGEI. Asimismo se utilizaron los mismos factores de emisión que se emplearon para el cálculo del INEGEI 1990-2010.

El cálculo de las emisiones de GEI por consumo de combustibles se realizó siguiendo dos métodos que permiten comprobar la consistencia de los resultados. El primero, denominado *Método de Sectores*, permite

obtener las emisiones de CO₂ y de otros gases⁴⁷ en función de la actividad y tecnología bajo la cual se aprovecha la energía. Su objetivo es cuantificar las emisiones que se producen a lo largo de las cadenas energéticas, desde el aprovechamiento de las energías primarias, pasando por los procesos de transformación, las pérdidas por transporte y distribución, hasta la utilización final de la energía.

El segundo, llamado *Método de Referencia*, se aplica únicamente para estimar las emisiones de CO₂, cuantificadas a un nivel agregado⁴⁸. Consiste en contabilizar el volumen de carbón contenido en los combustibles que se utilizan efectivamente y se supone que las emisiones de CO₂ dependen básicamente del carbono contenido en los combustibles que puede ser emitido como CO₂ por la combustión del energético, es decir, no se toman en cuenta las cantidades exportadas o almacenadas, por lo que se calculan a partir de la oferta interna bruta de cada energético.

De acuerdo con el *Método de Sectores*, en 2011 las emisiones totales de CO₂ fueron de 417.09 Tg. Por su parte, las emisiones calculadas mediante el *Método de Referencia*, totalizaron 449.4 Tg. La diferencia que existe entre las estimaciones de ambos métodos para 2011 fue de 7.9%. Tal diferencia se explica por las consideraciones para realizar el cálculo por cada uno de los métodos.

⁴⁷ CH₄, N₂O, además de otros que no se presentan en este documento como monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre y partículas.

⁴⁸ Este Método no hace la separación por tipo de actividad ni por tecnología en que se realiza la combustión de los energéticos.

Fuentes de información

Las distintas fuentes de información se pueden clasificar en:

- Industria generadora de energía
- Cogeneradores y autogeneradores
- Consumidores

En nuestro país, la producción, comercio exterior y distribución de las principales fuentes de energía (hidrocarburos y electricidad) están a cargo, en su mayoría, de empresas públicas: PEMEX y CFE. Esto permite tener bien caracterizados los flujos de oferta de la industria generadora de energía.

Aun cuando el número de compañías privadas que generan o producen energía es reducido, su crecimiento ha sido importante. La generación neta de cada PIE corresponde a la información proporcionada por el Centro Nacional de Control Eléctrico (CENACE). De forma mensual, cada PIE entrega a la SENER, información relativa a la generación bruta y consumo de combustibles para generación de electricidad por central. La generación de cada permisionario de autogeneración de electricidad es proporcionada por la CRE. El IMP integra información acerca de las actividades de consumo de combustibles y oferta eléctrica que realizan estos particulares, con base en la información proporcionada por la CRE.

La Asociación Nacional de Energía Solar proporciona información anual estimaciones de calentadores solares.

El Servicio Geológico Mexicano, el INEGI, la CFE y la CAMIMEX son las principales fuentes para la integración del balance de carbón mineral.

La producción y consumo de leña se obtiene con la metodología del “Estudio sobre la Evolución Nacional del Consumo de Leña y Carbón Vegetal en México, 1990-2024”, elaborado por el Dr. Maserá y otros.

Con base en información del Anuario de la Cámara Nacional de las Industrias Azucarera y Alcohólica se obtiene la producción, energía no aprovechada y consumo final no energético de bagazo de caña en los ingenios azucareros.

La integración de la información estadística relativa al consumo final de energía es más compleja debido a la heterogeneidad de los sectores que la consumen. Por ello, existen estrategias específicas para cada sector, dadas sus particularidades.

El IMP proporciona información más detallada sobre el consumo de petrolíferos en los distintos sectores.

Para conocer más a detalle el consumo de energía de los sistemas de transporte colectivo de pasajeros y transporte ferroviario (pasajeros y carga), la SENER elabora un cuestionario, el cual es contestado por los informantes de manera trimestral con información mensual.

Con el propósito de obtener el consumo final de energía en el sector industrial desagregado por rama, la SENER elabora anualmente la Encuesta sobre el Consumo de Energía en el Sector Industrial (ECESI) que permite conocer las tendencias del consumo de los energéticos, los esquemas de autogeneración empleados y la intensidad energética en la industria nacional. Esta encuesta se distribuye entre las distintas Cámaras e industrias más intensivas en uso de energía para su llenado, y los datos son contrastados con la información agregada que proporciona PEMEX,

de las ventas de combustibles por rama, y CFE, del consumo de electricidad facturado por rama en alta tensión. Adicionalmente, se realiza un cruce de información con la información que arroja la Encuesta Industrial Anual de INEGI relativa al gasto que realizan en electricidad y en combustibles y lubricantes.

En algunos casos, la producción bruta, obtenida a partir de la muestra, no es cercana a la producción del universo de esa rama en particular. Por esta razón, la información proporcionada por las industrias es complementada con otros indicadores que muestran su respectiva evolución (ej. producto interno bruto por rama industrial, índices de volumen físico, entre otros), lo que permite estimar el consumo de energía para cada una de las ramas analizadas.

El diesel que se consume en sectores distintos al industrial, se obtiene directamente de las estaciones de servicio donde no se tiene un registro del destino que se le dio. Debido a la dificultad para determinar la información relativa al consumo de diesel en el sector Agropecuario a través de la recolección directa de datos, históricamente ha sido el producto de un análisis cuantitativo indirecto del sector agropecuario en su conjunto y el consumo de combustibles, de tal forma que para estimar el diesel que se vende en estaciones de servicio para fines agropecuarios, se emplea la producción de ese sector en unidades monetarias. En este sentido, se ha observado una elasticidad unitaria entre el consumo de tal energético con respecto al Producto Interno Bruto del sector agropecuario (PIB agropecuario). Como ejemplo de lo anterior, para estimar el consumo de diesel de éste sector para 2011, se correlaciona con la tasa de crecimiento del PIB agropecuario entre 2010 y 2011. Las fuentes de información para las estimaciones mencionadas son: los datos

históricos del consumo de diesel en el sector agropecuario del Balance Nacional de Energía, los registros administrativos de las ventas de diesel de PEMEX y el PIB agropecuario de INEGI.

Marco metodológico para los balances regionales de energía

Se presentan balances regionales integrados de las diferentes fuentes de energía primaria, secundaria y total.

La clasificación por regiones es congruente con la utilizada por las Prospectivas del Sector Eléctrico, Mercado del Gas Natural, Mercado del Gas Licuado de Petróleo, de Petrolíferos y de Petróleo Crudo; que dividen al País en cinco zonas geográficas: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste. Las operaciones que se realizan en los océanos y mares se incorporan a la región geográfica más cercana. Debido a la localización de yacimientos o áreas de influencia de los centros de transformación, no es posible desagregar esta información a nivel estatal o municipal. En el caso de las actividades de PEMEX Exploración y Producción en las regiones marinas suroeste y noreste, estas se consideran en la región sur-sureste.

Los energéticos primarios para los cuales hay información regionalizada son petróleo crudo, condensados, gas natural, nucleenergía, hidroenergía, geoenergía, energía eólica, bagazo de caña y leña, faltando la relativa al carbón mineral, biogás y energía solar. En el caso de la energía secundaria se presentan los balances regionales de coque de petróleo, gas licuado de petróleo, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas seco y electricidad. No se dispone de información regional para el coque de carbón y gases derivados de carbón.

Clasificación de entidades federativas por región

Noroeste	Noreste	Centro-Occidente	Centro	Sur-Suereste
Baja California	Chihuahua	Aguascalientes	Distrito Federal	Campeche
Baja California Sur	Durango	Colima	Hidalgo	Chiapas
Sinaloa	Coahuila	Guanajuato	México	Guerrero
Sonora	Nuevo León	Jalisco	Morelos	Oaxaca
	Tamaulipas	Michoacán	Puebla	Quintana Roo
		Nayarit	Tlaxcala	Tabasco
		Querétaro		Veracruz
		San Luis Potosí		Yucatán
		Zacatecas		

La presentación de la información, para cada región, es en forma matricial, donde las columnas corresponden a las fuentes de energía y las filas a la oferta, transformación y consumo final, como sucede en el Balance Nacional de Energía. Adicionalmente, se incluye en los balances regionales una fila relativa al intercambio regional neto.

Elementos a mejorar del balance nacional

Existen diversos aspectos que pueden mejorar la calidad de la información presentada, algunos de los cuales no se han llevado a cabo debido a la necesidad de realizar estudios específicos e históricos, con el objetivo de mantener su consistencia en el tiempo. Sin embargo, a través del Sistema de Información Energética (SIE)⁴⁹ se ha logrado consolidar

⁴⁹ Base de datos en donde se concentra y difunde la estadística oficial del sector energético, disponible en línea en <http://sie.energia.gob.mx>

información nacional para la actualización de los datos presentados en el Balance.

Entre otros elementos, se considera conveniente:

- Explorar los mecanismos aplicables y legalmente viables para que los informes que el sector industrial hace a las distintas instancias del Gobierno Federal se puedan explotar a fin de mejorar la confiabilidad, robustez y precisión de la información.
 - Profundizar el análisis de la distribución sectorial del consumo final de las diversas fuentes de energía primaria y secundaria, como son el carbón mineral, el gas natural, la leña, el biogás, el coque de carbón, el coque de petróleo, el gas licuado de petróleo, el gas seco, las gasolinas y naftas, los querosenos, el diesel, el combustóleo, los productos no energéticos, los gases derivados del carbón y el gasóleo.
 - Mejorar el detalle de la información del consumo de combustibles para la autogeneración y de la electricidad autoabastecida, así como completar el periodo histórico.
 - Incorporar información detallada sobre el consumo de energía del sector público a la matriz del Balance Nacional de Energía.
 - Incorporar información de carbón, energía solar y coque de carbón en los balances regionales de energía.
 - Incluir el poder calorífico del carbón mineral de origen nacional directamente de las fuentes de producción.
- Explotar las encuestas a los hogares que realiza el INEGI de manera bianual para determinar los consumos de energía por uso final: cocción de alimentos, calefacción, esparcimiento, iluminación, lavado de ropa, refrigeración, planchado, transporte, entre otros.
 - Realizar estudios de las principales ramas industriales para conocer más detalladamente los procesos de producción, consumos de energía y políticas para el ahorro y sustitución de energéticos que vienen llevando a cabo las empresas.
 - Impulsar el aprovechamiento de las encuestas y censos que elabora el INEGI para estimar la demanda de energía con un mayor nivel de detalle.

Notas aclaratorias

La información histórica está sujeta a actualizaciones y revisiones por parte de las instancias que proporcionan la información, por lo que las cifras pueden no coincidir con reportes de años anteriores. Para el caso de hidrocarburos, PEMEX actualiza la información mensualmente de acuerdo con aspectos operativos y comerciales.

La suma de los datos numéricos o porcentuales en el texto, cuadros, tablas, gráficas o figuras, podría no coincidir con exactitud con los totales, debido al redondeo de cifras. De manera análoga a lo anterior, el cálculo manual de tasas de crecimiento promedio anual podría no coincidir de forma precisa con los valores reportados debido al redondeo de cifras.

Para la integración del presente documento, se hizo un corte al 30 de junio de 2012 para la recepción y actualización de la información. Para mayor información respecto a la metodología utilizada para integrar este documento, se sugiere consultar el Anexo Metodológico.

Referencias

- **Agencia Internacional de Energía**
CO₂ Emissions from Fuel Combustion, International Energy Agency, Ed. 2011, Francia.
Energy Balances of OECD Countries, International Energy Agency, Ed. 2011, Francia.
Energy Balances of Non-OECD Countries, International Energy Agency, Ed. 2011, Francia.
Manual de estadísticas energéticas, AIE-OECD-Eurostat. Ed. 2007, Francia.
- **Asociación Nacional de Energía Solar, A.C.**
<http://www.anes.org>
- **Banco de Información Económica (BIE)**
www.inegi.org.mx/sistemas/bie/
- **Cámara Minera de México**
Informe Anual 2012, Cámara Minera de México, México D.F., 2012.
<http://www.camimex.org.mx/>
- **Cámara Nacional de las Industrias Azucarera y Alcoholera**
Desarrollo Agroindustrial de la Caña de Azúcar, Ciclos 2000/2001-2010/2011. Décimo novena edición. México, 2011.
- **Centro de Investigaciones en Ecosistemas de la Universidad Nacional Autónoma de México**
Estudio sobre la Evolución Nacional del Consumo de Leña y Carbón Vegetal en México, 1990-2024. Dr. Masera, M.C. Arias Chalico, Dr. Ghilardi, Biol. Guerrero y Biol. Patiño, Universidad Nacional Autónoma de México, México 2010.
- **Comisión Federal de Electricidad**
Dirección General, Subdirección de Programación.
Subdirección de Energéticos y Seguridad.
<http://www.cfe.gob.mx>
- **Consejo Nacional de Población**
México en cifras, Indicadores demográficos básicos.
http://www.conapo.gob.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=149&Itemid=14
- **Comisión Reguladora de Energía**
Informe de precios diferenciados.
Informe Estadístico de Operación Eléctrica de Permisos de Autoabastecimiento, Cogeneración y Pequeña Producción.
<http://www.cre.gob.mx>
- **Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático IPCC (1997).**
Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión revisada en 1996, J.T. Houghton y otros, IPCC/OCDE /AIE, París (Francia).
- **Instituto Mexicano del Petróleo**
Dirección de Ingeniería de Proceso.
Estudios Económicos.
<http://www.imp.mx>
- **Instituto Nacional de Estadística y Geografía**
Encuesta Industrial Mensual (EIM).
Encuesta Mensual sobre Establecimientos Comerciales (EMEC).
Estadísticas del Comercio Exterior de México.
Estadística Mensual de la Industria Minerometalúrgica (EMIMM).
Sistema de Cuentas Nacionales de México.
II. Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.
<http://www.inegi.org.mx>

- **Guía M-3 Metodología de inventarios de gases de efecto invernadero Octubre 2004**
www.olade.org/
- **Metrobús**
Dirección General, Dirección Técnica Operativa.
- **Orientación del IPCC sobre las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero**
Capítulo 2
- **Petróleos Mexicanos**
Anuario Estadístico de PEMEX, México, 2010.
BDI. Base de Datos Institucional. PEMEX Corporativo.
Dirección Corporativa de Finanzas, Subdirección de Planeación Económica.
Indicadores petroleros.
Memoria de Labores 2010, PEMEX, México, 2011.
<http://www.pemex.com>
- **Secretaría de Energía**
Encuesta sobre el Consumo de Energía en el Sector Industrial 2011.
Reporte mensual de Productores Independientes de Energía Eléctrica 2011.
Sistema de Información Energética (SIE). <http://sie.energia.gob.mx>
Quinto Informe de Labores.
- **Secretaría de Comunicaciones y Transportes**
Subsecretaría de Transporte, Dirección General de Transporte Ferroviario y Multimodal.
- **Secretaría de Hacienda y Crédito Público**
Unidad de Planeación Económica.
- **Servicio Geológico Mexicano**
<http://sgm.gob.mx/>
- **Servicio de Transportes Eléctricos del DF**
Dirección de Mantenimiento.
Dirección de Transportación.
- **Sistema de Transporte Colectivo Metro**
Dirección General.
- **Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey**
Dirección General, Dirección de Operaciones Metro.
- **Sistema de Tren Eléctrico Urbano de Guadalajara**
Dirección de Tren Eléctrico.

Contacto para la recepción de comentarios

Los lectores interesados en aportar comentarios, realizar observaciones o formular consultas pueden dirigirse a:

Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico

Secretaría de Energía

Insurgentes Sur 890, Col. del Valle, Del. Benito Juárez

C.P. 03100, México D.F.

Coordinación de la publicación:

Dirección General de Planeación Energética

Tel: +52 (55) 5000-6000 ext. 1131

E-mail: balance@energia.gob.mx

Los cuadros que se presentan en el “Anexo estadístico” están disponibles en el Sistema de Información Energética (SIE) en el siguiente sitio de internet: <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController>