

Prospectiva de petrolíferos  
2003-2012

## Secretaría de Energía

**FELIPE CALDERÓN HINOJOSA**

Secretario de Energía

**MANUEL MINJARES JIMÉNEZ**

Oficial Mayor

**NICÉFORO GUERRERO REYNOSO**

Subsecretario de Electricidad

**FRANCISCO BARNÉS DE CASTRO**

Subsecretario de Hidrocarburos

**HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ**

Subsecretario de Política Energética  
y Desarrollo Tecnológico

**ARMANDO JIMÉNEZ SAN VICENTE**

Director General  
de Formulación de Política Energética

**MAXIMILIANO CORTÁZAR LARA**

Director General  
de la Unidad de Comunicación Social

DIRECCIÓN GENERAL DE FORMULACIÓN DE POLÍTICA ENERGÉTICA

# Prospectiva de petrolíferos 2003-2012

*Responsables*

Armando Jiménez San Vicente  
Director General  
de Formulación de Política Energética

Virginia Doniz González  
Directora de Prospectivas

*Edición*

Gabriela García Treviño  
Directora de Difusión

Teresa Mira Hatch  
Subdirectora de Comunicación Gráfica

Graciela Gómez Plata  
Jefa del Departamento de Diseño Gráfico

I. Elizabeth Barrera Solís  
Formación editorial

© Secretaría de Energía  
Primera edición, 2003

Derechos reservados. Se prohíbe la reproducción total o parcial de esta obra por cualquier método.  
Secretaría de Energía  
Insurgentes Sur 890  
Col. Del Valle  
CP 03100  
México, DF  
ISBN: 968-874-173-6  
Impreso en México  
[www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx)

Agradecemos la participación de las siguientes dependencias, entidades,  
organismos e instituciones, para la elaboración de esta Prospectiva:

Pemex Corporativo

Pemex Refinación

Comisión Federal de Electricidad

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía

Instituto Mexicano del Petróleo

Cementos Mexicanos

Cementos Apasco

En especial a la Dirección General de Desarrollo Industrial de Hidrocarburos (Sener)

11	Presentación
13	Introducción
15	Resumen ejecutivo
17	Capítulo 1: Panorama internacional del mercado de petrolíferos
17	1.1 Estructura industrial
19	1.2 Desempeño de la oferta
20	1.3 Evolución de la demanda
21	1.4 Comercio internacional
21	1.5 Principales tendencias en la industria
	1.5.1 Reestructuración
	1.5.2 Complejidad de las refinerías
	1.5.3 Asia-Pacífico
	1.5.4 Déficit en Estados Unidos
25	Capítulo 2: Marco regulatorio del mercado de petrolíferos
25	2.1 Marco regulador
26	2.2 Organización del sector petrolero
26	2.3 Lineamientos generales de política energética
26	2.4 Metas
29	Capítulo 3: Mercado nacional de petrolíferos 1993-2002
30	3.1 Producción y proceso de crudo
31	3.2 Infraestructura
32	3.3 Demanda nacional de petrolíferos
34	3.4 Producción nacional de petrolíferos
34	3.5 Balance de petrolíferos
35	3.6 Gasolinas
	3.6.1 Demanda nacional de gasolinas
	3.6.2 Producción nacional de gasolinas
	3.6.3 Comercio exterior de gasolinas
41	3.7 Diesel
	3.7.1 Demanda nacional de diesel
	3.7.1.1 Sector eléctrico
	3.7.1.2 Sector industrial
	3.7.1.3 Sector petrolero
	3.7.1.4 Sector transporte
	3.7.2 Producción nacional de diesel
	3.7.3 Comercio exterior de diesel
46	3.8 Turbosina
	3.8.1 Demanda nacional de turbosina
	3.8.2 Producción nacional de turbosina
	3.8.3 Comercio exterior de turbosina

50	3.9. Combustóleo
	<ul style="list-style-type: none"> <li>3.9.1 Demanda nacional de combustóleo</li> <li>3.9.1.1 Sector eléctrico</li> <li>3.9.1.2 Sector industrial</li> <li>3.9.1.3 Sector petrolero</li> <li>3.9.1.4 Sector transporte</li> <li>3.9.2 Producción de combustóleo</li> <li>3.9.3 Comercio exterior de combustóleo</li> </ul>
58	3.10. Coque de petróleo
	<ul style="list-style-type: none"> <li>3.10.1 Demanda nacional de coque de petróleo</li> <li>3.10.2 Producción de coque de petróleo</li> <li>3.10.3 Comercio exterior de coque de petróleo</li> </ul>
63	3.11. Análisis regional-sectorial
	<ul style="list-style-type: none"> <li>3.11.1 Región Noroeste</li> <li>3.11.2 Región Noreste</li> <li>3.11.3 Región Centro-Occidente</li> <li>3.11.4 Región Centro</li> <li>3.11.5 Región Sur-Sureste</li> </ul>
69	3.12. Balance de petrolíferos total
71	Capítulo 4. Evolución de la oferta y demanda nacional de petrolíferos 2003-2012
72	4.1. Oferta nacional de petrolíferos
	<ul style="list-style-type: none"> <li>4.1.1 Tipo de crudo procesado a partir de la reconfiguración del SNR</li> </ul>
74	4.2. Desarrollo de plantas de proceso en el SNR
77	4.3. Demanda nacional de petrolíferos, 2002-2012
78	4.4. Elaboración nacional de petrolíferos, 2002-2012
79	4.5. Balance nacional de petrolíferos, 2002-2012
80	4.6. Gasolinas
	<ul style="list-style-type: none"> <li>4.6.1 Demanda nacional</li> <li>4.6.2 Producción de gasolinas</li> <li>4.6.3 Balance de gasolinas</li> </ul>
84	4.7. Diesel
	<ul style="list-style-type: none"> <li>4.7.1 Demanda nacional de diesel</li> <li>4.7.1.1 Sector eléctrico</li> <li>4.7.1.2 Sector transporte</li> <li>4.7.1.3 Sector industrial</li> <li>4.7.1.4 Sector petrolero</li> <li>4.7.2 Producción de diesel</li> <li>4.7.3 Balance nacional de diesel</li> </ul>
88	4.8. Turbosina
	<ul style="list-style-type: none"> <li>4.8.1 Demanda nacional de turbosina</li> <li>4.8.2 Producción de turbosina</li> <li>4.8.3 Balance de turbosina</li> </ul>

91	4.9. Combustóleo
	4.9.1 Demanda nacional de combustóleo
	4.9.1.1 Sector eléctrico
	4.9.1.2 Sector industrial
	4.9.1.3 Sector petrolero
	4.9.2 Oferta nacional de combustóleo
	4.9.3 Balance de combustóleo
96	4.10 Residuos de vacío
	4.10.1 Producción nacional de residuos de vacío
	4.10.2 Balance nacional de residuos de vacío
98	4.11 Coque de petróleo
	4.11.1 Demanda nacional de coque de petróleo
	4.11.1.1. Sector eléctrico
	4.11.1.2. Sector industrial
	4.11.2 Producción nacional de coque de petróleo
	4.11.3 Balance de coque de petróleo
103	4.12. Escenarios alternativos
109	Capítulo 5. Programas de ahorro y uso eficiente de la energía
110	5.1. Sector transporte
111	5.2 Programas de ahorro de energía en instalaciones industriales
	5.2.1 Empresas paraestatales
	5.2.2. Empresas privadas
113	5.3 Normalización
115	Anexos
117	1. Factores de conversión
119	2. Abreviaturas y siglas
121	Bibliografía
123	Referencias para la recepción de comentarios

# Presentación

11

Durante las próximas décadas México requiere consolidar el crecimiento sostenido de su economía. El compromiso del sector energético para contribuir a este propósito es asegurar la disponibilidad de combustibles de calidad, de manera oportuna y confiable.

Para fortalecer nuestra industria de refinación, se requiere una profunda transformación en cada una de las etapas que la integran a fin de que en forma moderna y flexible podamos enfrentar los desafíos que implican el dinamismo de la demanda interna y el entorno internacional. El crecimiento económico sostenido y una plataforma de extracción de crudos pesados nos obliga tener la capacidad de refinación suficiente para garantizar el abasto a la población de combustibles con alta calidad ecológica para proteger el medio ambiente.

Esta industria está reforzando sus acciones - tanto estructurales como operativas - para alcanzar una mejor competitividad y estar a la altura de las empresas líderes en el ramo. A través de la conclusión de los procesos de reconfiguración de refinerías, se podrá ampliar su capacidad de procesamiento de crudo pesado, modernizando sus instalaciones y elevando su rentabilidad al operar con mayores márgenes de eficiencia y disminuyendo la importación de productos petrolíferos.

No obstante los avances alcanzados, es fundamental realizar cambios más profundos. La industria de refinación nacional requiere de modificaciones al régimen fiscal que le permitan crecer sin poner en riesgo su patrimonio, mediante la autonomía de gestión, para alcanzar mejores prácticas internacionales y con plena responsabilidad sobre sus resultados operativos y financieros.

Estos cambios estructurales deben entenderse como un aprovechamiento más eficiente de los grandes recursos petroleros de que dispone el país, a través de su transformación en una empresa competitiva a nivel mundial que ha de permanecer como un organismo público de carácter estratégico.

Con la *Prospectiva de petrolíferos 2003-2012* se podrá analizar la evolución de la demanda nacional, regional y sectorial de estos productos, así como de su oferta. En ella se estudian las tendencias en los patrones de consumo de la población y de los cambios tecnológicos que se darán en esta industria. Estos resultados muestran también que uno de los objetivos de nuestra riqueza petrolera debe orientarse hacia el fortalecimiento de la seguridad energética nacional, tarea fundamental del Estado.

Felipe Calderón Hinojosa  
Secretario de Energía

# Introducción

13

Este documento tiene por objeto proporcionar un panorama completo de los requerimientos en la industria de refinados del país a corto, mediano y largo plazos a fin de proponer lineamientos generales que permitan optimizar el suministro y el aprovechamiento de los recursos energéticos del país.

El primer capítulo presenta un panorama de la industria mundial al describir su estructura, el desempeño de la oferta, las áreas que concentran la capacidad instalada, el consumo regional de combustibles y las tendencias observadas en el periodo comprendido entre 1992 y 2002. Asimismo, se mencionan los principales acontecimientos sucedidos en el 2002.

En el segundo capítulo se describe el marco regulador y la organización del sector petrolero, destacando los lineamientos generales de política energética trazados por la presente Administración para la industria nacional de petrolíferos.

El tercer capítulo incluye las inversiones llevadas a cabo en los últimos 10 años; describe y analiza la infraestructura actual de la industria de refinación. Detalla la evolución de la demanda, tanto sectorial como regional, oferta nacional y comercio exterior de gasolinas, diesel, combustóleo, turbosina y coque de petróleo para el periodo 1993-2002. Al final se incluye una sección que analiza los balances regionales del flujo de petrolíferos para este mismo periodo.

El cuarto capítulo aborda las expectativas del mercado de petrolíferos para los próximos 10 años. Se destaca el tipo de crudo procesado a partir de la reconfiguración del SNR, el desarrollo esperado de la capacidad instalada y las necesidades de inversión al 2012. Asimismo, se expone la evolución de la demanda y oferta de cada

petrolífero con los pronósticos elaborados por Pemex Corporativo y Pemex Refinación. Al final de este capítulo se encontrarán dos escenarios alternativos ante cambios en las expectativas de crecimiento de la economía mexicana.

El quinto capítulo presenta los programas de ahorro y uso eficiente de energía y la normatividad aplicable a este sector para su utilización óptima.

Por último se encontrarán los anexos con las abreviaturas, siglas y factores de conversión, así como las referencias bibliográficas.

# Resumen ejecutivo

15

Durante el 2002, la demanda mundial de petrolíferos presentó la siguiente composición por producto; los destilados intermedios ocuparon el primer lugar al participar con el 35.8% del total, seguidos por las gasolinas que absorbieron el 32.0%. En tercer lugar se situaron “otros petrolíferos”, que representaron 20.2%. El restante 12.0% se debió al consumo de combustóleo, petrolífero utilizado principalmente en la generación eléctrica.

Desde hace varias décadas, el petróleo ha sido la principal fuente de energía primaria y se espera que permanezca en esa posición durante los siguientes 30 años. Esto se debe a su predominio en el sector transporte, donde el uso de la energía crecerá fuertemente. Así, se espera que el consumo mundial de petróleo crezca a tasas de 2.2% anual, el cual deberá ser refinado para obtener los productos petrolíferos requeridos. Estas proyecciones son muy similares al comportamiento que ha tenido la demanda de petrolíferos durante la última década.

En 2002 el comercio internacional de petrolíferos alcanzó 10,157 mbd, cifra que representó el 14.0% de la demanda mundial de estos productos.

Durante el periodo 1993-2002, la demanda nacional de petrolíferos ha observado un incremento de 1.2% anual. El sector que mostró el mayor dinamismo fue el eléctrico, cuyos requerimientos de combustibles se han incrementado a una tasa promedio de 2.5% anual. Sin embargo, el sector que mantiene el mayor volumen de participación es el transporte, el cual absorbe en promedio 60% de la demanda nacional. En cambio, el sector industrial registra actualmente una participación de 6.2% en el total nacional, comparada con 9.3% que presentó en 1993. Este comportamiento se atribuye a la sustitución de combustóleo por gas natural, como una medida para eficientar los procesos productivos y para usar combustibles más limpios para preservar el medio ambiente.

El menor uso de combustóleo, tanto en el sector eléctrico como en el industrial, es uno de los factores que explican la disminución del consumo total de petrolíferos desde el 2000. De esta manera, en 2002 se presentó una disminución de 4.7%, pese al comportamiento positivo de la economía nacional.

La brecha entre las importaciones y exportaciones se ha acentuado desde 1996 hasta la fecha, pues mientras las ventas al exterior han disminuido a un ritmo promedio anual de 10.8% para quedar en el último año en 36.1 mbd, las importaciones han tenido un aumento de 6.4% en el mismo periodo para ubicarse en 239.5 mbd en el último año.

Desde 1997 el incremento en las importaciones de petrolíferos mostró una tendencia creciente, alcanzando un máximo en el 2000 de 326.5 mbd. En 2002 esta disminuyeron 18.4% respecto al año anterior, ubicándose así en niveles similares a los de 1997.

En 2002 las exportaciones se ubicaron en 46 mbd, lo que equivale a un aumento de 95% respecto a 2001. Cabe señalar que este nivel no se alcanzaba desde 1995, lo que contribuyó a disminuir el déficit comercial en 2002. En ese año, la oferta nacional de petrolíferos cubrió 86.9% de la demanda nacional, lo que significó una mejora comparado con 2001 donde este porcentaje se ubicó en 82.7%

La industria nacional de refinación ha invertido recursos importantes para llevar a cabo la transformación de su estructura productiva para mejorar la calidad de los combustibles; reconvertir la planta productiva para procesar mayor proporción de crudo Maya, reducir la producción de combustóleo y orientar sus operaciones a la elaboración de productos con mayor valor. De 1994 al 2003 se han invertido recursos por 124, 478 millones de pesos de 2003 que, han sido insuficientes, para desarrollar la infraestructura de Pemex Refinación al ritmo que demanda el mercado interno.

El programa de reconfiguración en refinerías de Pemex planteó como propósito fundamental, el incremento en la oferta y calidad de petrolíferos, con el fin de hacer frente a los cambios previstos en la demanda y tratar de conseguir un equilibrio en el mercado. Este programa surgió como un plan de inversión orientado a generar

una mejor y mayor infraestructura y tecnología, para facilitar el procesamiento de crudos más pesados, tomando en consideración la problemática existente, en lo que se refiere al procesamiento de residuales y otros aspectos que influyen en la rentabilidad de la empresa.

En los siguientes 10 años se llevarán a cabo inversiones por 193,015 millones de pesos de 2003, con las cuales, se logrará mejorar la calidad de los productos y satisfacer la demanda interna de petrolíferos cumpliendo con las normas ambientales. Así, se podrá abatir el déficit comercial del diesel, el combustóleo y el coque de petróleo.

Las perspectivas de calidad indican una tendencia hacia productos con menor contenido de azufre, principalmente en gasolinas, por lo que, junto con el crecimiento futuro de la demanda, hacen primordial la necesidad de inversiones para concluir los proyectos de reconfiguración y la instalación de una nueva capacidad de refinación para abastecer al país de estos productos.

Como consecuencia de los programas de reconfiguración el abasto de crudo a las refinerías será principalmente de crudo pesado, con lo cual su participación en el volumen total procesado al concluir el periodo de estudio se incrementará 38.5%, al pasar de 417.8 mbd en 2002 a 1,180.6 en el 2012.

Las estimaciones de las ventas internas indican que el principal petrolífero demandado será la gasolina, cuya demanda al final del año 2012 será de 806.4 mbd. El diesel ocupará el segundo lugar con 411.6 mbd, cuya demanda se desagrega en los sectores transporte, industrial y eléctrico con 361.4, 33.1 y 4.8 mbd, correspondientemente para el mismo año. En el caso de la turbosina, la demanda será de 77.4 mbd. Finalmente, las ventas internas de combustóleo para el año 2012 se ubicarán en 347.2 mbd desagregados en 241.7 y 44.1 mbd, para los sectores eléctrico e industrial, respectivamente.

En el caso del coque, éste seguirá importándose en forma descendente de acuerdo con los proyectos de reconfiguración en donde se contemplan la operación de nuevas plantas coquizadoras.

# Panorama internacional del mercado de petrolíferos

La refinación y la comercialización de petrolíferos, también conocida como segmento “*downstream*”, es una actividad muy compleja dentro de la industria del petróleo, pues maneja un portafolio de productos con especificaciones diferenciadas, atiende una variedad de clientes y mercados, existen empresas de distinto tipo y se presentan situaciones de volatilidad en las condiciones bajo las que opera.

El capítulo brinda un panorama de la industria mundial al describir su estructura, el desempeño de la oferta, las áreas que concentran la capacidad instalada, el consumo regional de combustibles y las tendencias observadas en el periodo comprendido entre 1992 y 2002. Asimismo, se mencionan los principales acontecimientos durante el 2002, todo ello con el fin de avanzar en el conocimiento de los factores a los que se hace referencia en el párrafo anterior.

## 1.1 Estructura industrial

La industria de refinación está conformada por tres clases de empresas; el primer grupo corresponde a las globales integradas o “mayores”, el segundo lo integran las “especializadas”, y por último, se tienen a las firmas con diverso grado de propiedad estatal o “NOC’s”.

Dentro del primer grupo destacan Exxon Mobil, BP, Shell, Total Fina Elf y Chevron Texaco como empresas globales integradas o “mayores”. Otras tres firmas pertenecientes a este grupo, Conoco Phillips, ENI y Repsol, presentan fortalezas regionales aunque son de menor tamaño (véase cuadro 1).

Cuadro 1  
Principales empresas de refinación en 2003 <sup>1</sup>.

Lugar	Empresa	Capacidad de destilación primaria (mbd)
1	Exxon Mobil	5,360
2	Shell	4,537
3	BP	3,195
4	Sinopec	2,665
5	PDVsa	2,665
6	Conoco Phillips	2,613
7	Total Fina Elf	2,509
8	Chevron Texaco	2,380
9	Saudi Aramco	2,128
10	Petrobras	1,907
11	PEMEX Refinación	1,684 <sup>2</sup>

<sup>1</sup>Cifras a enero de 2003

<sup>2</sup>La fuente contabiliza 1.851 mbd

Fuente: *Special Worldwide Report*, Oil & Gas Journal / Dic. 23, 2002

Exxon Mobil, BP y Shell ocupan un lugar preponderante de la lista de las 500 mayores firmas del mundo de Forbes (2001). Por el valor de sus activos tienen los lugares 2, 4 y 8, respectivamente.

Esto proporciona una idea clara de la escala de sus operaciones, su nivel de integración –desde la exploración y producción de petróleo hasta la venta al menudeo– y las regiones en las que participan. Extraen alrededor del 18% del petróleo, refinan casi el 28% y comercializan el 47% del total mundial<sup>1</sup>.

En algunos mercados como el Norteamericano, junto con las “mayores” se encuentran las llamadas “empresas especializadas”, tales como, Valero, Frontier o Giant, que se distinguen por enfocarse en el segmento “*dowstream*”, sin participar en la exploración o producción de petróleo crudo. Valero, por citar un ejemplo, tiene una capacidad de 1.52 millones de barriles diarios, y sus refinerías promedian el mayor índice de complejidad en EU<sup>2</sup>.

Las “NOC’s” o empresas nacionales de petróleo, son el tercer participante de la industria. En su mayoría son empresas con distinto grado de propiedad estatal y que gracias a los procesos de apertura, han tenido que competir o crear alianzas en sus mercados, por ejemplo la brasileña PETROBRAS o las chinas Sinopec o Petrochina. También se les considera como “emergentes”.

En México, por mandato constitucional, Pemex Refinación es 100% de propiedad estatal y es el único proveedor en el mercado natural. Esta última característica la convierte en una excepción a nivel mundial, pues la regla en la industria ha sido el reemplazo de los monopolios legales por marcos normativos que permiten la participación privada, las alianzas estratégicas, el riesgo compartido (*joint ventures*) y la competencia.

<sup>1</sup> Estos porcentajes corresponden a las “15 mayores”, catalogadas por Deutsche Bank, véase *Cruzando el rubicón o punto sin regreso*. Deutsche Bank, Oct. 2002.

<sup>2</sup> Capacidad para procesar crudos pesados y producir productos con altas especificaciones a partir de unidades secundarias, tales como catalíticas, reformadoras, hidrotratadoras, coquizadoras, etc.

## 1.2 Desempeño de la oferta

La industria petrolera añadió una significativa capacidad de refinación durante 2002, lo que revirtió la tendencia mostrada a partir de 2000, periodo en el que el cierre de refinerías redujo los activos a nivel mundial.

La capacidad se encuentra en su máximo histórico al registrar 81.9 millones de barriles diarios de proceso, lo que significó un crecimiento absoluto de 712 mbd con respecto al año previo, cuando se contabilizaron 81.2 millones de barriles diarios.

América del Norte y el Oriente Medio mostraron las mayores adiciones de capacidad a nivel mundial, con 258 mbd y 246 mbd, respectivamente. La expansión y “descuellamientos” de refinerías permitieron este incremento. En 2002 se reportó la entrada de una nueva refinería de 95 mbd en Pakistán (Parco) la cual es una asociación 60/40 entre el gobierno de ese país y OMV AG (Austria).

La mayor parte de los cierres de capacidad, 10 en total, se dieron en Estados Unidos. Premcor Refining Group Inc., una empresa “especializada”, clausuró dos refinerías totalizando 146 mbd.

En términos regionales, América del Norte concentró casi una cuarta parte de la capacidad; Europa Occidental y Euroasia, 30.2%<sup>3</sup>; el Lejano Oriente y Oceanía, 26.1%; y Centro/Sudamérica, Oriente Medio y África, el restante 19.6%.

La complejidad de las refinerías instaladas en una zona geográfica se puede determinar mediante el coeficiente de calidad, indicador que se obtiene al dividir la capacidad de los procesos secundarios entre la capacidad de las plantas de destilación primaria<sup>4</sup>. Los procesos secundarios permiten mejorar la calidad de los productos finales al reducir el azufre (hidrotratamiento), elevar el octanaje de gasolinas (isomerización y MTBE) o los rendimientos por barril a partir de las corrientes intermedias (coquización).

Cuadro 2  
Refinerías y capacidad por país, 2003

País	No. de refinerías	Capacidad de crudo mbd
Estados Unidos	133	16,623
Rusia	42	5,435
Japón	34	4,767
China	95	4,528
Corea del Sur	6	2,560
Italia	17	2,301
Alemania	17	2,267
India	17	2,135
Canadá	21	1,983
Francia	13	1,903
Brasil	13	1,865
Arabia Saudita	8	1,745
México	6	1,684
Irán*	9	1,474
España	9	1,321
Venezuela	5	1,282
Singapur	3	1,258
Holanda	6	1,207
Ucrania	6	1,025
Reino Unido	11	1,788
Subtotal	471	59,151
<b>Total Mundial</b>	<b>722</b>	<b>81,878</b>

Fuente: *Oil & Gas Journal*, December 23, 2002

<sup>3</sup> Incluye a Rusia y a otros países de Euroasia.

Para propósitos de comparación, Norteamérica tiene un coeficiente de calidad de 61%, mientras que Asia de 27%. La región que exhibe la menor complejidad es África con el 19%. En otras palabras, por cada 100 mbd de capacidad primaria, Norteamérica tiene 61 mbd de procesos secundarios, mientras que África posee solamente 27 mbd.

Desde una perspectiva de mayor plazo (1993-2003), los países cuya capacidad de refinación observaron un mayor crecimiento fueron aquellos que a lo largo de la última década promovieron políticas públicas para atraer nueva inversión, a partir de marcos normativos donde empresas estatales y privadas coexisten, crean asociaciones y compiten para participar en la refinación, distribución y comercialización de petrolíferos.

A lo largo de estos últimos 10 años diversos países prácticamente duplicaron su capacidad de refinación como China, Corea del Sur, la India, Tailandia, los Emiratos Árabes Unidos o Malasia. Con un ritmo de expansión menor, aunque no menos importante, destacan México con un incremento de 10.5% (véase cuadro 3).

### 1.3 Evolución de la demanda

Entre 1992 y 2002 la demanda mundial de petrolíferos (con excepción de los países de la ex URSS) tuvo un crecimiento medio anual de 1.9%, al pasar de 60,005 mbd contabilizados en el primer año a 72,365 mbd en el segundo.

Asia/Oceanía, Centro/Sudamérica y África fueron las regiones donde el consumo registró un mayor dinamismo, al observar tasas de crecimiento medio anual de 3.4% en el primer caso y de 2.1% en las dos últimas regiones. Dentro de la primera zona, China fue el país que con mayor rapidez incrementó su consumo, al observar un ritmo de crecimiento medio anual de 7.3%.

La demanda del Oriente Medio observó un ritmo de crecimiento medio anual mayor al registrado en mercados más desarrollados, como Norteamérica y Europa. La primera región aumentó su consumo de 3,571 a 4,338 mbd, lo que representó un aumento de 2.0%. Norteamérica y Europa tuvieron tasas de crecimiento medio anual de 1.5 y 0.6 por ciento, respectivamente.

Cuadro 3  
Crecimiento de la capacidad de refinación por países,  
1993-2003

País	1993	2003	Variación Absoluta
1. China	2,200	4,528	2,328
2. Corea del Sur	1,147	2,560	1,413
3. India	1,047	2,135	1,088
4. Estados Unidos	15,121	16,623	1,502
5. Tailandia	221	703	482
6. Brasil	1,403	1,865	462
7. Alemania	2,233	2,667	434
8. Irán	1,089	1,474	385
9. Emiratos Árabes Unidos	193	514	321
10. Malasia	263	516	253
11. México	1,524	1,684	160
Arabia Saudita	1,863	1,745	-118
Reino Unido	1,843	1,784	-59
<b>Total Mundial</b>	<b>73,109</b>	<b>81,878</b>	<b>8,769</b>

\* Cifras al 1° de enero de cada año: y *Oil & Gas Journal*, Dec. 23, 2002, EIA, DOE (1992).

<sup>4</sup> Procesos secundarios considerados: Craqueo catalítico, hidro craqueo catalítico y reformado.

2002 fue un año recesivo para la economía mundial, los efectos del 11 de septiembre "S-11" tuvieron un impacto negativo en la demanda de petrolíferos que apenas se incrementó 0.4% con respecto a los valores observados en 2001. Además del nulo crecimiento del mercado, las empresas del sector sufrieron por los reducidos márgenes de refinación, que se situaron en niveles históricamente bajos.

Durante el 2002, la demanda mundial de petrolíferos presentó la siguiente composición por producto; los destilados intermedios ocuparon el primer lugar al participar con el 35.8% del total, seguidos por las gasolinas que absorbieron el 32.0%. En tercer lugar se situaron "otros petrolíferos", que representaron 20.2%. El restante 12.0% se debió al consumo de combustóleo, petrolífero utilizado principalmente en la generación eléctrica.

Desde hace varias décadas, el petróleo ha sido la principal fuente de energía primaria y se espera que permanezca en esa posición durante los siguientes 30 años. Esto se debe a su predominio en el sector transporte, donde el uso de la energía crecerá fuertemente. Así, se espera que el consumo mundial de petróleo crezca a tasas de 2.2% anual, el cual deberá ser refinado para obtener los productos petrolíferos requeridos. Como se puede observar, estas proyecciones son muy similares al comportamiento que ha tenido la demanda de petrolíferos durante la última década.

#### 1.4 Comercio internacional

En 2002 el comercio internacional de petrolíferos alcanzó 10,157 mbd, cifra que representó el 14.0% de la demanda mundial de estos productos.

En un contexto de naciones preponderantemente productoras y zonas netamente consumidoras, destacan los países del Medio Oriente y de la ex URSS como las áreas que han sido proveedoras de excedentes de destilados hacia el resto del mundo, a la par que sobresalen EU, Europa Occidental y Japón como los importadores de petrolíferos.

El Medio Oriente, la Ex Unión Soviética y Centro/Sudamérica contribuyeron con el 46.5% de las exportaciones mundiales, mientras que el 57.4% de las importaciones globales se concentraron en las tres principales áreas deficitarias.

El conjunto de países situados en el norte de África fueron la tercera región que obtuvo excedentes exportables (625 mbd), seguidos de Centro/Sudamérica con 623 mbd, los cuales se destinaron en su mayor parte a satisfacer las necesidades del mercado norteamericano. Venezuela y el Caribe fueron la plataforma de exportación en esta región.

En el área norteamericana dos países observaron un saldo comercial deficitario; Estados Unidos (1,432 mbd) y México (153 mbd), solamente Canadá registró un balance favorable por 358 mbd. El primer país exportó 878 mbd de petrolíferos, principalmente hacia México, e importó 2,310 mbd de productos de Europa, Medio Oriente y Centro/Sudamérica.

Europa, a su vez, exportó 886 mbd e importó 2,508 mbd de petrolíferos, con lo que observó un saldo deficitario comercial por 1,622 mbd. Gran parte del abastecimiento externo lo obtuvo de Oriente Medio, la Ex Unión Soviética y África del Norte, mientras que la mayoría de sus ventas externas fueron destinadas a los EU, principalmente a la Costa Este.

#### 1.5 Principales tendencias en la industria

##### 1.5.1 Reestructuración

Las 10 más grandes empresas de refinación de EU absorben el 72% del mercado norteamericano, en 1995 esta cifra fue de 25%. En Europa el nivel de concentración es similar, pues las 6 mayores participan con el 66% de la capacidad<sup>5</sup>.

El fenómeno de concentración fue resultado de la reestructuración de la industria a partir de las fusiones y adquisiciones observadas desde 1998. En este periodo, la refinación registró una de las más bajas tasas de rentabilidad, y fusionarse para optimizar infraestructura y recursos administrativos, fue una de las medidas tendientes a elevarla.

Por su importancia y el valor de los activos involucrados destacan las fusiones entre Exxon-Mobil (1999), British Petroleum (BP)-Amoco-Arco (2000), Shell-Motiva-Equilon (2001) y Chevron-Texaco (2001).

<sup>5</sup> Véase *Cruzando el Rubicón o punto sin regreso*. Deutsche Bank, Oct. 2002, pp. 184.

2002 también fue testigo de cambios significativos en el número de participantes; en EU. Conoco Phillips, Giant y Valero fueron empresas sujetas a procesos de adquisición o fusión. Conoco Phillips, la firma con mayor capacidad de aquel país, completó su fusión con valor de 15 mil millones de dólares. El 30 de agosto se fusionaron los activos de Conoco Inc. y Phillips Petroleum Co.

El último día de diciembre de 2001, Valero Energy Corp. finalizó su fusión con Ultramar Diamond Shamrock Corp., la nueva compañía Valero Energy Corp., ocupa el cuarto sitio en EU. A fin de obtener la aprobación de las autoridades regulatorias de aquel país, la firma tuvo que vender a Tesoro Inc. la refinería de Golden Eagle, Ca. con capacidad de 168 mbd. En otra transacción Giant Inc. finalizó la adquisición de la refinería de Yorktown, Va. (62 mbd) por la cual pagó 127 millones de dólares a BP.

### 1.5.2 Complejidad de las refinerías

En la actualidad se requieren refinerías cada vez más complejas a fin de que puedan cumplir con los requerimientos de productos con menor nivel de azufre y estándares ambientales más elevados, a partir del procesamiento de crudos cada vez más pesados<sup>6</sup>. Ello ha traído consigo el “descuellamiento” o “reconfiguración” de unidades existentes para volverlas aptas a las condiciones del mercado, y el cierre de las plantas tecnológicamente obsoletas.

Se prevé que el coeficiente de calidad, al que se hacía referencia en el punto 1.2, se incremente a fin de poder cumplir con las exigencias de mercados como el Norteamericano o el Europeo.

En 2003, las gasolinas en California (EU) alcanzarán “cero” contenido de azufre, además de que en 2004 dejarán de ser elaboradas con el oxigenante denominado Metil Terbutil Eter (MTBE) por sus negativas consecuencias sobre los mantos acuíferos. Se prevé que en la Unión Europea la gasolinas contengan un máximo de 50 ppm de contenido de azufre hacia el 2005 (véase cuadro 4).

Cuadro 4  
Calidad de las gasolinas  
(partes por millón de contenido de azufre)

Regulación		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
CARB (California)	15 ppm/ MTBE prohibición	—————				↓		
EPA (EU)	30/80 ppm (promedio/ límite max)		—————					↓
Canadá	150 ppm		—————				↓	
México <sup>1</sup>	300 ppm							↓
Unión Europea	50 ppm			—————			↓	

<sup>1</sup> Gasolina Premium.

<sup>1</sup> Las leyes que prohíben el uso del MTBE fueron pospuestas al 31 de diciembre de 2003 en California. En Connecticut, Illinois, Indiana, Nevada, Kansas y Nueva York tendrán vigencia a partir de tal fecha.

Fuente: Technology Seminar PEMEX / IMP, 2001. Plan de Negocios PEMEX Refinación, Nov. 2002.

<sup>6</sup> La utilización de crudos pesados se ha acentuado en la Costa Norteamericana del Golfo de México (PADD V, EU)

Asia-Pacífico no fue ajena a esta tendencia, mejores especificaciones del diesel obligaron a la adición de 1.3 millones de barriles diarios de capacidad de hidrodesulfuración<sup>7</sup>. En 1998, el consumo regional se situó en 1 millón de barriles diarios de diesel con 0.5% de azufre y aproximadamente el mismo volumen de diesel de mejor calidad, es decir, con 0.05% de azufre. En 2002, la región demandó más de 1.5 millones de barriles diarios del diesel de elevada calidad (0.05%) mientras que el consumo del primero bajó a 500 mbd.

Por lo que se refiere al aprovechamiento óptimo de corrientes secundarias a través de las tecnologías de “fondo de barril”<sup>8</sup>, tan solo en la Costa Norteamericana del Golfo de México (EU) la capacidad de coquización subió 27% en 2001, para situarse en 1.1 millones de barriles diarios. En 2002, se mantuvo esta tendencia, lo que a su vez, permitirá elevar la participación de crudos pesados provenientes de México, Venezuela y Canadá dentro de la mezcla. La ventaja de procesar crudos pesados, radica en el diferencial de precios con relación a los ligeros, mismos que son más caros y de mejor calidad.

### 1.5.3 Asia-Pacífico

La región Asia-Pacífico generó un superávit con base en adiciones de capacidad mayores al crecimiento de la demanda. 2001 estuvo caracterizado por altos precios del crudo y un estancamiento del consumo, lo que deprimió los márgenes de refinación en la región, llegando a registrar valores negativos. La demanda aumentó ligeramente en ese año (17 mbd) luego de contracciones de 550 mbd en 2000 y de 900 mbd en 1999.

Asia-Pacífico pasó de ser importadora a exportadora de petrolíferos, colocando gasolinas y querosinas en la Costa Oeste de EU, Brasil y en algunos países de Oriente Medio. Reliance, empresa privada de la India, exportó alrededor de 30 mbd de gasolina sin plomo (95 octanos) a Irán. Sin embargo, la penetración que puedan llegar a tener en mercados de países avanzados dependerá de su capacidad para elaborar productos ambientalmente limpios.

Esta situación podría revertirse hacia el 2005, cuando el crecimiento de la demanda regional permita lograr un balance con relación a la capacidad que en años recientes se ha instalado en la región.

### 1.5.4 Déficit en Estados Unidos

Los EU requieren de cuantiosas importaciones de petrolíferos para satisfacer su consumo interno, en 2002 alcanzaron 1.4 millones de barriles diarios, volumen que con respecto a 1992 se ha mantenido sin variación.

Las gasolinas participaron con el 58% del total, seguidas por el diesel (18%), los residuales (15%) y las kerosenos (8%). Con excepción de los residuales, los demás petrolíferos tienen altas especificaciones y precio, pues en términos de valor, los EU gastaron alrededor de 13.4 mil millones de USD para cubrir su déficit. La Energy Information Administration (DOE) estima que el valor de las importaciones acumuladas podría alcanzar 160 mil millones USD entre 2003 y 2025.<sup>9</sup>

Con la prohibición al uso del MTBE como oxigenante para la producción de gasolinas, que entrará en vigor en algunos estados de EU a partir del 1º de enero de 2004, se podría acentuar esta tendencia pues se espera el cierre de refinerías y la reducción de capacidad instalada.

Las necesidades previsibles de abastecimiento de petrolíferos y las tendencias que en los últimos años se han observado en EU, pueden representar un mercado interesante para países como México o Venezuela, que cuentan con recursos petrolíferos, la cercanía geográfica al mercado norteamericano y la capacidad técnica para convertirse en exportadores de petrolíferos de alto valor y calidad, además de petróleo crudo.

<sup>7</sup> Proceso secundario que reduce el contenido de azufre en gasolinas, diesel y turbosina, principalmente.

<sup>8</sup> También se conoce como conversión profunda y se aplica al procesamiento de crudos pesados con orientación a la conversión total de residuales a ligeros. Un componente necesario es la planta coquizadora.

<sup>9</sup> *Annual Energy Outlook 2003*, Energy Information Administration (EU).

# Marco regulatorio del mercado de petrolíferos

## 2.1 Marco regulador

En la Constitución se han incorporadas como decisiones políticas fundamentales el dominio directo de la Nación sobre el subsuelo y su exclusividad respecto a la explotación y aprovechamiento de los hidrocarburos.

El Artículo 3° de la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo* precisa las actividades que abarca la industria petrolera, específicamente las de refinación, que son:

- Fracción I: La exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de derivados del petróleo y los productos que se obtengan de la refinación del mismo.

Además, el *Programa sectorial de energía 2001-2006* establece que la producción, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados, deberán realizarse en condiciones que garanticen el cumplimiento de la normatividad aplicable en materia de seguridad industrial y protección al medio ambiente.

### Normatividad ecológica

De acuerdo con el Programa Sectorial, la energía es una variable clave para alcanzar el desarrollo, y su suministro debe garantizarse a través de una política de desarrollo sustentable. La política energética ambiental debe considerar la sustentabilidad social, económica y ambiental, respetando el entorno en el que opera.

La normatividad de protección al ambiente es un aspecto fundamental al que la industria de refinación debe apegarse para la preservación y mejoramiento del mismo, las cuales se describen a continuación.

## NOM-085-ECOL-1994

Define los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas, bióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, así como los de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión, y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión.

## NOM-086-ECOL-1994

Establece las especificaciones sobre protección ambiental que deben reunir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se usan en las fuentes fijas y móviles.

Con respecto al combustóleo, la norma establece que a partir del primero de enero de 1998 el combustóleo pesado deberá tener un contenido máximo de azufre de 4% en peso, el hidrotratado para la zona metropolitana de la Ciudad de México 1%, y en las demás zonas definidas como críticas se podrá disponer de un combustible ligero con 2% de contenido máximo de azufre, con excepción de las comprendidas en la zona de influencia de la refinería de Cadereyta.

## 2.2 Organización del sector petrolero

La *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo* y su reglamento dispone que la Nación llevará a cabo la exploración y explotación del petróleo y las demás actividades de la industria petrolera por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios. En 1992, mediante la *Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos*, se dispuso una distribución lógica de las actividades que abarca la industria petrolera, con lo cual, se establecieron los siguientes organismos descentralizados:

Pemex Exploración y Producción;

Pemex Refinación;

Pemex Gas y Petroquímica Básica y

Pemex Petroquímica

De esta forma, Pemex Refinación tiene por objeto llevar a cabo los procesos industriales de la refinación; elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados.

## 2.3 Lineamientos generales de política energética

El *Plan Nacional de Desarrollo 2001-2006* ha marcado como estrategia para el sector energético garantizar una oferta suficiente y oportuna de energía, que apoye de manera sostenida al crecimiento económico del país.

En este sentido, la meta fundamental es encaminar todos los esfuerzos para alcanzar el acceso pleno de la población a los insumos energéticos. Dicha meta podrá cumplirse con empresas públicas y privadas que garanticen el abasto de energéticos en condiciones competitivas de calidad y precio, operando dentro de un marco legal y regulatorio adecuado, con altos índices de seguridad y con respeto al medio ambiente; firme impulso al uso eficiente de la energía, como a la investigación y desarrollo tecnológicos.

El desarrollo de la infraestructura energética nacional es uno de los principales objetivos de la presente administración y requisito indispensable para participar de los beneficios y oportunidades que ofrecen los mercados internacionales. Por lo anterior, es necesario explorar nuevas posibilidades de inversión pública y privada, sin perder de vista que el gasto en infraestructura debe responder a criterios de beneficio social y de eficiencia en la asignación de recursos.

## 2.4. Metas

Las principales metas para la industria de refinación establecidas en el *Programa Sectorial de Energía 2001-2006* se centran en los siguientes objetivos:

Promover la eficiencia y la productividad para garantizar el abasto suficiente de hidrocarburos

Para satisfacer el aumento en la demanda de energía, inducido por el crecimiento poblacional y el desarrollo industrial y de servicios, será necesario aumentar la oferta de hidrocarburos, lo que plantea al mismo tiempo crear esquemas que eleven la eficiencia y productividad en las actividades petroleras.

Fortalecer la capacidad de refinación

La complejidad de la industria petrolera requiere que los esfuerzos en las actividades primarias sean acompañados por esfuerzos de

igual magnitud en las actividades de refinación. Por lo cual, se ha planteado la meta de avanzar en la reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación y ampliar su capacidad de procesamiento. Ello generará productos de mayor valor agregado y calidad, y permitirá procesar una mayor proporción de crudo Maya, elevar la rentabilidad y reforzar la viabilidad de las refinerías.

El desafío para la industria de refinación será proveer los petrolíferos suficientes para garantizar la expansión de las actividades productivas y la competitividad de la economía en el largo plazo. La diversificación y el fortalecimiento industrial del país precisa mejorar y ampliar su infraestructura energética, particularmente en aquellos segmentos de la cadena productiva que aportan mayor valor agregado y contribuyen a mejorar la calidad de los combustibles.

De esta forma, las acciones específicas para llevarse a cabo son:

- Concluir la reconfiguración y modernización de las refinerías Minatitlán y Salina Cruz;
- Fortalecer el programa de calidad de gasolinas. Destaca la reformulación de la gasolina para el Valle de México y las principales zonas metropolitanas del país, y la reducción del contenido de azufre en la gasolina y en el diesel.

- Verificar el cumplimiento de los combustibles automotores, de conformidad con las estrictas normas internacionales, y
- Determinar los recursos necesarios para modernizar y ampliar el sistema nacional de ductos y la infraestructura para incrementar la capacidad de refinación.

No obstante, la industria de refinación requiere de mayores niveles de inversión para aumentar la producción nacional de petrolíferos, para lo cual será necesario analizar esquemas de complementación de la inversión pública.

Mantener y fortalecer la política de combustibles más limpios

Otro de los objetivos primordiales planteados en el Programa Sectorial es mejorar progresivamente la calidad de los combustibles. Pemex Refinación ha eliminado el plomo de los combustibles y reducido el contenido de azufre e incrementado el octanaje de las gasolinas.

En particular, se están analizando las estrategias más adecuadas para introducir al mercado, en 2006, gasolina magna con un máximo de 300 ppm de azufre y gasolina premium con un máximo de 50 ppm.

## Mercado nacional de petrolíferos 1993-2002

El Sistema Nacional de Refinación (SNR) procesó en el año 2002 un total de 1,245.4 miles de barriles diarios (mbd) de crudo, cuyos rendimientos de producción estuvieron orientados principalmente al combustóleo con el 36.1%, las gasolinas con el 32.0% y el resto de los petrolíferos el 31.9%. En el caso del combustóleo su producción ascendió a 449.6 mbd, volumen superior en un 3.1% respecto al año anterior, las gasolinas mostraron una producción superior al año 2001 en 8.3 mbd, el diesel y la turbosina mostraron una disminución de 14.7 y 0.3 mbd respectivamente, mientras que el coque de petróleo tuvo un incremento del 33.1% miles de toneladas anuales (mta) para ubicarse en 48.0 mta.

En lo que a comercio exterior se refiere, en el año 2002 las gasolinas tuvieron un incremento en su volumen de importación respecto al 2001 de 3.4%, por lo que el volumen total adquirido fue de 184.2 mbd, mientras que las exportaciones se ubicaron en 6.8 mbd. En el caso del combustóleo las exportaciones superaron a las importaciones, las cuales se ubicaron en 24.9 y 17.6 mbd respectivamente. El diesel mostró una brecha al registrarse un volumen de compras al exterior de 27.3 mbd, mientras que sus ventas externas fueron de 8.0 mbd. Las importaciones de turbosina fueron menores que las exportaciones al registrarse volúmenes respectivos de 1.7 y 6.3 mbd.

Las inversiones realizadas en el SNR han tenido como propósito reconvertir su estructura productiva, a fin de disminuir la brecha existente entre la oferta y la demanda a partir del procesamiento de crudo pesado y obtener productos de mayor calidad. De 1994 al 2003 se han invertido recursos por 134, 478 millones de pesos de 2003, que no obstante han sido insuficientes, ya que la demanda de energía continua rebasando a la oferta nacional, lo que conlleva a una dependencia energética del comercio exterior.

### 3.1 Producción y proceso de crudo

En el año 2002 el volumen de crudo procesado en el SNR fue de 1,245.4 mbd, lo que representó el 38.6% de la producción nacional de crudo, equivalente a 3,177 mbd. Estas cifras mostraron una contracción de 0.5% respecto al año anterior, lo que significó una reducción de 6.5 mbd.

De acuerdo al tipo de crudo procesado en el SNR, la mayor proporción correspondió al ligero, cuya participación representó 65.5% de la mezcla alimentada. El crudo pesado participó con 27.8%, el superligero con 0.9% y el reconstituido con 5.7% (véase cuadro 6).

Cuadro 5  
Inversiones en Pemex Refinación, 1994-2003  
(millones de pesos de 2003)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Acumulado
<b>Total</b>	11,044	12,609	10,123	10,222	18,352	15,212	18,155	17,238	11,374	10,148	134,478
Inversión física											
presupuestaria	11,044	12,609	10,123	9,403	10,603	8,488	7,871	7,040	7,324	7,891 <sup>e</sup>	92,397
Inversión financiada				818	7,749	6,723	10,284	10,198	4,050	2,258 <sup>p</sup>	42,081

<sup>e</sup> Cifras estimadas con datos reales al mes de mayo.

<sup>p</sup> Montos anuales programados en el Presupuesto de Egresos de la Federación.

Fuente: Sener con base en Anexo del Tercer Informe de Gobierno 2003, p. 414.

Cuadro 6  
Crudo procesado en el Sistema Nacional de Refinación, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
<b>Total</b>	1,288.5	1,332.9	1,266.7	1,266.9	1,242.3	1,283.0	1,228.0	1,227.4	1,251.9	1,245.4	-0.4
Superligero	21.4	45.2	28.5	20.4	21.1	19.5	16.5	1.7	2.8	11.8	-6.4
Ligero	646.8	672.1	600.0	623.5	604.8	736.1	773.7	745.1	800.1	815.9	2.6
Pesado	435.7	437.1	447.9	435.1	451.8	401.8	359.9	379.4	333.1	346.7	-2.5
Reconstituido <sup>1</sup>	184.6	178.4	190.3	187.9	164.6	125.7	77.9	101.2	115.9	71.0	-10.1

<sup>1</sup> Incluye el despuntado, pentanos, nafta ligera de Cangrejera, nafta ligera de Cactus, gasolina de Poza Rica y gasolina de Madero.

Fuente: IMP, con base en Pemex Refinación.

En lo que se refiere al total procesado, durante el periodo de análisis existió un decremento anual del 0.4% en la mezcla alimentada al SNR, lo que se atribuye a una reducción en el volumen del crudo reconstituido. Dentro de este contexto el crudo ligero fue el único respecto al resto de la mezcla que mostró un comportamiento positivo, con una expansión promedio anual del 2.6%, por lo que la demanda de petrolíferos en los últimos diez años fue satisfecha principalmente con crudos ligeros.

Asimismo, en el año 2002 la elaboración de petrolíferos (combustóleo, gasolinas, diesel, turbosina y gas licuado de petróleo (GLP) fue de 1,202.6 mbd, volumen superior en 10.4 mbd al del año anterior. Las gasolinas, el combustóleo y el GLP presentaron incrementos en su producción del 8.2%, 13.7% y 3.6%, respectivamente; mientras que se tuvieron decrementos en el diesel (14.7%) y la turbosina (0.3%).

En cuanto a la maquila de crudo, la obtención de productos en el año 2002 superó al 2001 con 56.8 mbd<sup>1</sup>, siendo las gasolinas y sus componentes los que tuvieron el mayor impacto en dicho comportamiento al pasar de 42.1 a 94.5 mbd en estos años. Con base en lo mencionado, los productos obtenidos en el procesamiento del crudo estuvieron orientados fundamentalmente hacia una mayor elaboración de combustóleo, gasolinas y diesel (véase cuadro 7).

Los rendimientos observados son resultado del nivel de demanda de los petrolíferos, destacando que en su elaboración los crudos de alta calidad han desempeñado un papel importante, ya que en el caso del crudo pesado, su composición y características exigen condiciones más severas de operación para su refinación. De esta manera las características del crudo, sus precios, sus márgenes de refinación, así como la cantidad y calidad de los petrolíferos obtenidos y la infraestructura existente en el SNR, influyen en el desempeño económico de la industria.

### 3.2 Infraestructura

El programa de reconfiguración en refinerías de Pemex planteó como propósito fundamental, el incremento en la oferta y calidad de petrolíferos, con el fin de hacer frente a los cambios previstos en la demanda y tratar de conseguir un equilibrio en el mercado. Este programa surgió como un plan de inversión orientado a generar una mejor y mayor infraestructura y tecnología, para facilitar el procesamiento de crudos más pesados, tomando en consideración la problemática existente en lo que se refiere al procesamiento de residuales y otros aspectos que influyen en la rentabilidad de la empresa.

Cuadro 7  
Rendimientos del crudo en la producción de petrolíferos, 1993-2002  
(porcentaje)

Petrolíferos	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Combustóleo	33.0	31.9	33.2	33.4	34.7	35.2	35.2	34.6	34.8	36.1
Gasolinas	32.4	32.2	33.3	32.8	31.2	32.1	33.0	32.0	31.1	32.0
Diesel	20.7	21.3	20.1	21.3	22.2	22.6	22.1	21.6	22.5	21.4
Turbosina	5.6	5.6	5.6	4.9	4.6	4.5	4.8	4.5	4.6	4.6
Gas LP	4.6	4.9	4.8	4.9	3.1	2.2	2.5	2.0	2.2	2.5
Otros petrolíferos	3.7	4.0	2.9	2.7	4.3	3.4	2.4	5.2	4.8	3.4

Fuente: IMP, con información de SENER y Pemex Refinación

<sup>1</sup> Considera gasolinas y componentes (regular, Premium componente, Alquilado, MTBE), diesel, combustóleo y turbosina.

Para tal propósito, el programa se dividió en tres fases: la primera correspondió al proyecto Cadereyta, el cual tuvo su inicio en 1997; la segunda fase inició en 1999 con la refinería de Madero; mientras que en Tula y Salamanca los trabajos iniciaron a mediados del año 2000. Así, durante el último año se han concluido los trabajos en 40 plantas, entre nuevas y modernizadas. Por último, la tercera fase contempla los proyectos de las refinerías de Minatitlán y Salina Cruz.

De estas etapas se tienen concluidas al año 2002 las reconfiguraciones de Madero, Tula, Salamanca y Cadereyta. De esta manera, la capacidad instalada de destilación primaria al 2002 en el SNR fue de 1,684<sup>2</sup> mbd (véase gráfica 1).

Con la conclusión de los trabajos de reconfiguración y la puesta en operación de la planta de coquización retardada de Cadereyta, se logrará procesar un mayor volumen de crudo pesado, liberando con ello una cantidad importante de crudo ligero. Ello permitirá generar un valor superior para su exportación y consecuentemente incrementar la presencia en los mercados internacionales.

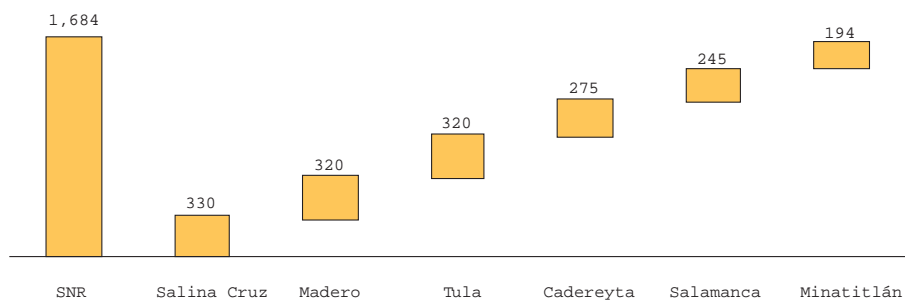
### 3.3 Demanda nacional de petrolíferos

Durante el periodo 1993-2002, la demanda nacional de petrolíferos ha observado un incremento de 1.2% anual. El sector que mostró el mayor dinamismo fue el eléctrico, cuyos requerimientos de combustibles se han incrementado a una tasa promedio de 2.5% anual. Sin embargo, el sector que mantiene el mayor volumen de participación es el transporte, el cual absorbe en promedio 60% de la demanda nacional. En cambio, el sector industrial registra actualmente una participación de 6.2% en el total nacional, comparada con 9.3% que presentó en 1993. Este comportamiento se atribuye a la sustitución de combustóleo por gas natural, como una medida para eficientar los procesos productivos y para usar combustibles más limpios para preservar el medio ambiente.

El menor uso de combustóleo, tanto en el sector eléctrico como en el industrial, es uno de los factores que explican la disminución del consumo total de petrolíferos desde el 2000. De esta manera, en 2002 se presentó una disminución de 4.7%, pese al comportamiento positivo de la economía nacional.

Para el análisis de la demanda regional, el territorio nacional se divide en cinco regiones: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste (véase mapa 2).

Gráfica 1  
Capacidad de destilación primaria en refinerías, 2002  
(miles de barriles diarios)



Fuente: PEMEX, instalaciones petroleras 2002.

<sup>2</sup> Fuente: Pemex, Instalaciones petroleras 2002.

Mapa 1  
Infraestructura de Pemex Refinación



Fuente: Pemex.

Mapa 2  
Regionalización del consumo de petrolíferos



Fuente: Sener.

### 3.4 Producción nacional de petrolíferos

La misión de Pemex Refinación es satisfacer la demanda nacional de productos petrolíferos y maximizar el valor económico de los activos dentro de un marco de protección ambiental y seguridad industrial. En este sentido, se ha planteado una estrategia de crecimiento orientada hacia el proceso de reconfiguración que se basa en optimizar la capacidad instalada en el SNR.

Para el desarrollo de estas líneas de acción, se ha considerado que la evolución del mercado mundial de productos petrolíferos y la mayor competencia entre los participantes han derivado en un incremento de la complejidad de las refinerías, una disminución en los márgenes de refinación y una mayor volatilidad de los mercados. En este contexto, Pemex Refinación inició el programa de inversión multianual con el propósito de reconfigurar el SNR y favorecer márgenes positivos de utilidad.

En este sentido, la reconfiguración de refinerías permitirá ampliar la capacidad de procesamiento de crudo pesado, modernizar las instalaciones y elevar la rentabilidad e las refinerías al operar con mayores márgenes de eficiencia y disminuir la importación de productos petrolíferos.

En el periodo 1993-2002 la oferta nacional de petrolíferos presentó una tasa media de crecimiento de  $-0.1\%$  anual, pese al incremento de 2001 y 2002, lo que se atribuye básicamente por la disminución de la producción de combustóleo, así como a los trabajos de reconfiguración del SNR que obligó a paros temporales en algunas plantas.

### 3.5 Balance de petrolíferos

Desde 1997, el incremento en las importaciones de petrolíferos mostró una tendencia creciente, alcanzando un máximo en el 2000 de 326.5 mbd. En 2002 esta disminuyeron 18.4% respecto al año anterior, ubicándose así en niveles similares a los de 1997.

Cuadro 8  
Balance nacional de petrolíferos, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Origen	1,327.8	1,370.9	1,270.8	1,294.3	1,375.6	1,460.5	1,438.8	1,465.2	1,447.4	1,402.1	0.6
Producción	1,181.4	1,213.4	1,168.5	1,170.8	1,150.6	1,210.5	1,167.2	1,138.8	1,164.4	1,171.3	-0.1
Cadereyta	171.8	173.2	161.6	143.5	158.9	158.7	108.0	115.8	192.0	194.6	1.4
Madero	142.7	137.3	126.6	120.6	124.6	121.0	124.2	118.6	83.0	81.1	-6.1
Tula	223.2	261.4	255.4	294.7	269.1	286.0	290.1	281.6	274.8	258.0	1.6
Salamanca	166.4	161.4	150.8	151.6	170.0	162.6	159.4	162.3	159.0	160.8	-0.4
Minatitlán	197.4	198.2	188.3	170.2	162.1	176.2	179.6	166.6	172.1	175.2	-1.3
Salina Cruz	279.8	281.8	285.9	290.2	265.9	306.1	305.9	293.8	283.6	301.5	0.8
Importación	146.4	157.5	102.3	123.5	225.0	250.0	271.6	326.5	283.0	230.8	5.2
Destino	1,327.8	1,370.9	1,270.8	1,294.3	1,375.6	1,460.5	1,438.8	1,465.2	1,447.4	1,402.1	0.6
Demanda interna	1,214.1	1,317.0	1,214.7	1,254.5	1,331.4	1,396.6	1,372.5	1,418.6	1,408.3	1,347.1	1.2
Sector transporte	759.9	775.5	734.6	747.4	779.9	810.9	815.2	839.8	853.0	862.3	1.4
Sector eléctrico	280.8	341.0	287.5	315.3	362.3	401.5	389.9	420.0	401.3	349.8	2.5
Generación pública											
de electricidad	280.8	341.0	287.5	304.2	347.8	386.2	372.9	400.7	385.8	337.5	2.1
Generación por particulares											
de electricidad	-	-	-	11.1	14.6	15.3	17.0	19.3	15.5	12.3	
Productores independientes											
de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.2	0.5	
Autogeneración											
de energía eléctrica	-	-	-	11.1	14.6	15.3	17.0	19.2	15.4	11.8	
Sector industrial	113.3	140.5	125.2	124.0	125.2	124.0	111.5	106.9	102.8	83.6	-3.3
Sector petrolero	60.0	59.9	67.4	67.9	63.9	60.1	55.9	51.8	51.2	51.4	-1.7
Exportación	87.2	38.2	51.1	28.9	22.0	28.6	28.3	16.6	23.6	46.0	-6.9
Variación de inventarios <sup>1</sup>	26.5	15.6	5.0	10.9	22.3	35.3	38.0	30.0	15.5	8.9	-11.4

<sup>1</sup> Incluye diferencias.

Fuente: IMP, con información de Pemex y SENER.

En 2002 las exportaciones se ubicaron en 46 mbd, lo que equivale a un aumento de 95% respecto a 2001. Cabe señalar que este nivel no se alcanzaba desde 1995, lo que contribuyó a disminuir el déficit comercial en 2002. En ese año, la oferta nacional de petrolíferos cubrió 86.9% de la demanda nacional, lo que significó una mejora comparado con 2001 donde este porcentaje se ubicó en 82.7% (véase cuadro 8).

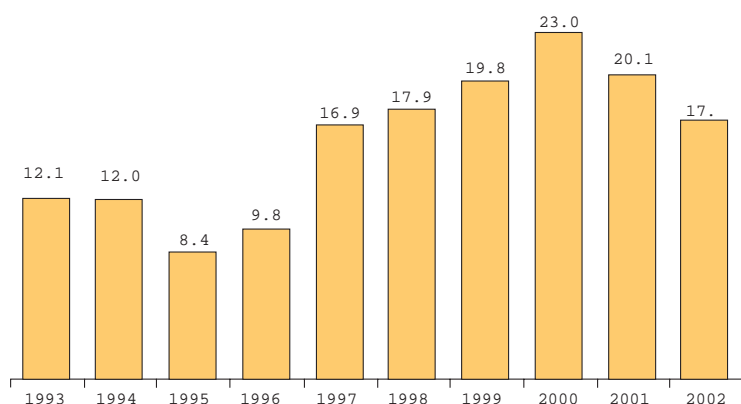
### 3.6 Gasolinas

#### 3.6.1 Demanda nacional de gasolinas

En el periodo de análisis, el mercado la demanda interna de gasolinas mostró una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 1.6%, cuya expansión estuvo asociada al dinamismo del autotransporte. En este lapso, el parque vehicular nacional a gasolina tuvo una tmca de 4.9%. Por lo tanto, el comportamiento de la demanda de gasolinas y la magnitud de vehículos en circulación observaron una tendencia creciente (véase gráfica 3).

Gráfica 2

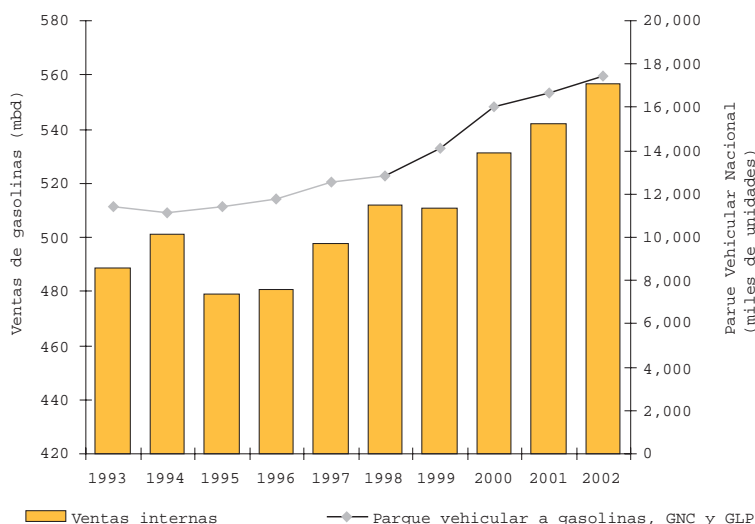
Porcentaje de la demanda de petrolíferos que se abastece con importaciones (%)



Fuente: Sener.

Gráfica 3

Demanda nacional de gasolinas y distribución del parque vehicular, 1993-2002 <sup>1</sup>

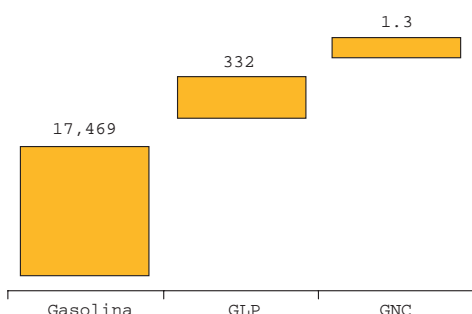


<sup>1</sup> Cifras de parque vehicular estimadas para los años 2001 y 2002.

Fuente: IMP, con base en Banco Mundial, Banxico, CONAPO, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

El parque vehicular estimado a gasolina, GLP y gas natural comprimido (GNC), se calcula que ascendió a 17.8 millones de unidades en el 2002, de los cuales el 98.1% son vehículos a gasolina, el 1.8% a GLP y el 0.01% a GNC. De esta manera, la demanda de gasolinas se mantiene como la de mayor relevancia respecto a los combustibles alternos (GLP y GNC), los cuales no han podido mantener una fuerte competencia dentro del mercado de los carburantes, siendo reducido el parque vehicular impulsado por estos energéticos (véase gráfica 4).

Gráfica 4  
Vehículos a gasolina, gas LP y GNC, 2002  
(miles de unidades)



Fuente: IMP, con base en Banco Mundial, Banxico, CONAPO, INEGI, SENER, Pemex y empresas privadas.

La demanda de gasolina Magna mostró una tmca de 12.4% en el transcurso de este periodo, siendo el producto que representa el mayor volumen de ventas de gasolinas para automotores. De acuerdo a sus características de calidad y eficiencia, dicho energético vino a sustituir paulatinamente a la gasolina Nova.

A partir de 1998, la gasolina Nova dejó de venderse en el mercado como una consecuencia de la preferencia revelada de los combustibles sin plomo, enfocados a la protección del ambiente. En 1996 se lanzó al mercado la gasolina Premium, generando gradualmente la sustitución de la gasolina de tipo Nova. A partir de entonces se observó un crecimiento promedio anual del 94.7%, con el cual se satisface un mercado específico de vehículos con motores de alta compresión que exigen un combustible con mayor rendimiento y un número de octano<sup>3</sup> superior al de la gasolina Magna.

La región con mayor demanda de gasolinas es la Centro, dada la mayor concentración del parque vehicular, la cual absorbió 32.4% del total nacional en 2002, seguida de la Centro-Occidente con 23.1% y la Noreste con 18.3%.

Cuadro 9  
Demanda regional de gasolinas, 2002  
(miles de barriles diarios)

Región	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Total	490.6	502.5	480.5	482.3	499.5	513.3	512.5	532.7	551.7	566.3	1.6
Noroeste	61.0	61.3	59.9	61.8	63.8	65.2	64.6	66.8	68.7	67.3	1.1
Noreste	91.4	93.0	88.1	88.8	92.8	96.4	94.0	98.4	102.0	103.9	1.4
Centro-Occidente	106.6	108.9	104.0	104.9	108.7	111.9	113.6	119.0	125.1	130.9	2.3
Centro	163.0	170.0	162.7	160.1	164.6	169.0	170.7	175.2	179.4	183.6	1.3
Sur-Sureste	68.7	69.2	65.9	66.7	69.7	70.7	69.8	73.2	76.5	80.6	1.8

Fuente: IMP con base en Pemex Refinación, Pemex Corporativo y SENER.

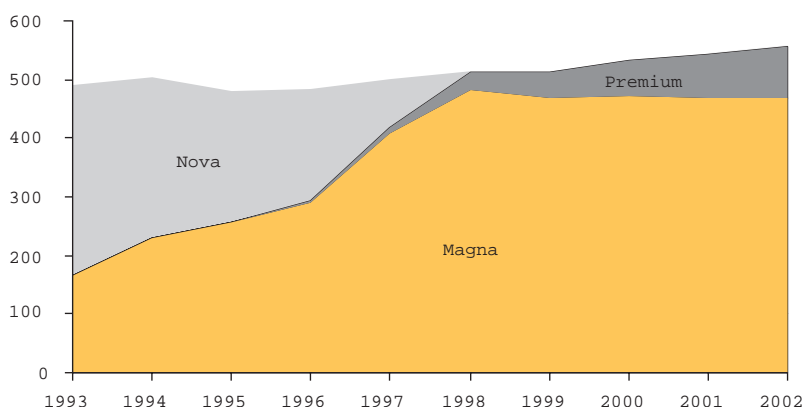
<sup>3</sup> Octanaje o número de octano es una medida de la calidad y capacidad antidetonante de las gasolinas para evitar las detonaciones y explosiones en las máquinas de combustión interna, de tal manera que se libere o se produzca la máxima cantidad de energía útil. Fuente: José Barroso Castillo, *Cultura Científica*, del sitio en línea <http://www.franquiciapemex.com/octanaje/que.htm>

En la actualidad existe una tendencia a favor de los combustibles más limpios, lo que exige una alta calidad ecológica, de allí que la demanda se ha orientado hacia las gasolinas sin plomo: Pemex Magna y Pemex Premium, las cuales representaron más del 99% de las ventas totales en el año 2002 (véase gráfica 5).

### 3.6.2 Producción nacional de gasolinas

Durante el periodo 1993-2002, la oferta interna de gasolinas se caracterizó por mostrar periodos de decrementos en la producción total, no obstante, los productos de mayor calidad (sin plomo) aumentaron paulatinamente su oferta. En el año de 1997 se observó la menor producción total, como una consecuencia del menor procesamiento de crudo en algunos centros de trabajo (véase cuadro 10).

Gráfica 5  
Demanda nacional de gasolinas por tipo, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex Refinación.

Cuadro 10  
Elaboración de gasolinas por tipo, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Total	417.5	429.7	422.1	415.9	387.7	411.3	405.3	392.6	389.8	398.1	-0.5
Base <sup>1</sup>	27.0	29.0	35.1	22.3	12.4	48.4	45.9	27.9	22.4	25.9	0.5
Nova	296.6	233.6	192.7	177.1	90.4	4.1	0.6	0.0	0.0	0.0	-
Otras <sup>2</sup>	1.6	1.8	1.3	1.4	1.3	1.2	1.0	0.8	0.8	0.5	-11.5
Pemex Magna	92.2	165.3	193.1	214.7	282.5	347.9	346.6	346.0	349.4	349.9	16.0
Pemex Premium	0.0	0.0	0.0	0.4	1.1	9.7	11.2	17.9	17.3	21.8	-

<sup>1</sup> Comprende gasolinas de líquidos más transferencias de Cangrejera.

<sup>2</sup> Incluye gasolvente, gasnafta y gasolina incolora. No incluye gasavión.

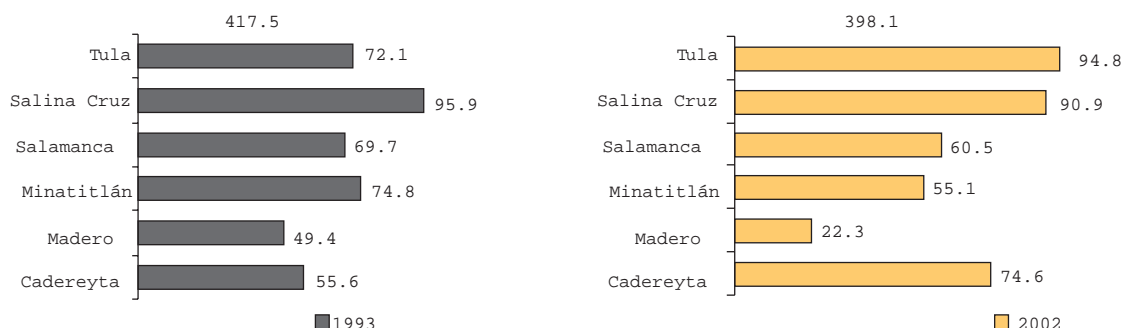
Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo y Pemex Refinación.

El mayor dinamismo en el crecimiento de la producción de gasolinas se observó en la Pemex Magna, la cual representó en el último año el 87.9% del total nacional. No obstante, pese a su escasa participación en el volumen total elaborado, la gasolina Pemex Premium en los últimos cinco años ha incrementado su presencia en la oferta del carburante. Esto, como resultado de la elaboración de un producto de mayor calidad, orientado a motores de alta compresión y que por su elevado rendimiento ofrecen una protección superior en la vida del motor.

En el 2002, las refinerías de Tula y Salina Cruz aportaron 47% de la producción; Cadereyta, Minatitlán y Salamanca 48%, y Madero 6%; la evolución de la elaboración total de gasolinas vino a la baja entre 1993 y 2002 (véase gráfica 6).

En el ámbito regional, la demarcación con mayor participación en la oferta nacional en el año 2002, fue la Sur-Sureste con el 36.7%, seguida por la Noreste con 24.3%, la Centro 23.8% y la Centro-Occidente con 15.2%.

Gráfica 6  
Producción de gasolinas por refinería, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo y Pemex Refinación.

Cuadro 11  
Coeficiente de complejidad en el SNR por tipo de proceso, 1993-2002

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
<b>Desintegración</b>											
catalítica y térmica	331.5	372.0	372.0	377.0	368.0	368.0	368.0	375.0	375.0	403.0	2.2
<b>Reformadora</b>											
de Naftas	166.8	222.8	222.8	227.8	227.8	226.0	226.0	268.8	268.8	299.5	6.7
Hidrodesulfuración	648.0	648.0	648.0	698.0	698.0	748.0	748.0	808.0	848.0	921.5	4.0

<sup>1</sup> Cifras a septiembre del 2002.

Fuente: IMP, con base en Pemex: Anuario Estadístico 2002; Instalaciones Petroleras 2002; y Pemex Refinación.

Por otra parte, la industria de la refinación ha llevado a cabo importantes inversiones en su estructura productiva, a fin de ofrecer gasolinas que le permitan satisfacer la creciente demanda con las especificaciones requeridas por la industria automotriz, por lo que resulta importante analizar los coeficientes de complejidad<sup>4</sup> (véase cuadro 11).

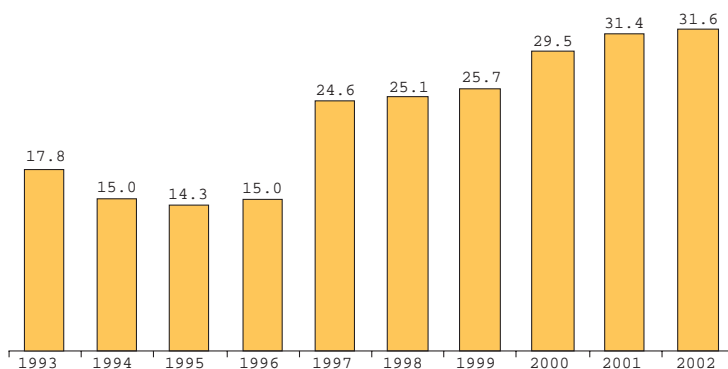
Con base en estos indicadores, se puede observar que los coeficientes de hidrodesulfuración son los de mayor magnitud en el periodo de estudio, lo cual indica que Pemex Refinación ha concentrado importantes esfuerzos orientados fundamentalmente a la generación de infraestructura, que permita la elaboración de productos con menor contenido de azufre. Asimismo, los índices de desintegración catalítica y reformación de naftas, destacan por su importancia en el desarrollo de procesos, cuyo propósito es la obtención de gasolinas de alto octano, entre otros productos valiosos.

El desempeño de la oferta nacional de gasolinas a través del periodo de estudio ha mostrado dificultades para cubrir la demanda, no obstante las políticas ambientales y de desarrollos tecnológicos en la industria automotriz, cada vez más exigentes en cuanto a las especificaciones de combustibles han inducido a Pemex Refinación a reconfigurar sus instalaciones, con el fin de desarrollar infraestructura que le permita mejorar la calidad de sus productos y reducir durante los próximos años la brecha existente entre la oferta y la demanda.

### 3.6.3 Comercio exterior de gasolinas

Desde 1997, la evolución de las importaciones de gasolinas han registrado una tendencia ascendente de 8.2% anual. En 2002, la producción nacional cubrió 68.4% de la oferta total y el 31.6% restante con importaciones. Cabe destacar que las compras externas se realizan a Estados Unidos y a Arabia Saudita.

Gráfica 7  
Contribución de las importaciones de gasolinas a la oferta total (%)



Fuente: Sener con base en Pemex Refinación y Pemex Corporativo.

Cuadro 12  
Importación de los principales petrolíferos, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)

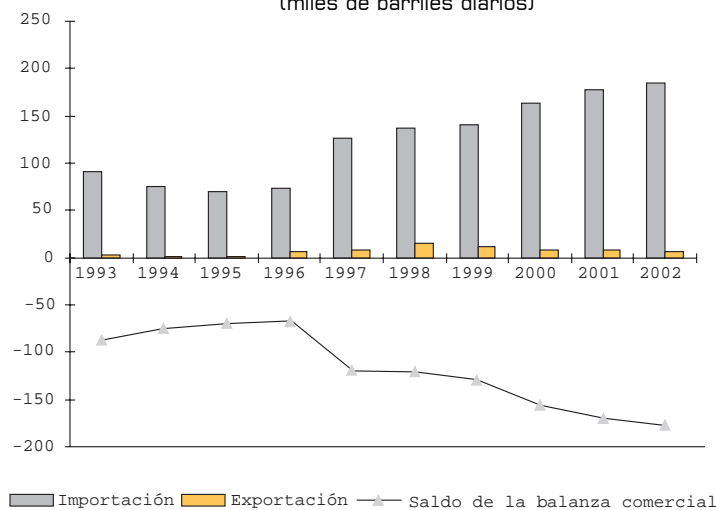
Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Gasolinas	90.8	75.9	70.6	73.2	126.6	137.5	140.3	163.9	178.1	184.2	8.2
Diesel	0.0	0.0	1.1	10.4	18.3	19.4	35.4	42.0	16.6	27.3	-
Combustóleo	55.3	81.3	30.4	40.0	80.1	91.1	93.1	116.5	85.2	17.6	-11.9
Turbosina	0.3	0.3	0.3	0.0	0.1	2.0	2.7	4.1	3.1	1.7	20.6

<sup>1</sup> Incluye maquila para el periodo histórico.  
Fuente: IMP, con información de Pemex y SENER.

<sup>4</sup> Es un índice que permite conocer la relación que guarda la capacidad de los procesos secundarios respecto a la destilación primaria, estableciendo de acuerdo a los procesos, hacia dónde se ha orientado la mayor atención del SNR.

Las exportaciones de gasolinas han sido reducidas, lo que propició que el saldo de la balanza comercial haya sido negativo, registrando un déficit de -177.4 mbd en el 2002. Desde 1999 hasta el 2002, el producto que más se ha exportado es el Blendstock<sup>5</sup>. Estados Unidos, Guatemala, Belice y Japón fueron los países que más demandaron el producto (véase gráfica 8).

Gráfica 8  
Exportación e Importación de gasolinas, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex y SENER.

Cuadro 13  
Balance nacional de gasolinas, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Origen	508.2	505.6	492.7	489.1	514.2	548.8	545.6	556.4	567.9	582.3	1.5
Producción	417.5	429.7	422.1	415.9	387.7	411.3	405.3	392.6	389.8	398.1	-0.5
Cadereyta	55.6	54.2	50.4	46.5	48.7	49.7	41.0	34.7	64.0	74.6	3.3
Madero	49.4	50.3	42.4	37.4	39.4	40.0	42.0	39.7	23.0	22.3	-8.4
Tula	72.1	82.0	88.8	107.3	89.2	95.9	102.2	106.0	102.2	94.8	3.1
Salamanca	69.7	69.2	61.6	60.9	63.0	56.2	59.1	55.5	55.0	60.5	-1.6
Minatitlán	74.8	74.5	79.1	63.8	53.0	64.0	59.4	55.3	55.9	55.1	-3.3
Salina Cruz	95.9	99.5	99.7	100.0	94.4	105.4	101.6	101.4	89.8	90.9	-0.6
Importación <sup>1</sup>	90.8	75.9	70.6	73.2	126.6	137.5	140.3	163.9	178.1	184.2	8.2
Destino	508.2	505.6	492.7	489.1	514.2	548.8	545.6	556.4	567.9	582.3	1.5
Demanda interna	490.6	502.5	480.5	482.3	499.5	513.3	512.5	532.7	551.7	566.3	1.6
Sector transporte	488.9	501.1	478.8	480.6	497.8	511.7	511.0	531.4	550.6	565.3	1.6
Sector petrolero	1.8	1.4	1.8	1.7	1.7	1.6	1.5	1.2	1.1	1.0	-6.0
Exportación	3.7	0.4	1.0	6.1	8.3	16.1	11.5	8.5	8.3	6.8	7.0
Variación de inventarios <sup>2</sup>	13.9	2.7	11.1	0.7	6.4	19.4	21.6	15.3	7.9	9.2	-

<sup>1</sup> Incluye maquila para el período histórico.

<sup>2</sup> Incluye diferencias.

Fuente: IMP, con información de Pemex y SENER.

<sup>5</sup> Es una mezcla de gasolinas de diferentes corrientes de proceso que sirve para conformar el pool de gasolinas.

### 3.7 Diesel

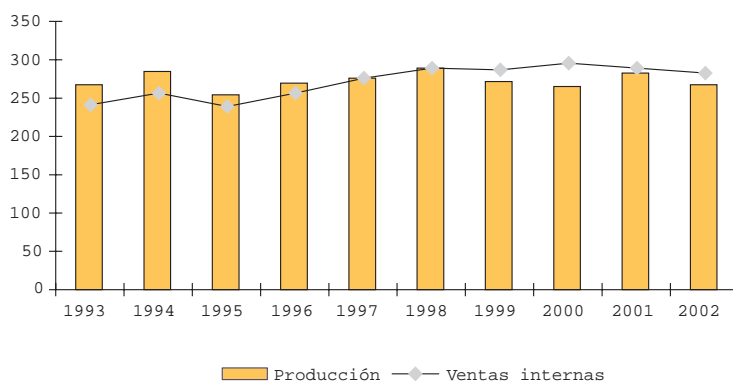
#### 3.7.1 Demanda nacional de diesel

La demanda de diesel proviene principalmente del sector transporte, donde es utilizado por vehículos pesados, de carga, pasajeros, en operaciones aeroportuarias, barcos y ferrocarriles. Asimismo, fuera de este sector, la energía generada por el diesel tiene diversas utilidades, contribuye a una variedad muy amplia de actividades económicas incluyendo la agricultura, construcción, minería, explotación petrolera y generación eléctrica.

La demanda de diesel, al igual que otros combustibles, ha exigido una constante mejora en la calidad del combustible, situación que ha sido influenciada por los requerimientos para mejorar las condiciones del aire, por lo que se ha logrado que las emisiones contaminantes del diesel se reduzcan de manera significativa.

El desempeño de la demanda de diesel indica su importancia para un sector dinámico y económicamente significativo, como es el caso del transporte, identificado como el mayor consumidor de este energético. Durante el 2002, el consumo de diesel por sector se distribuyó de la siguiente manera: el sector transporte empleó el 85.6%; el sector industrial el 7.6%, el petrolero participó con 4.1%; y finalmente el eléctrico con el 2.7% (véase gráfica 9).

Gráfica 9  
Producción y demanda nacional de diesel, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo, Pemex Refinación y SENER.

Cuadro 14  
Demanda nacional de diesel por sector, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Total	241.1	256.9	239.5	256.1	275.2	288.5	286.2	295.9	288.3	282.4	1.8
Eléctrico	5.2	5.9	4.6	4.5	6.3	9.0	8.4	11.7	8.9	7.7	4.4
Industrial <sup>1</sup>	-	18.7	14.3	20.4	23.9	23.8	21.4	23.4	22.3	21.4	-
Petrolero	6.9	7.8	11.0	12.2	12.7	12.3	11.5	11.2	12.5	11.7	6.1
Transporte	229.0	224.5	209.5	218.9	232.3	243.3	244.9	249.6	244.6	241.6	0.6

<sup>1</sup> Cifra no disponible para 1993.

Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo, Pemex Refinación y SENER.

### 3.7.1.1 Sector eléctrico

#### Sector Público (CFE, LFC y PIE's)

El mayor consumo promedio de diesel se efectuó en unidades de turbogás (60.4%), que utilizan gas natural o diesel de forma alternativa. El restante 39.6% del energético se distribuyó principalmente entre las tecnologías de ciclo combinado de la CFE, carboeléctrica y combustión interna. Cabe señalar que desde el año 2001, los productores independientes de energía (PIE's) están presentes en el consumo de este combustible.

A escala regional, la región Sur-Sureste en el periodo 1993-2002, ha tenido una participación promedio de 50.5% en el consumo nacional de diesel, debido a que cuenta con plantas de ciclo combinado y turbogás que utilizan este hidrocarburo, además desde el año 2000 se incorporó el PIE Mérida III (véase gráfica 10).

Las regiones Noroeste y Noreste participaron de manera conjunta con 47.3%; en la primera, a partir del 2001 se incorporó al consumo local el PIE Hermosillo mientras que en la segunda influyeron en el consumo centrales como la de Río Escondido y Carbón II, y algunas plantas de turbogás como Parque, Chihuahua y Tecnológico.

La menor participación en el consumo de este combustible fue por parte de la regiones Centro-Occidente (2.2%) y Centro (0%). En esta última se dejó de utilizar desde 1996, como efecto de las restricciones ambientales que se han llevado a cabo en la zona, en su lugar quedaron otras fuentes alternas de combustible.

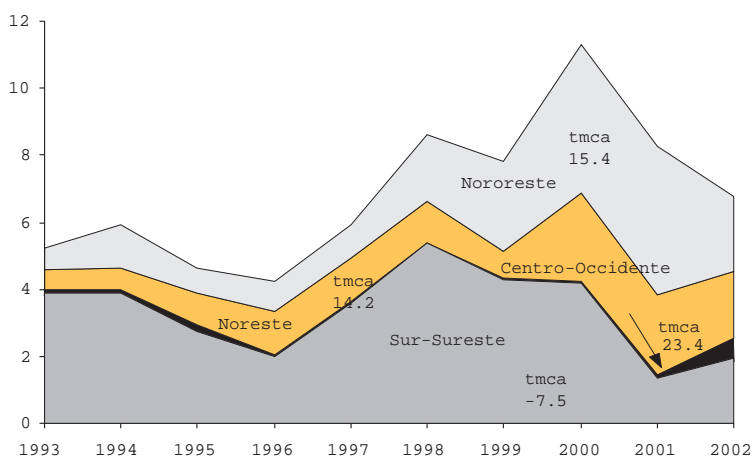
#### Sector Privado (Autogeneración)

En el sector privado, el diesel se emplea principalmente en motores de combustión interna, que permiten el suministro de energía eléctrica en horas pico. La distribución por modalidad y principal actividad que consumió este petróleo, fue en el siguiente orden: usos propios continuos y autoabastecimiento (minería), y cogeneración (química). El consumo en este rubro llegó a 0.9 mbd en el 2002 (véase cuadro 16).

### 3.7.1.2 Sector industrial

En este sector se consumen tanto el diesel desulfurado destinado al impulso de fuentes fijas, como el Pemex diesel para los vehículos utilizados en diversas ramas industriales. En 2002 este sector consumió 7.6% del total nacional.

Gráfica 10  
Consumo de diesel del sector eléctrico público, incluye PIE, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en la CFE.

La industria de la construcción es la rama que realizó la mayor demanda del combustible, tan sólo se calcula que el 43% de los vehículos ocupados lo emplean en sus actividades como energético, al igual que casi el 100% de la maquinaria utilizada, como excavadoras, niveladoras, grúas, perforadoras, pavimentadoras, entre otras, y para las cuales no existe sustituto del diesel<sup>6</sup>.

En periodos de recesión económica, la construcción es una de las ramas más afectadas y consecuentemente también se origina una caída en la demanda de diesel, hecho que se reflejó en una contracción de las ventas de 23.5% en el sector industrial en 1995 cuando se presentó la crisis económica en el país. La segunda rama con mayor consumo de diesel fue la minería, que también mantiene una dependencia importante con este combustible y que aportó aproximadamente el 72% de la energía consumida en la rama. En el resto del sector se utilizó el energético, aunque sus consumos fueron menores y poco significativos.

### 3.7.1.3 Sector petrolero

La demanda proveniente de este sector ha crecido a una tmca de 6.1%, resultado de las necesidades generadas en la economía por una mayor cantidad de energéticos (véase cuadro 16). El mayor consumo de diesel en el sector petrolero se atribuye a Pemex Exploración y Producción (PEP), donde se utiliza principalmente en sistemas de bombeo y en maquinaria pesada, enfocada a la extrac-

ción de crudo, en esta actividad se realizó el 89.7% de la demanda en el sector. El resto de las subsidiarias, mantuvieron consumos reducidos, ya que en conjunto sólo utilizaron el 11.3% del diesel demandado en el sector.

### 3.7.1.4 Sector transporte

En el sector transporte el diesel es una fuente de energía fundamental, debido a que la mayor parte de las unidades de este tipo, son automotores pesados cuyas maquinarias requieren ser impulsadas por un combustible confiable y eficaz para proporcionar la energía requerida a velocidades menores. El diesel es la energía predominante en el transporte público, en vehículos de carga, en camiones de limpia, en trenes y en barcos, ya que su funcionalidad lo convierte en un energético indispensable en este sector. Su demanda representó el 82.1% del total nacional en el año 2002, esta participación ha sido constante a lo largo del periodo de análisis.

En lo referente a la demanda regional, el crecimiento de las ventas resultó semejante en cuatro de las cinco demarcaciones; en la región Sur-Sureste se presentó la menor tmca (1.4%), mientras que en el resto de las regiones esta tasa fluctuó entre 1.8% y 1.9%. En el Centro-Occidente se llevó a cabo el mayor consumo de diesel, al venderse 57.6 mbd en 1993, es decir el 23.9% del total nacional, y para 2002 fue similar esta participación con ventas de 68.4 mbd (véase cuadro 15).

Cuadro 15  
Demanda interna de diesel por región, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)

Región	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Total	241.1	256.9	239.5	256.1	275.2	288.5	286.2	295.9	288.3	282.4	1.8
Noroeste	33.4	35.7	35.3	39.1	41.0	43.7	43.1	43.9	43.0	39.3	1.8
Noreste	49.6	54.1	51.0	55.2	60.0	62.4	59.8	62.6	59.4	58.2	1.8
Centro-Occidente	57.6	61.0	54.7	58.5	63.2	65.4	67.1	69.3	68.1	68.4	1.9
Centro	49.8	51.5	46.9	49.3	52.2	54.1	56.5	58.0	57.8	59.1	1.9
Sur-Sureste	50.8	54.6	51.5	54.0	58.8	62.8	59.7	62.1	60.1	57.3	1.4

Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo, Pemex Refinación y SENER.

<sup>6</sup> Fuente: Diesel Technology Forum del sitio en línea: <http://www.dieselforum.org/>

En los años 2000 y 2001, se observó una contracción de las ventas internas de diesel, en el primero de estos años la caída fue de 3% y para el año siguiente el descenso fue de 2%.

### 3.7.2 Producción nacional de diesel

La producción de diesel ha mantenido una línea de mejora continua en la calidad, procurando elaborar un combustible con buenas condiciones para el ambiente. El objetivo principal ha sido elevar el índice de cetano<sup>7</sup> y reducir el contenido de azufre, apoyando a abatir los niveles de contaminantes emitidos por fuentes móviles y fijas. El progreso en la calidad de diesel ha sido necesario para responder a las exigencias de los desarrollos tecnológicos en la industria automotriz y en los procesos industriales.

Para lograr estos objetivos, Pemex ha tenido que realizar inversiones importantes con el fin de modernizar sus refinerías y lograr un diesel más cercano a los niveles óptimos de calidad. En este caso, se han instalado unidades de hidrotreamiento que contribuyen a alcanzar el objetivo planteado.

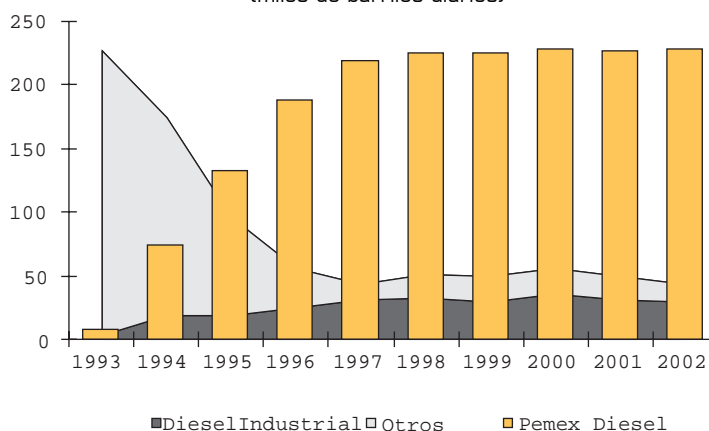
Tratando de cumplir con las normas establecidas y los estándares de calidad, tanto nacionales como internacionales, en la actualidad se elaboran principalmente dos tipos de producto: Pemex diesel

destinado al sector autotransporte y diesel desulfurado para usos industriales. Pemex diesel tiene el primer lugar en la elaboración de este energético, al ser el sector autotransporte uno de los mayores consumidores de energía. Existen otros tipos de diesel que tienen una participación reducida, como el diesel marino (véase gráfica 11).

La producción nacional de diesel muestra un comportamiento estable durante los últimos diez años. El 2002 la producción presentó una caída de 5%, luego de un crecimiento de 6% en el año anterior como consecuencia de los trabajos de reconfiguración de Madero. (véase gráfica 12) El diesel ocupa el tercer lugar en cuanto a producción se refiere, después del combustóleo y la gasolina.

En cuanto a la importancia por centro productor, Cadereyta mostró un significativo aumento para sustituir a Madero, cuyo aporte a la producción disminuyó a lo largo del periodo como consecuencia de su reconfiguración. En 1993 Madero aportó el 14% del total de la producción, para el 2002 sólo produjo el 7%. Mientras tanto, Cadereyta incrementó su participación en la refinación del energético para pasar de un aporte del 13% en 1993, al 22% en 2002. Salina Cruz ha sido el centro productor más importante a lo largo del periodo, manteniendo constantes sus niveles de producción. En el resto de las refinerías, la elaboración se mantuvo en un nivel estable (véase gráfica 12).

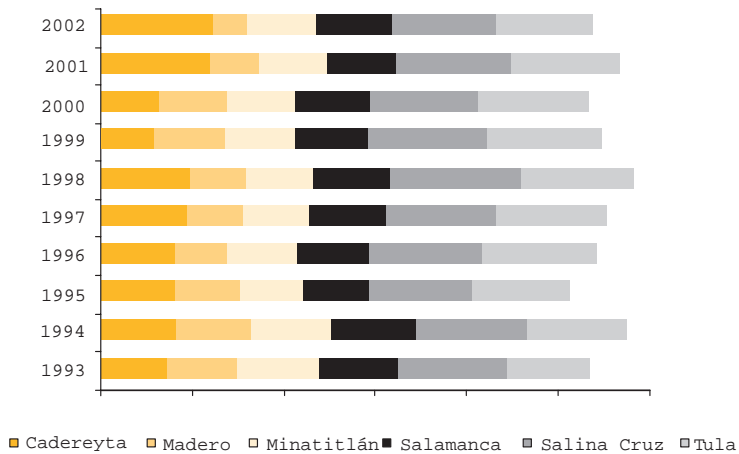
Gráfica 11  
Producción de diesel por tipo de producto, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo, Pemex Refinación y SENER.

<sup>7</sup> El índice de cetano es la medida de la calidad de ignición y capacidad antidetonante del Diesel y es indicativo del grado de eficiencia de la combustión de este energético en el motor, de forma tal que se produzca la máxima cantidad de energía aprovechable.

Gráfica 12  
Producción de diesel por refinería  
(miles de barriles diarios)



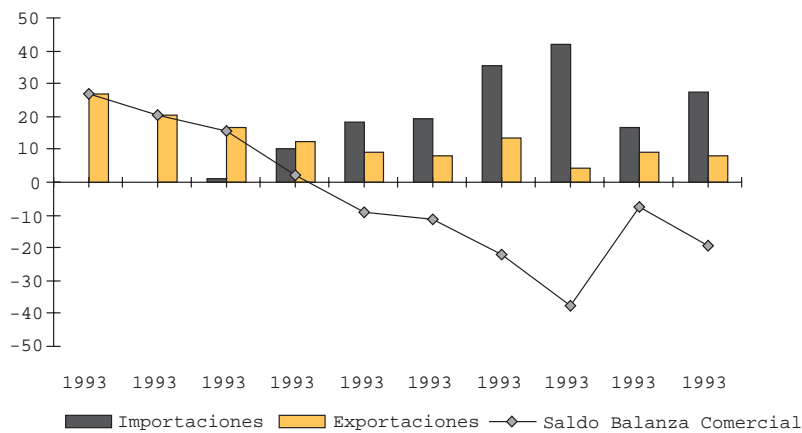
Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo, Pemex Refinación y SENER.

### 3.7.3 Comercio exterior de diesel

Hasta 1996 el saldo de la balanza comercial de diesel resultó positiva. Sin embargo, a partir de ese año las importaciones comenzaron a incrementarse en mayor proporción que las exportaciones debido a que la oferta nacional resultó insuficiente para satisfacer

la creciente demanda interna. En 2002 la oferta interna satisfizo 94.5% de la demanda nacional, por lo que las importaciones se incrementaron en 1.7 mbd respecto a 2001. En cuanto a las exportaciones, se comercializaron 8 mbd, cifra ligeramente inferior a la de 2001.

Gráfica 13  
Comercio exterior de diesel, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo, Pemex Refinación, SENER.

Cuadro 16  
Balance nacional de diesel, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
<b>Origen</b>	<b>266.7</b>	<b>284.4</b>	<b>255.9</b>	<b>279.9</b>	<b>293.7</b>	<b>309.4</b>	<b>307.3</b>	<b>307.4</b>	<b>298.2</b>	<b>294.2</b>	<b>1.1</b>
Producción	266.7	284.4	254.8	269.6	275.4	290.0	271.9	265.4	281.6	266.9	0.0
Cadereyta	35.3	41.6	39.2	38.4	44.9	47.4	27.9	30.8	59.0	59.7	6.0
Madero	38.4	38.7	33.8	29.4	30.1	30.1	37.6	35.5	26.0	18.7	-7.7
Tula	46.5	52.9	52.9	63.5	61.0	62.1	62.5	60.4	58.8	51.3	1.1
Salamanca	42.9	46.2	35.2	39.2	42.6	41.6	39.5	40.7	37.6	41.1	-0.5
Minatitlán	43.5	44.1	36.9	37.3	36.7	36.4	38.8	38.1	36.9	37.3	-1.7
Salina Cruz	60.1	60.9	56.7	61.8	60.0	72.3	65.5	59.9	63.4	58.7	-0.3
Importación <sup>1</sup>	-	-	1.1	10.4	18.3	19.4	35.4	42.0	16.6	27.3	-
<b>Destino</b>	<b>266.7</b>	<b>284.4</b>	<b>255.9</b>	<b>279.9</b>	<b>293.7</b>	<b>309.4</b>	<b>307.3</b>	<b>307.4</b>	<b>298.2</b>	<b>294.2</b>	<b>1.1</b>
Demanda interna	241.1	256.9	239.5	256.1	275.2	288.5	286.2	295.9	288.3	282.4	1.8
Sector industrial <sup>2</sup>	-	18.7	14.3	20.4	23.9	23.8	21.4	23.4	22.3	21.4	-
Sector petrolero	6.9	7.8	11.0	12.2	12.7	12.3	11.5	11.2	12.5	11.7	6.1
Sector transporte	229.0	224.5	209.5	218.9	232.3	243.3	244.9	249.6	244.6	241.6	0.6
Sector eléctrico	5.2	5.9	4.6	4.5	6.3	9.0	8.4	11.7	8.9	7.7	4.4
Generación pública											
de electricidad (CFE y LyFC)	5.2	5.9	4.6	4.2	5.9	8.6	7.8	11.2	8.1	6.3	2.1
Generación por particulares											
de electricidad	-	-	-	0.3	0.4	0.4	0.6	0.6	0.7	1.4	-
Productores independientes											
de energía	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.2	0.5	-
Autogeneración de											
energía eléctrica	-	-	-	0.3	0.4	0.4	0.6	0.4	0.6	0.9	-
Exportación	26.9	20.3	16.6	12.4	9.2	8.2	13.6	4.4	8.9	8.0	-12.6
Variación de inventarios <sup>3</sup>	-1.3	7.1	-0.1	11.4	9.3	12.7	7.6	7.1	1.0	3.8	-

<sup>1</sup> Incluye maquila para el período histórico.

<sup>2</sup> Cifra no disponible para 1993

<sup>3</sup> Incluye diferencias.

Fuente: IMP, con información de Pemex y SENER.

## 3.8 Turbosina

### 3.8.1 Demanda nacional de turbosina

En un mundo cada vez más globalizado resulta vital contar con un transporte aéreo eficiente y moderno, adecuado al ritmo de expansión del intercambio de mercancías y turismo entre países. Durante el último siglo, la seguridad y la rapidez fueron las características que hicieron del transporte aéreo una parte importante del desarrollo del mundo contemporáneo. En México, la apertura hacia el exterior fue el detonante que aceleró el crecimiento de la aviación y demostró el valor estratégico que éste tendría a partir de ese momento para la economía mexicana, que necesitaba involucrarse en el proceso de globalización que se vive desde hace poco más de tres décadas a nivel mundial.

Aunque el desarrollo de la aeronáutica nacional fue ciertamente más lento que en otros países, actualmente para responder a las necesidades de la modernidad, la aviación mexicana cuenta con 85 aeropuertos, de los cuales 28 operan únicamente para vuelos nacionales y 57 para son de carácter internacional. Adicionalmente existen 5,966 aviones matriculados; 1,179 son aviones comerciales y el resto son privados, además de que se contabilizan 567 naves oficiales.

Cuadro 17  
Pasajeros transportados en servicio particular, 1993-2001<sup>1</sup>  
(miles de pasajeros)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Total	25,152	29,131	25,192	26,493	28,896	30,922	32,662	33,974	33,673	3.7
Nacionales	18,947	22,353	18,674	18,580	20,645	22,242	23,856	24,175	23,996	3.0
Extranjeros	6,205	6,778	6,518	7,913	8,251	8,680	8,806	9,799	9,677	5.7

<sup>1</sup> Datos disponibles únicamente hasta el año 2001.  
Fuente: SCT, *La Aviación Mexicana en Cifras, 1989-2001*

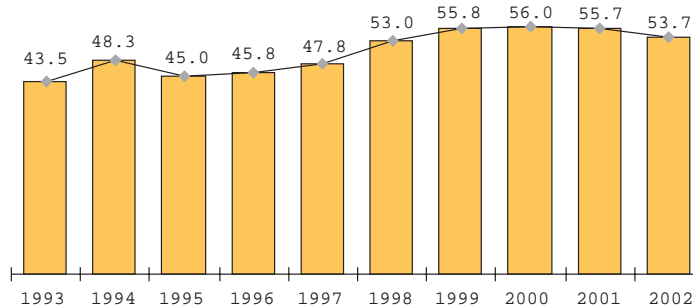
La actividad aeronáutica nacional no se encuentra ajena a la crisis de la aviación mundial, que dio sus primeros signos de aparición durante el año 2000 y cuyos efectos se resintieron con mayor fuerza en los años 2001 y 2002. El número de pasajeros transportados mostró un crecimiento estable hasta el año 2000, sin embargo para el año 2001 ya se pudo observar una contracción en el número de boletos vendidos para vuelos comerciales (véase cuadro 17).

En lo referente a la carga transportada por vía aérea, durante el periodo 1993-2001 se tuvo una tmca del 5.6%, siendo 1999 el año en que se alcanzó la mayor cifra de volumen transportado de

mercancías, con 407,282 toneladas. Las empresas extranjeras muestran un crecimiento superior a las nacionales en este rubro, 6.6% contra 4.5%, lo cual se debe principalmente a que las compañías aéreas mexicanas tienen como giro principal el transporte de pasajeros.

La disminución del número de pasajeros y de la carga transportada se ha reflejado en una menor actividad aérea y consecuentemente una contracción de la demanda de turbosina en los últimos años (2001 y 2002), luego de mostrar un crecimiento moderado hasta el año 2000. Entre los años 1993 y 2002, la tmca de las ventas totales de turbosina fue de 2.4 (véase gráfica 14).

Gráfica 14  
Demanda nacional de turbosina<sup>1</sup>, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)



<sup>1</sup> Incluye gasavión.

Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo, Pemex Refinación y SENER.

Cuadro 18  
Demanda nacional de turbosina por región<sup>1</sup> 1993-2002  
(miles de barriles diarios)

Región <sup>1</sup>	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Total	43.5	48.3	45.0	45.8	47.8	53.0	55.8	56.0	55.7	53.7	2.4
Noroeste	5.8	6.3	6.0	6.3	6.6	6.9	7.5	7.4	7.6	7.4	2.8
Noreste	4.5	7.0	3.9	3.8	4.0	4.1	4.0	3.8	4.3	4.0	-1.3
Centro-Occidente	8.4	6.5	7.9	8.7	9.5	10.5	11.3	11.6	11.4	10.7	2.7
Centro	15.3	19.7	18.2	17.2	17.4	21.2	21.3	21.2	20.7	20.8	3.5
Sur-Sureste	9.5	8.8	9.1	9.7	10.2	10.2	11.7	12.0	11.7	10.8	1.5

<sup>1</sup> Incluye gasavión.

Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo, Pemex Refinación y SENER.

La región Noreste presenta la situación más singular, ya que después de registrar un nivel de ventas de 7.0 mbd en 1994, posteriormente tuvo una caída significativa para terminar el periodo de estudio con una tmca de -1.3%. Mientras tanto, la región Centro fue en donde se realizó la mayor cantidad de ventas, al reportar tasas de crecimiento destacadas, como la de 1998 cuando las ventas crecieron 21.8%, por lo que a fines de 2002, en esta región se había alcanzado una tmca de 3.5%, en el resto de las regiones la tendencia fue similar, registrando tasas positivas (véase cuadro 18).

El aeropuerto Benito Juárez de la Cd. de México es el mayor demandante de turbosina por el nivel de actividad que registra, tanto de vuelos nacionales como internacionales, siendo el origen y destino más importante del país. Por esta razón, la región Centro manifiesta el mayor nivel de demanda en el ámbito nacional.

### 3.8.2 Producción nacional de turbosina

La oferta de turbosinas mostró un comportamiento descendente con una tasa de -2.6% anual en el periodo 1993-2002, equivalente a 15.1 mbd. Lo anterior, como consecuencia de una reducción en la oferta por parte de las refinerías de Cadereyta, Madero y Minatitlán. En el caso de Madero este comportamiento puede atribuirse a los trabajos de reconfiguración. En los otros dos centros, la producción se orientó hacia una mayor elaboración de diesel (véase cuadro 19).

### 3.8.3 Comercio exterior de turbosina

En los primeros seis años del periodo de estudio, el comercio exterior de la turbosina resultó positivo, esto como consecuencia del amplio margen de producción que permitió cubrir la demanda nacional y mantener un excedente destinado a la exportación. En

Cuadro 19  
Elaboración de turbosina por refinería, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Total	71.9	74.3	70.5	62.3	56.7	57.7	58.4	55.7	57.1	56.8	-2.6
Cadereyta	13.4	12.9	7.7	3.4	3.8	1.1	0.6	0.0	3.3	3.9	-12.8
Madero	4.0	3.7	5.1	3.9	4.0	4.3	3.3	3.4	1.0	0.5	-20.4
Minatitlán	13.5	11.5	9.6	7.3	7.2	7.1	5.9	3.6	4.3	3.1	-15.0
Salamanca	8.4	6.7	8.1	8.9	10.2	11.1	11.6	11.9	11.8	11.1	3.1
Salina Cruz	16.3	16.4	19.7	18.7	13.1	12.1	14.5	15.6	15.0	17.1	0.5
Tula	16.3	23.2	20.3	20.1	18.2	22.0	22.4	21.3	21.6	21.1	2.9

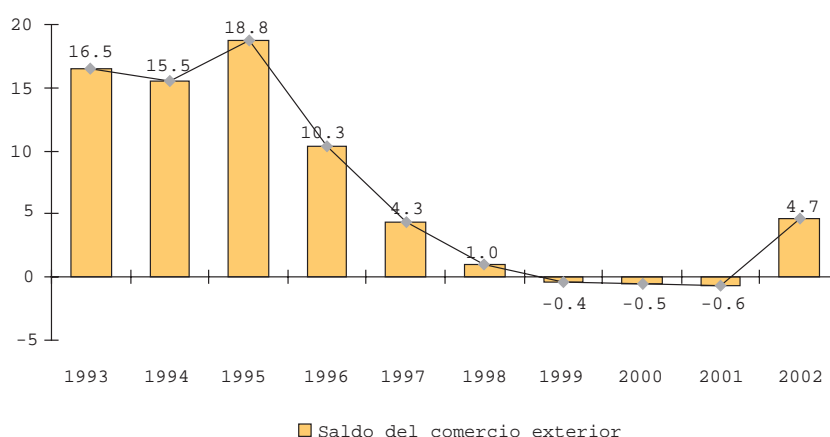
Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo y Pemex Refinación.

1995 se alcanzó el saldo más favorable para el país, sin embargo, a partir de 1999 se presentaron tres años consecutivos en los que se registró un saldo ligeramente negativo y fue hasta el año 2002 en el cual nuevamente se recuperó un balance positivo (véase gráfica 15).

En términos globales, las exportaciones registraron un descenso anual del -10.3% a lo largo del periodo 1993-2002. En 1995 se registra el mayor nivel de ventas al exterior cuando se comercializaron 19.1 mbd, mientras que en 1999, se registró el volumen de exportación más bajo 2.3 mbd.

En lo referente a las importaciones, éstas muestran un comportamiento irregular en el periodo histórico, siendo mínimas porque la producción nacional ha sido autosuficiente para cubrir la demanda interna, por ello el nivel de las compras al exterior ha sido muy reducido en volumen. La magnitud de turbosina que se compró del exterior fundamentalmente fue de maquila, es decir, producto intermedio. De esta manera, las importaciones alcanzaron su nivel máximo en el año 2000 con un volumen de 4.1 mbd (véase cuadro 20).

Gráfica 15  
Saldo del comercio exterior de turbosina  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo, Pemex Refinación y SENER.

Cuadro 20  
Balance nacional de turbosina<sup>1</sup>, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Origen	72.2	74.6	70.8	62.4	56.7	59.7	61.1	59.9	60.2	58.4	-2.3
Producción	71.9	74.3	70.5	62.3	56.7	57.7	58.4	55.7	57.1	56.8	-2.6
Cadereyta	13.4	12.9	7.7	3.4	3.8	1.1	0.6	-	3.3	3.9	-12.8
Madero	4.0	3.7	5.1	3.9	4.0	4.3	3.3	3.4	1.0	0.5	-20.4
Tula	16.3	23.2	20.3	20.1	18.2	22.0	22.4	21.3	21.6	21.1	2.9
Salamanca	8.4	6.7	8.1	8.9	10.2	11.1	11.6	11.9	11.8	11.1	3.1
Minatitlán	13.5	11.5	9.6	7.3	7.2	7.1	5.9	3.6	4.3	3.1	-15.0
Salina Cruz	16.3	16.4	19.7	18.7	13.1	12.1	14.5	15.6	15.0	17.1	0.5
Importación <sup>2</sup>	0.3	0.3	0.3	0.0	0.1	2.0	2.7	4.1	3.1	1.7	20.6
Destino	72.2	74.6	70.8	62.4	56.7	59.7	61.1	59.9	60.2	58.4	-2.3
Demanda interna	43.5	48.3	45.0	45.8	47.8	53.0	55.8	56.0	55.7	53.7	2.4
Sector transporte	43.5	48.3	44.6	45.6	47.8	53.0	55.8	56.0	55.7	53.7	2.4
Sector petrolero	0.0	-	0.5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-
Exportación	16.8	15.8	19.1	10.3	4.4	3.0	2.3	3.6	2.5	6.3	-10.3
Variación de inventarios <sup>3</sup>	12.0	10.5	6.7	6.2	4.6	3.7	2.9	0.3	2.0	-1.6	-

<sup>1</sup> Incluye gasavión.

<sup>2</sup> Incluye maquila.

<sup>3</sup> Incluye diferencias.

Fuente: IMP, con base en ASA, DGAC, Pemex y SENER.

### 3.9 Combustóleo

#### 3.9.1 Demanda nacional de combustóleo

El volumen de la demanda interna de combustóleo se ubicó en 444.7 mbd durante el año 2002, mismo que lo colocó, en términos de volumen, como el segundo petrolífero en importancia dentro de este renglón, sólo después de las gasolinas. En ese año, el consumo nacional estuvo distribuido principalmente en los sectores eléctrico, industrial, petrolero y transporte, en porcentajes de 76.9, 14, 8.7 y 0.4% respectivamente. Sin embargo, la demanda interna fue inferior en 13.2% a la registrada el año anterior, debido principalmente a la caída del consumo en el sector eléctrico, provocada en gran parte por el proceso de sustitución de gas natural por combustóleo, y por otro lado la disminución significativa de la actividad industrial (véase cuadro 21).

En el periodo de análisis, la demanda nacional registró una tasa de crecimiento promedio anual de 0.1%. En la región Sur-Sureste se consumió la mayor cantidad de combustóleo durante 2002, abarcando 27.6% del total, seguida en importancia de la región Cen-

tro-Occidente, que registró una participación de 24.3%, siendo las regiones Centro (17.4%), Noreste (15.9%) y Noroeste (14.8%), de menor consumo.

#### 3.9.1.1 Sector eléctrico

##### Sector público (CFE, LFC y PIE's)

La generación de energía eléctrica pública, se integra de la oferta de Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de Luz y Fuerza del Centro (LFC); a la primera, se le incorporan las entregas de energía que llevan a cabo los Productores Independientes de Energía (PIE's).

El combustóleo ha sido el principal energético utilizado para la generación de electricidad del sector público. Durante el periodo 1993-2002 su demanda representó en promedio el 65.3% del total de los cuatro combustibles analizados (véase cuadro 22). Este energético se empleó en centrales térmicas convencionales, sistemas duales, ciclo combinado y de combustión interna. Parte de estas centrales térmicas se localizan en puertos o próximas a las refinerías de Pemex.

Cuadro 21  
Demanda interna de combustóleo por sector, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Total	438.9	509.2	449.7	470.3	508.8	541.8	518.0	534.1	512.6	444.7	0.1
Eléctrico <sup>1</sup>	275.6	335.1	282.9	310.7	356.0	392.5	381.5	408.3	392.4	342.1	2.4
Industrial	111.0	121.8	111.0	103.6	101.4	100.2	90.1	83.6	80.5	62.2	-6.2
Petrolero	51.3	50.7	54.1	53.8	49.4	46.2	42.9	39.4	37.6	38.6	-3.1
Transporte	1.0	1.6	1.7	2.3	2.0	2.9	3.4	2.9	2.1	1.8	6.8

<sup>1</sup> Incluye los sectores público y de autogeneración.

Fuente: IMP, con base en la CFE, CRE, Pemex Corporativo y Pemex Refinación.

Cuadro 22  
Consumo de combustibles fósiles en el sector eléctrico público, 1993-2002  
(miles de barriles diarios equivalentes a combustóleo)

Combustible	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Total	382.3	465.2	422.7	449.6	499.5	557.7	555.9	610.7	640.5	649.2	6.1
Combustóleo	275.6	335.1	282.9	299.9	341.8	377.6	365.1	389.5	377.6	331.2	2.1
Gas natural	61.6	74.5	79.1	78.7	86.0	102.3	112.8	139.4	170.1	220.6	15.2
Carbón	40.3	50.1	56.4	67.0	66.2	69.9	70.8	71.3	85.2	91.0	9.5
Diesel	4.8	5.5	4.3	3.9	5.5	8.0	7.2	10.5	7.7	6.3	3.0

Fuente: IMP, con base en la CFE.

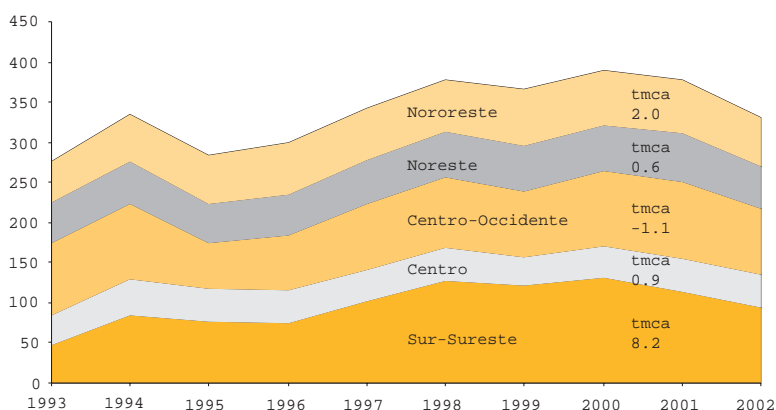
Por otra parte, la región Sur-Sureste presentó el mayor consumo de este petrolífero con una participación promedio de 28.3% (97 mbd), situación atribuible a las centrales eléctricas que operan con este energético (Lerma, Tuxpan, Poza Rica, Mérida II, Nachi-Cocom II, Valladolid y Petacalco) (véase gráfica 16).

En segundo lugar se ubicó la Región Centro-Occidente, con una participación promedio de 24.8% (83 mbd) del consumo nacional de este combustible y una tmca negativa, reflejo de una mayor diversificación de las tecnologías utilizadas para la generación eléctrica (hidroeléctrica, termoeléctrica, ciclo combinado y geotermia).

La región Centro presentó la menor participación promedio (12%) en la demanda de este energético, ya que sólo lo consumieron las centrales de Tula, Valle de México, y en menor grado Jorge Luque, que además consumieron gas natural.

En general, el consumo nacional de combustóleo ha mostrado un crecimiento relativo hasta el año 2000, posteriormente, su tendencia ha sido a la baja, debido principalmente a la incorporación de zonas y corredores industriales<sup>8</sup>, catalogados como críticos en cuestión ambiental, donde el consumo de este hidrocarburo se ha visto restringido y en su lugar se han utilizado otros combustibles alternos, como es el caso del gas natural; además de nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica, que permiten un considerable ahorro económico y menores niveles de contaminación ambiental donde se instalan las centrales eléctricas.

Gráfica 16  
Consumo de combustóleo en el sector eléctrico público,  
1993-2002  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en la CFE.

### Sector Privado (Autogeneración)

El concepto de autogeneración de energía eléctrica se refiere a las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, exportación y usos propios continuos, estos últimos son permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) antes de las modificaciones a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) de diciembre de 1992.

Asimismo, este apartado no incorpora los consumos provenientes de la generación de electricidad de Pemex (se incluyen en sus autoconsumos), sólo los que realizaron los autogeneradores particulares.

De los dos energéticos considerados, el combustóleo ocupó el primer lugar en el consumo de este sector, ya que promedió una participación de 96.4% durante el lapso de estudio (véase cuadro 23).

<sup>8</sup> Tal es el caso del corredor industrial *Tula-Vito-Apasco*, en los estados de Hidalgo y México.

Cuadro 23  
Consumo de combustibles fósiles en el sector eléctrico privado, 1996-2002  
(miles de barriles diarios)

Combustible	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Total	11.1	14.6	15.3	17.0	19.2	15.4	11.8	1.1
Combustóleo	10.8	14.2	14.9	16.5	18.7	14.8	10.9	0.1
Diesel	0.3	0.4	0.4	0.6	0.4	0.6	0.9	21.0

Fuente: IMP, con base en la CRE.

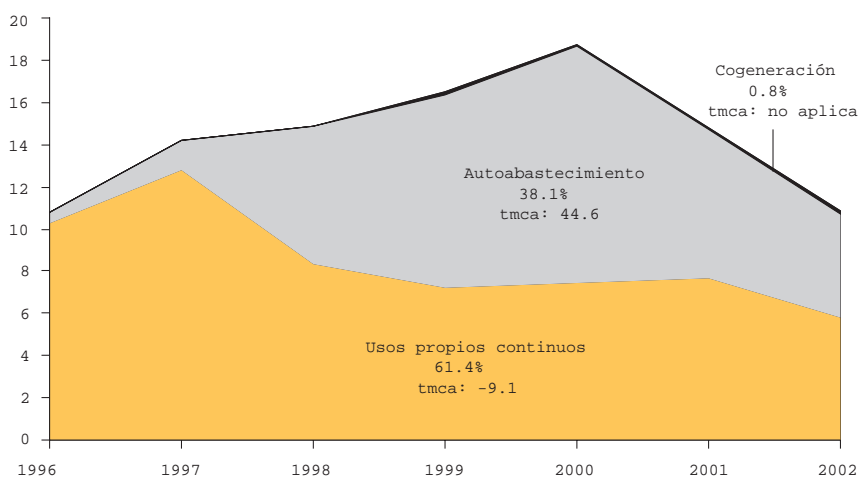
Este combustible se ha utilizado en equipos con turbinas de vapor y de combustión interna; en algunos casos se combina con el bagazo de caña (ingenios azucareros), además de ser consumido en algunas ramas industriales como la química básica, papel y cartón e industrias básicas de hierro y acero entre otras.

Su consumo por modalidad mostró la siguiente distribución: usos propios continuos (61.4%), autoabastecimiento (38.1%) y

cogeneración (0.8%); para esta última sólo se consideró el periodo 1999-2002, ya que fue el periodo cuando inició la operación de estos permisos (véase gráfica 17).

En el ámbito regional, el primer lugar en el consumo de combustóleo para procesos de autogeneración fue para la región Sur-Sureste, que promedió el 35.2% del total nacional, situación atribuible a la cantidad de ingenios azucareros ubicados en el estado de Veracruz (véase cuadro 24).

Gráfica 17  
Consumo de combustóleo por modalidad, 1996-2002  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en la CRE.

**Cuadro 24**  
Consumo de combustóleo del sector eléctrico privado, 1996-2002  
(miles de barriles diarios)

Región	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Total	10.8	14.2	14.9	16.5	18.7	14.8	10.9	0.1
Noroeste	-	0.7	1.3	0.7	0.5	0.4	0.3	-
Noreste	3.6	4.4	4.4	4.9	4.3	3.7	1.9	-10.1
Centro-Occidente	2.5	3.8	5.1	5.6	4.7	4.3	3.7	7.1
Centro	0.6	0.4	0.6	0.6	0.4	0.7	1.1	9.6
Sur-Sureste	4.1	4.9	3.5	4.7	8.9	5.7	3.9	-0.7

Fuente: IMP, con base en información de la CRE.

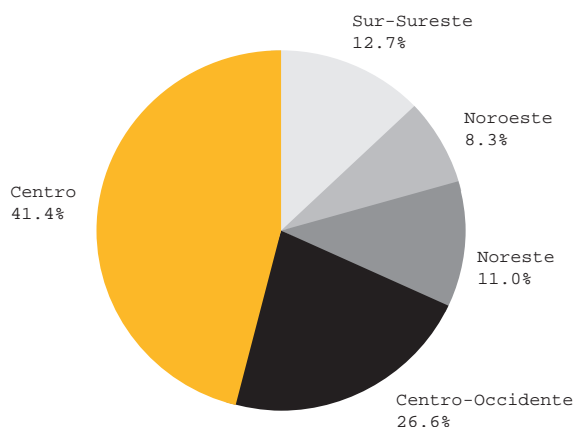
Le siguió la región Centro-Occidente, con una participación media de 29.4% durante el periodo de estudio, la mayor parte del consumo se canalizó a Michoacán (química), San Luis Potosí (azúcar) y Jalisco (papel y cartón). La región Noreste tiene una amplia infraestructura en ductos de gas, esta zona presentó una participación media de 27.1%, donde la mayor parte del energético estuvo asignada a los estados de Nuevo León (sociedades de autoabastecimiento)<sup>9</sup>, Chihuahua (papel y cartón) y Tamaulipas (química).

Las regiones de menor presencia fueron la Noroeste y Centro, en la primera el consumo se asignó a los estados de Sinaloa y Sonora (azúcar y minería); en la segunda, Morelos y Estado de México (azúcar y papel y cartón).

### 3.9. 1.2 Sector industrial

La demanda de combustóleo en el sector industrial disminuyó en el periodo 1993-2002 con una tasa de decremento promedio anual de 6.2%. Además, el sector manifestó en el último año la demanda más baja del periodo, cuando registró un consumo de 62.2 mbd. Por su parte, todas las regiones en el mismo periodo presentaron tasas de crecimiento a la baja en el sector, tan sólo la región Noreste pasó de un consumo regional de 29.3 mbd en 1993 a 6.9 mbd en 2002, lo que propició una tasa de decremento promedio anual de 14.9%. Esta tendencia a la baja se atribuye al cambio de tecnologías más limpias que demandan gas natural, y utilizadas por razones ecológicas en las zonas más industrializadas.

**Gráfica 18**  
Distribución de la demanda nacional de combustóleo en el sector industrial por región, 2002.



Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo y Pemex Refinación.

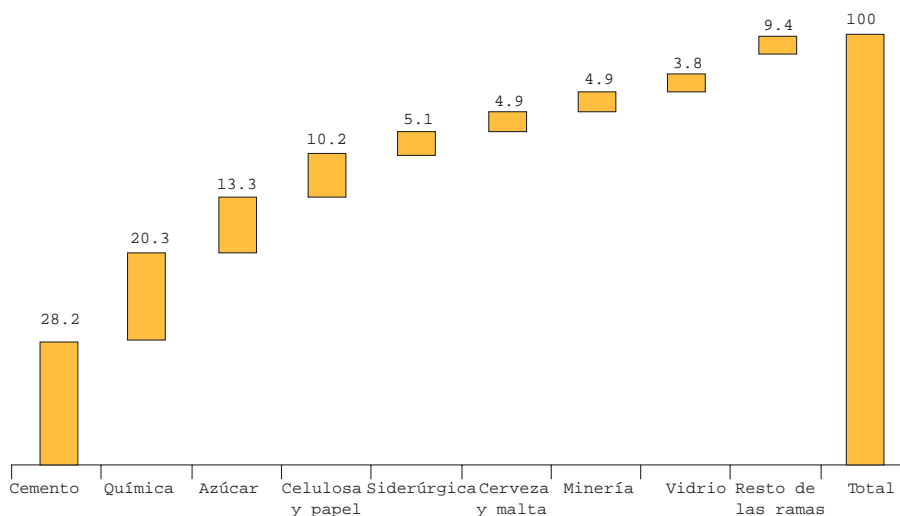
<sup>9</sup> Persona moral que se establece con el fin de operar un proyecto de autoabastecimiento para que sus establecimientos asociados aprovechen la energía eléctrica generada.

El consumo de combustóleo en el sector industrial se distribuyó en algunas ramas o grupos de ramas del sector, que fueron las más intensivas en la demanda de este energético, entre ellas destacó la participación de la industria cementera, que consumió 17.5 mbd en el 2002. Por su parte, la industria química también tuvo una demanda significativa del 20.3% con respecto al total. Otra rama que manifestó un consumo considerable fue la del azúcar, a pesar de que el combustóleo no es el principal energético que consume, sino el bagazo de caña que proporciona aproximadamente el 78.5% de la energía requerida por los ingenios azucareros. Así también la industria de la celulosa y papel se consideró como una de las principales demandantes de combustóleo (véase gráfica 19).

### 3.9.1.3 Sector petrolero

Al igual que los sectores eléctrico e industrial, el consumo de combustóleo en el sector petrolero experimentó una tendencia a la baja en el periodo 1993-2002. Sin embargo, este petrolífero fue el más consumido en Pemex. En el año 2002 el combustóleo representó el 75.1% del consumo total<sup>10</sup> de petrolíferos que tuvo la empresa, y que en términos de volumen fue equivalente a los 38.6 mbd (véase gráfica 20).

Gráfica 19  
Distribución de la demanda nacional de combustóleo por grupo de ramas industriales, 2002<sup>1</sup>  
(Porcentajes)



<sup>1</sup> La estimación de la distribución se realizó con base en información de la encuesta de consumo de energía en el sector industrial del Balance Nacional de Energía, 2002. En el caso de la proporción correspondiente a la industria azucarera se fundamentó en la información del documento "Desarrollo agroindustrial azucarero 1996/2002" que emite la Cámara Nacional de las Industrias Azucarera y Alcohólica.

Fuente: IMP, con base en la Cámara Nacional de las Industrias Azucarera y Alcohólica, SENER y empresas privadas.

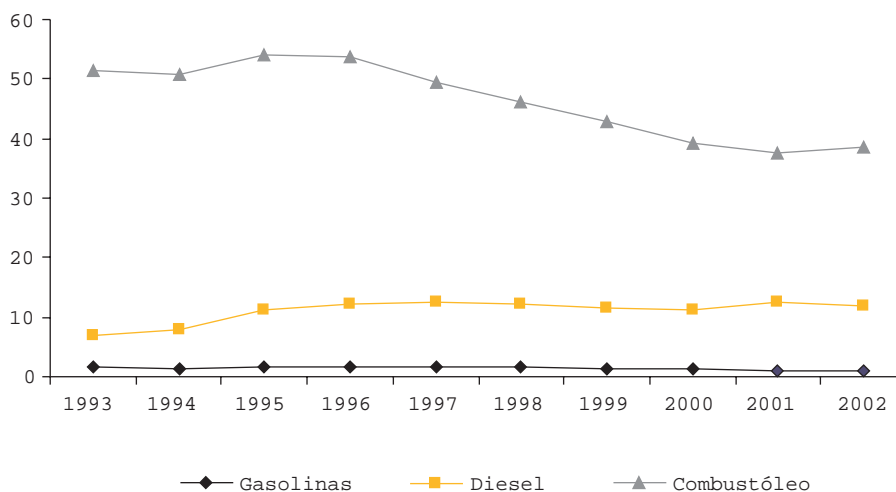
<sup>10</sup> Este porcentaje se calculó considerando los volúmenes de combustóleo, gasolinas, diesel y turbosina durante ese año.

La subsidiaria con mayor participación durante el periodo de estudio fue Pemex Refinación, en el último año demandó 99.3% del combustóleo consumido por la paraestatal. En ese mismo año, PEP registró una demanda de 219.4 barriles por día, mientras que el insumo de Pemex Petroquímica y Pemex Gas y Petroquímica Básica, fue 8.1 y 54.5 mbd respectivamente. El complemento al volumen total del sector se destinó al abastecimiento de las embarcaciones de la flota petrolera que transportan los diferentes petrolíferos.

### 3.9.1.4 Sector transporte

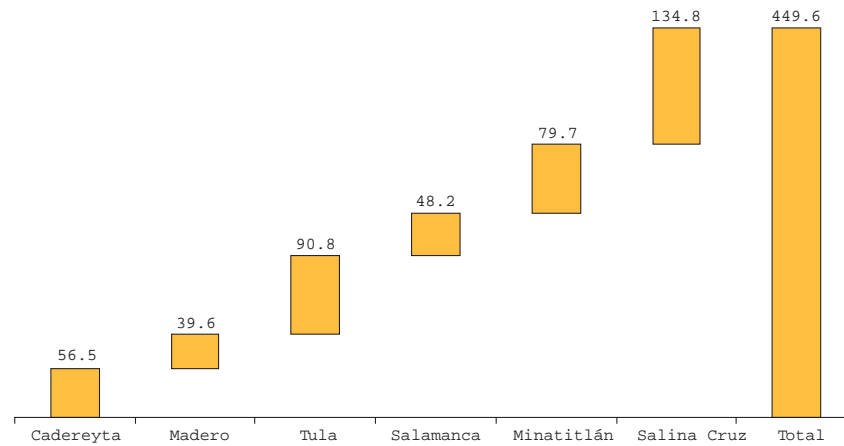
Este sector demandó una pequeña proporción utilizada como combustible en el transporte marítimo, y que durante el año 2002 satisfizo en un 98.2% (1.8 mbd) a embarcaciones nacionales en los puertos de las regiones Sur-Sureste y Centro-Occidente principalmente. El resto representó aproximadamente 33.1 barriles diarios, y fue demandado por embarcaciones extranjeras de paso. La actividad de consumo en el sector creció a un ritmo de 1.8% anual a partir de 1993 hasta el año 2002.

Gráfica 20  
Consumo nacional de los principales petrolíferos  
en el sector petrolero, 1993-2002<sup>1</sup>  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo y Pemex Refinación.

Gráfica 21  
Oferta nacional de combustóleo por refinería, 2002  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo y Pemex Refinación.

### 3.9.2 Producción de combustóleo

En el año 2002, el combustóleo fue el petrolífero de mayor producción en el SNR, el volumen de oferta se ubicó en 449.6 mbd, y fue 3.1% mayor que el registrado en el año 2001. La refinería de Salina Cruz aportó el 30% de la producción total. Por otro lado la refinería de Tula fue la que le siguió en importancia con una participación de 20.2%, cabe mencionar que esta refinería dejó de producir combustible industrial en el año 2001. El resto de esta actividad se distribuyó en las refinерías de Minatitlán (17.7%), Cadereyta (12.6%), Salamanca (10.7%) y Madero (8.8%) (véase gráfica 21).

La producción total de combustóleo presentó una tmca de 0.6% en el periodo 1993-2002. Durante el año 2002 se produjeron dos tipos de combustóleos, el *pesado e intermedio 15*. En ese año, esta producción estuvo compuesta en su mayor parte por combustóleo pesado y el resto fue intermedio 15, cuyo volumen de producción alcanzó los 431.7 barriles diarios en 2002. El intermedio 15 únicamente se produjo en la refinería de Cd. Madero en el periodo de análisis. Esta misma refinería llegó a producir durante 1996 otro tipo de combustóleo llamado ligero 150, y que alcanzó un volumen promedio de 2.8 mbd, el cual tenía un contenido de azufre en peso de 1% (véase cuadro 25).

Cuadro 25  
Producción de combustóleo por refinería, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Total	425.3	425.0	421.1	422.9	430.8	451.5	431.7	425.0	435.9	449.6	0.6
Cadereyta	67.5	64.6	64.2	55.2	61.5	60.4	38.5	50.3	65.7	56.5	-2.0
Madero <sup>1</sup>	51.0	44.7	45.3	49.8	51.0	46.5	41.3	40.1	33.0	39.6	-2.8
Tula <sup>2</sup>	88.3	103.3	93.3	103.8	100.7	106.0	103.0	94.0	92.1	90.8	0.3
Salamanca	45.4	39.3	45.9	42.6	54.2	53.7	49.2	54.1	54.6	48.2	0.7
Minatitlán <sup>3</sup>	65.7	68.1	62.6	61.8	65.1	68.6	75.5	69.6	75.1	79.7	2.2
Salina Cruz	107.4	105.1	109.7	109.7	98.4	116.3	124.3	116.9	115.4	134.8	2.6

<sup>1</sup> Incluye la producción de ligero 150 realizada durante 1996.

<sup>2</sup> De 1993 a 1997 incluye la producción de gasóleo industrial y de 1998 a 2001, la producción de combustible industrial.

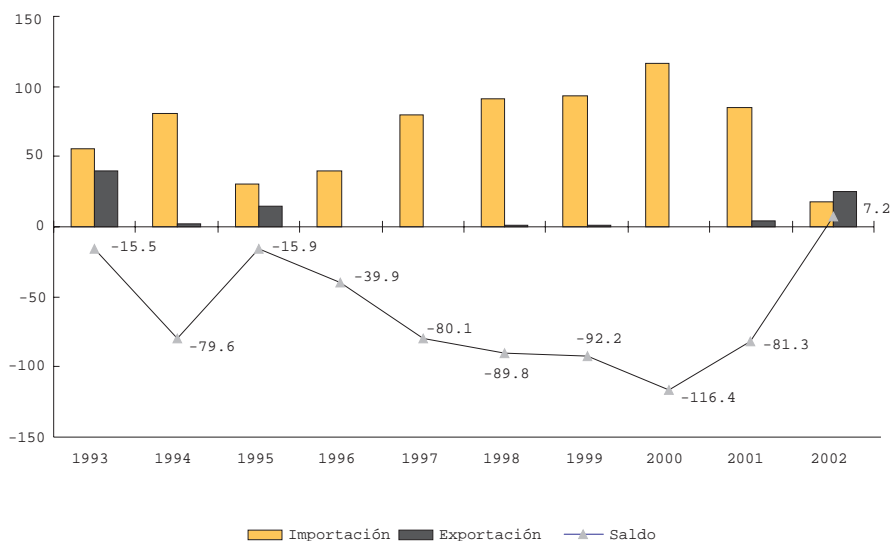
<sup>3</sup> Incluye las transferencias del despuntado de La Cangrejera.

Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo y Pemex Refinación.

### 3.9.3 Comercio exterior de combustóleo

Durante 2002, la oferta total promedió un volumen de 467.2 mbd de combustóleo, de los cuales 3.8% correspondieron a las importaciones realizadas. En el periodo 1993-2001 la oferta interna no fue suficiente para satisfacer la demanda del mercado nacional, por lo cual fue un periodo que arrojó saldos negativos en la balanza comercial del combustóleo, ya que se recurrió a volúmenes de importación considerables, como fue el caso del año 2000, donde se importaron 116.4 mbd (véase gráfica 22).

Gráfica 22  
Saldo del comercio exterior de combustóleo, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex Corporativo y Pemex Refinación.

Por el contrario, tras la caída de la demanda nacional de combustóleo, y aunado al pequeño crecimiento en los volúmenes de producción, se favoreció el incremento de las exportaciones en el año 2002, lo que propició un saldo positivo con un valor de 7.2 mbd. Las exportaciones representaron el 5.3% de la demanda total en el año 2002, mientras que en el año anterior sólo se manifestaron en un porcentaje menor a 1%. Los principales puertos de salida de esos volúmenes en el 2002, fueron Salina Cruz y Pajaritos en la región Sur-Sureste y Cd. Madero en la región Noreste.

Cuadro 26  
Balance nacional de combustóleo, 1993-2002  
(miles de barriles diarios)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Origen	480.7	506.3	451.5	462.9	510.9	542.6	524.8	541.5	521.1	467.2	-0.3
Producción	425.3	425.0	421.1	422.9	430.8	451.5	431.7	425.0	435.9	449.6	0.6
Cadereyta	67.5	64.6	64.2	55.2	61.5	60.4	38.5	50.3	65.7	56.5	-2.0
Madero	51.0	44.7	45.3	49.8	51.0	46.5	41.3	40.1	33.0	39.6	-2.8
Tula	88.3	103.3	93.3	103.8	100.7	106.0	103.0	94.0	92.1	90.8	0.3
Salamanca	45.4	39.3	45.9	42.6	54.2	53.7	49.2	54.1	54.6	48.2	0.7
Minatitlán <sup>1</sup>	65.7	68.1	62.6	61.8	65.1	68.6	75.5	69.6	75.1	79.7	2.2
Salina Cruz	107.4	105.1	109.7	109.7	98.4	116.3	124.3	116.9	115.4	134.8	2.6
Importación	55.3	81.3	30.4	40.0	80.1	91.1	93.1	116.5	85.2	17.6	-11.9
Destino	480.7	506.3	451.5	462.9	510.9	542.6	524.8	541.5	521.1	467.2	-0.3
Demanda interna	438.9	509.2	449.7	470.3	508.8	541.8	518.0	534.1	512.6	444.7	0.1
Sector transporte	1.0	1.6	1.7	2.3	2.0	2.9	3.4	2.9	2.1	1.8	6.8
Sector eléctrico	275.6	335.1	282.9	310.7	356.0	392.5	381.5	408.3	392.4	342.1	2.4
Generación pública											
de electricidad	275.6	335.1	282.9	299.9	341.8	377.6	365.1	389.5	377.6	331.2	2.1
Autogeneración											
de energía eléctrica	-	-	-	10.8	14.2	14.9	16.5	18.7	14.8	10.9	-
Sector industrial	111.0	121.8	111.0	103.6	101.4	100.2	90.1	83.6	80.5	62.2	-6.2
Sector petrolero	51.3	50.7	54.1	53.8	49.4	46.2	42.9	39.4	37.6	38.6	-3.1
Exportación	39.8	1.7	14.4	0.1	0.0	1.3	0.9	0.1	3.9	24.9	-5.1
Variación de inventarios <sup>2</sup>	2.0	-4.6	-12.7	-7.5	2.1	-0.5	5.9	7.4	4.6	-2.4	-

<sup>1</sup> Incluye las transferencias del despuntado de La Cangrejera.

<sup>2</sup> Incluye diferencias.

Fuente: IMP, con base en la CFE, CRE, Pemex y SENER.

### 3.10 Coque de petróleo

El coque de petróleo es un petrolífero sólido y poroso que se obtiene como residuo en la fase terminal del proceso de refinación del crudo. En el ámbito comercial se conocen dos variedades de este producto: *a)* coque sin calcinar o “verde” y *b)* coque calcinado.

#### Coque verde

El *coque sin calcinar o verde* se produce en las unidades de coquización de las refinerías, donde los residuos de la destilación de vacío de petróleo crudo se fraccionan y separan térmicamente (véase diagrama 1).

Este tipo de coque cuenta con un poder calorífico (7.8 gcal/ton) y un precio promedio en patio de refinería<sup>11</sup> de 9.5 dls/ton; estas características lo convierten en un combustible atractivo para la producción de cemento, metales básicos, productos químicos, electricidad y gas de horno, principalmente.

<sup>11</sup> Se refiere al precio de venta en los patios de almacenamiento de coque en las refinerías del sur de Texas, principal región de origen del coque que se consume en México. El precio del coque puesto en barco puede variar de 25 a 30 dls/ton. El coque que se importa por ferrocarril puede elevar su costo en el orden de los 35 y 40 dls.

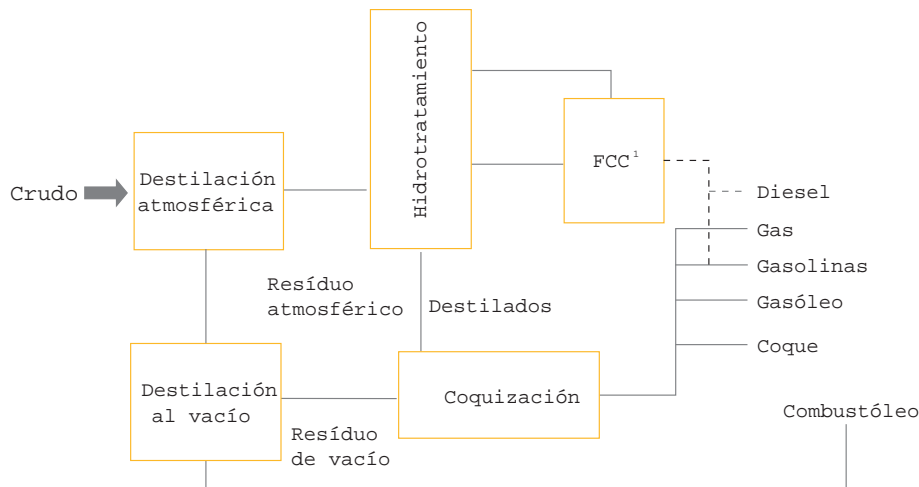
Asimismo, se integra como materia prima en la producción de autopartes y de componentes eléctricos. Algunas empresas especializadas en la instalación de tubería subterránea, emplean el coque como aislante entre los elementos corrosivos del subsuelo y el material de la tubería.

#### Coque calcinado

El proceso de producción del *coque calcinado* inicia con la introducción de coque “verde” en un horno cilíndrico refractario, con el fin de someterlo progresivamente a una temperatura promedio de 1,300 °C. Este proceso elimina elementos volátiles y cenizas, lo que da como resultado un producto que cuenta con mayor resistencia, densidad y menor porosidad.

Esta variedad de coque se aprovecha como materia prima en la producción de aluminio anodizado, pigmentos, grafito sintético y electrodos, principalmente.

Diagrama 1  
Proceso de producción de coque de petróleo



<sup>1</sup> Por sus siglas en inglés, Fluid Catalytic Cracking (Fraccionadora catalítica).  
Fuente: IMP.

Cuadro 27  
Consumo de coque de petróleo por actividad, 1993-2002  
(miles de toneladas anuales)

Actividad económica de consumo	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Total	193.5	298.4	347.6	368.3	528.8	656.5	853.1	1,101.5	1,327.1	1,904.4	28.9
Cemento hidráulico	3.3	67.9	68.3	134.0	253.5	368.4	507.5	669.5	1,091.2	1,589.7	98.6
Industria de metales básicos	2.7	3.8	11.6	13.8	121.1	137.7	157.6	223.2	85.2	127.2	53.2
Química, hule y plásticos	28.0	40.2	40.3	48.8	60.7	64.3	78.5	81.2	71.2	95.6	14.6
Maquinaria eléctrica	51.0	39.4	44.9	41.8	55.1	41.2	36.6	42.7	38.1	55.4	0.9
Resto de la industria	108.4	147.1	182.5	129.9	38.4	44.9	72.9	84.9	41.3	36.5	-11.4

Fuente: IMP, con base en Pemex, Secretaría de Economía y empresas privadas.

### 3.10.1 Demanda nacional de coque de petróleo

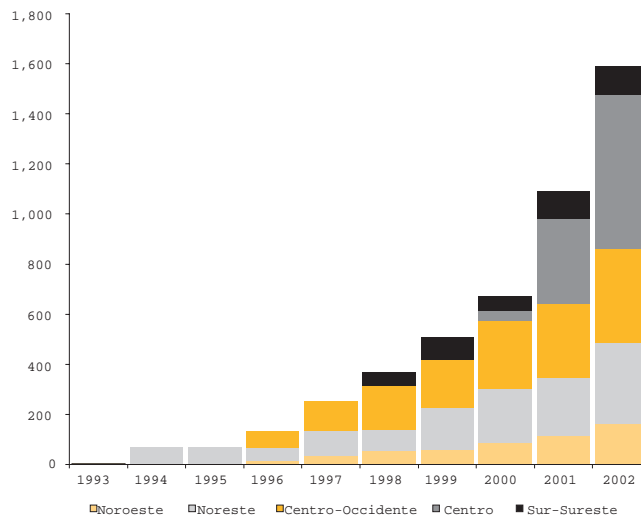
Desde 1993, la demanda de coque en México ha crecido en un promedio anual de 28.9%. Al cierre del 2002, la demanda de este petrolífero se ubicó en el orden de 1,904.4 mta, lo que representó un crecimiento del 43.5% con relación a la demanda del 2001 (1,327.1 mta). Este elevado incremento en la demanda se explica en mayor parte por la importancia que ha cobrado este petrolífero como combustible alternativo en la industria del cemento. En el 2002 esta actividad consumió el 83.5% de este producto, es decir 1,589.7 mta (véase cuadro 27).

La modernización de los hornos empleados para la producción de clínker, ha permitido a la industria cementera de México el uso de combustibles alternativos y altamente competitivos en poder calorífico y precio. Éste es el caso del coque de petróleo, que junto con llantas de desecho, aceites quemados y otros residuos sólidos, paulatinamente han sustituido al combustóleo y al gas natural en este apartado de la industria.

Estas nuevas tecnologías de hornos y quemadores han facilitado el uso del coque de petróleo, incluso en zonas con restricciones ambientales, ya que las emisiones de elementos contaminantes se reducen de manera significativa con las nuevas tecnologías. Tan sólo en el 2002, el 38.6% del consumo de coque por parte de la industria cementera se realizó en la región Centro (véase gráfica 23).

El consumo de coque de petróleo ha experimentado crecimientos significativos en todas las regiones del país, a excepción de la Noreste, donde el consumo de este combustible ha cobrado cierta madurez en el mercado. En 1993, esta región contaba con el 87% del consumo (168.4 mta); en ese año, la industria química y la rama de maquinaria eléctrica figuraban en este renglón (véase cuadro 28).

Gráfica 23  
Consumo de coque de petróleo en la Industria del cemento por región, 1993-2002  
(miles de toneladas anuales)



Fuente: IMP, con base en Pemex, Secretaría de Economía y empresas privadas.

Cuadro 28  
Consumo de coque de petróleo por región, 1993-2002  
(miles de toneladas anuales)

Región	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Total	193.5	298.4	347.6	368.3	528.8	656.5	853.1	1,101.5	1,327.1	1,904.4	28.9
Noroeste	14.5	18.1	15.0	32.7	47.8	68.3	81.1	108.0	127.6	171.8	31.6
Noreste	168.4	266.1	295.8	253.0	338.2	321.3	435.5	552.2	449.8	589.9	14.9
Centro-Occidente	0.6	1.0	15.6	65.7	132.0	202.9	235.5	330.2	294.5	410.7	105.1
Centro	10.0	13.1	21.0	16.7	10.6	11.7	11.4	55.1	344.9	618.0	58.1
Sur-Sureste	-	-	0.1	0.2	0.2	52.4	89.6	56.0	110.2	114.0	-

Fuente: IMP, con base en Pemex, Secretaría de Economía y empresas privadas.

12 Contractualmente, Pemex se ha comprometido a vender toda su producción de coque de petróleo de la refinería Madero a una de las firmas más importantes de la industria del cemento en México (este compromiso incluirá la producción de la refinería de Cadereyta).

Históricamente, las ventas internas de este producto por parte de Pemex estaban relacionadas con actividades propias de la industria de metales básicos y de la industria química. A partir del 2002, la producción interna de coque de petróleo se comenzó a asignar en su totalidad a la rama del cemento hidráulico<sup>12</sup> (véase cuadro 29).

Cuadro 29  
Ventas internas de coque petróleo por actividad, 1993-2002  
(miles de toneladas anuales)

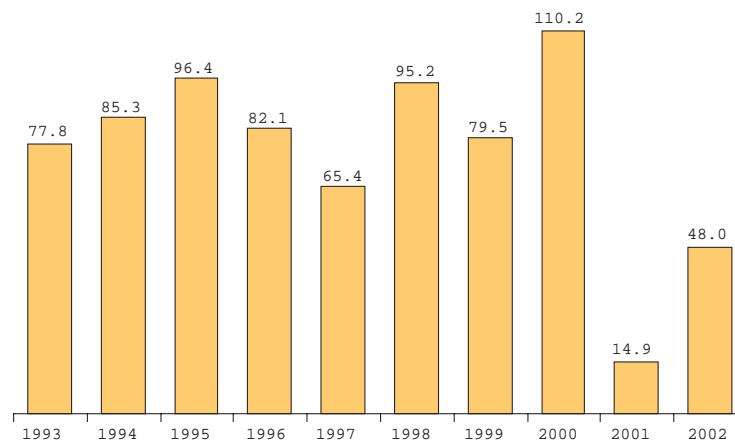
Actividad económica de consumo	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Total</b>	<b>85.7</b>	<b>112.2</b>	<b>148.4</b>	<b>82.3</b>	<b>81.2</b>	<b>54.5</b>	<b>57.5</b>	<b>97.0</b>	<b>22.2</b>	<b>48.0</b>
Cemento hidráulico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	66.6
Industria de metales básicos	-	-	-	-	61.3	41.2	36.8	43.2	8.8	-
Química, hule y plásticos	-	-	-	-	14.8	11.2	18.6	21.1	4.5	-
Maquinaria eléctrica	-	-	-	-	-	-	-	3.0	0.0	-
Resto de la industria	85.7	112.2	148.4	82.3	5.1	2.2	2.1	29.7	8.9	-

Fuente: IMP, con base en Pemex.

### 3.10.2 Producción de coque de petróleo

La oferta interna de coque ha sido muy limitada y sólo se ha referido a la producción de la coquizadora de la refinería Madero en la región Noreste del país. Al cierre del 2002, la producción de coque se incrementó más de tres veces, al pasar de 14.9 mta en el 2001 a 48 mta. Este incremento en la producción es el resultado de la puesta en marcha de la nueva planta de coquización contemplada en el programa de reconfiguración y modernización de este centro de trabajo (véase gráfica 24).

Gráfica 24  
Producción de coque de petróleo en la refinería Madero, 1993-2002  
(miles de toneladas anuales)



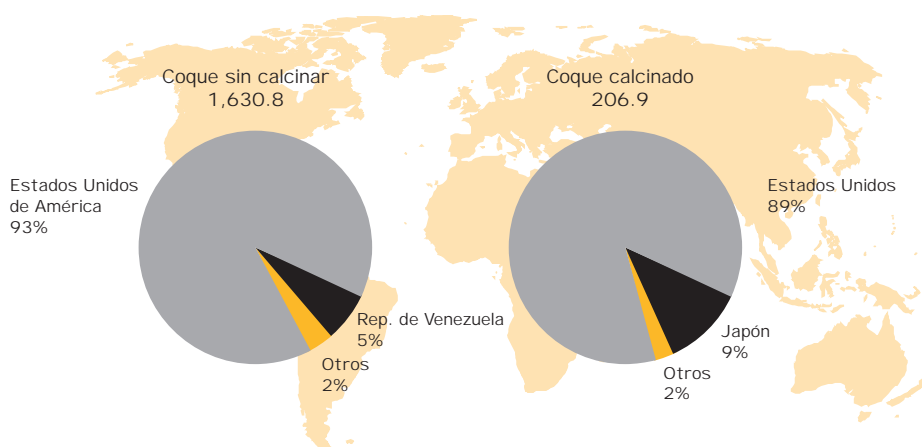
Fuente: IMP, con base en Pemex Refinación.

### 3.10.3 Comercio exterior de coque de petróleo

En virtud de la alta demanda de coque de petróleo, las empresas mexicanas tienen que recurrir al exterior para adquirir este combustible. La mayor parte de éste tiene su origen en Estados Unidos, el cual al cierre del 2002, el 93% del coque sin calcinar se importó de ese país (véase gráfica 25).

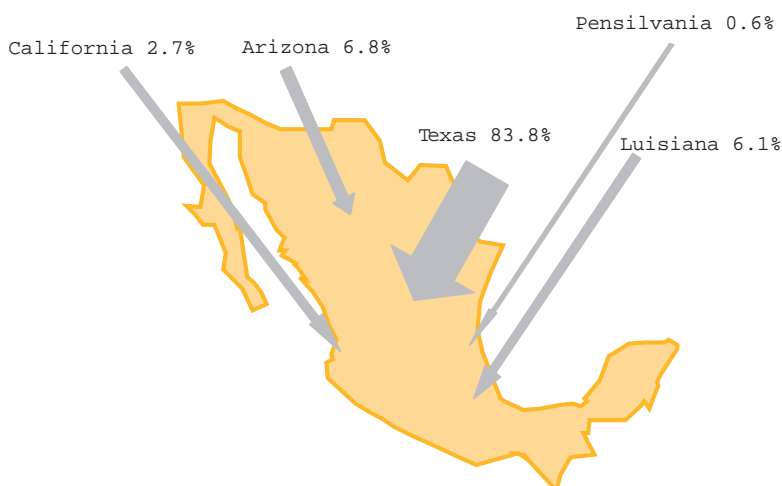
El Sur de Texas es la principal región de suministro de coque de petróleo, en vista de su capacidad de refinación y coquización. En el 2002, este estado de la unión americana participó en el 83.8% del coque importado de Estados Unidos<sup>13</sup> (véase mapa 3).

Gráfica 25  
Importación de coque de petróleo por tipo y origen, 2002  
(miles de toneladas anuales)



Fuente: IMP, con base en Secretaría de Economía.

Mapa 3  
Importaciones de origen estadounidense, participación por estado<sup>1</sup>, 2002



<sup>13</sup> Es importante indicar que a partir del 2003, el coque de petróleo de origen estadounidense quedará exento de cuota arancelaria.

<sup>1</sup> Reporte conjunto para las fracciones comerciales 27.13.12.01 y 27.13.11.01.  
Fuente: IMP, con base en United States International Trade Commission (USITC).

Las importaciones totales de coque de petróleo se han incrementado considerablemente, mientras que en 1993 se importó un total de 107.8 mta, en el 2002 este renglón se ubicó en el orden de 1,837.7 mta, lo que significó una tasa media anual de crecimiento del 37% (véase cuadro 30).

### 3.1.1 Análisis regional-sectorial

#### 3.1.1.1 Región Noroeste

En el año 2002 la región Noroeste demandó (sin incluir el coque de petróleo) 179.8 mbd de petrolíferos (gasolina, turbosina, combustóleo y diesel), para satisfacer dicha demanda fue necesario importar un total de 23.1 mbd de estos combustibles. Los de mayor demanda volumétrica fueron las gasolinas y el combustóleo.

Cuadro 30  
Balance nacional de coque de petróleo, 1993-2002  
(miles de toneladas anuales)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Origen	185.7	271.5	295.6	368.1	513.0	697.2	875.2	1,114.7	1,319.7	1,885.7	29.4
Producción	77.8	85.3	96.4	82.1	65.4	95.2	79.5	110.2	14.9	48.0	-5.2
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	77.8	85.3	96.4	82.1	65.4	95.2	79.5	110.2	14.9	48.0	-5.2
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	107.8	186.2	199.2	286.0	447.6	602.0	795.6	1,004.5	1,304.9	1,837.7	37.0
Destino	185.7	271.5	295.6	368.1	513.0	697.2	875.2	1,114.7	1,319.7	1,885.7	29.4
Demanda interna	193.5	298.4	347.6	368.3	528.8	656.5	853.1	1,101.5	1,327.1	1,904.4	28.9
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación pública de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector industrial	193.5	298.4	347.6	368.3	528.8	656.5	853.1	1,101.5	1,327.1	1,904.4	28.9
Cemento	3.3	67.9	68.3	134.0	253.5	368.4	507.5	669.5	1,091.2	1,589.7	98.6
Metales básicos	2.7	3.8	11.6	13.8	121.1	137.7	157.6	223.2	85.2	127.2	53.2
Química	28.0	40.2	40.3	48.8	60.7	64.3	78.5	81.2	71.2	95.6	14.6
Maquinaria eléctrica	51.0	39.4	44.9	41.8	55.1	41.2	36.6	42.7	38.1	55.4	0.9
Resto y no identificado	108.4	147.1	182.5	129.9	38.4	44.9	72.9	84.9	41.3	36.5	-11.4
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios <sup>1</sup>	-7.9	-26.8	-52.0	-0.2	-15.8	40.8	22.0	13.2	-7.3	-18.6	-

<sup>1</sup> Incluye diferencias.

Fuente: IMP, con base en Pemex, SENER y empresas privadas.

En el caso del coque de petróleo, dicha región fue una de las de menor consumo ubicándose en el cuarto lugar con respecto al resto de las otras regiones. En lo que a sectores se refiere, el transporte fue el que demandó el mayor consumo de energía, mientras que la mayor parte de demanda energética fue por el lado del combustóleo.

En el caso del comercio exterior sólo se registraron importaciones de estos energéticos, de los cuales el combustóleo representó el 67.9%, las gasolinas el 27.7%, el diesel y la turbosina participaron de manera conjunta con el 4.4%. La internación de productos petrolíferos mostró un mayor dinamismo en Rosarito y Guaymas, estos puntos geográficos permitieron el ingreso del 60.8% de los petrolíferos líquidos mencionados anteriormente (véase mapa 4).

### 3.1.1.2 Región Noreste

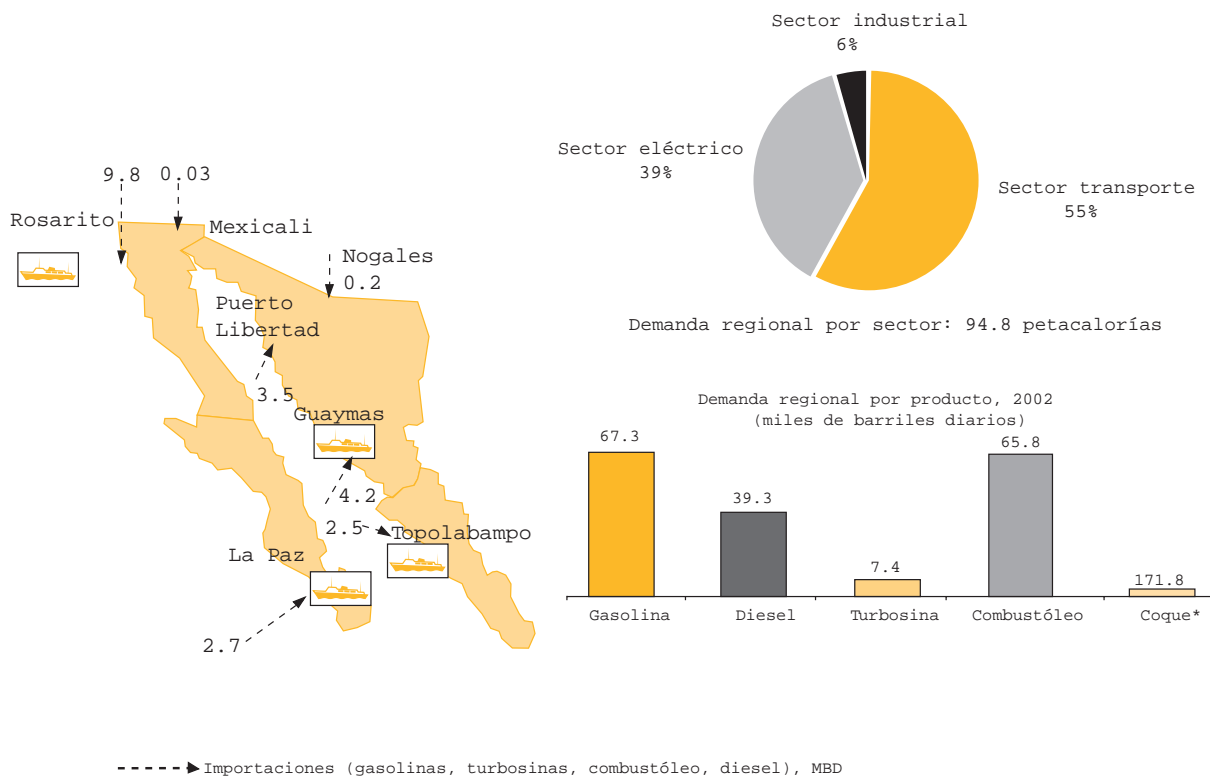
Esta región produjo en el año 2002 el 23.5% del total nacional de petrolíferos en términos equivalentes a energía. El petrolífero de mayor producción, en términos volumétricos, correspondió a las gasolinas seguidas del combustóleo.

La demanda de la región en dicho año fue de 236.9 mbd (gasolina, combustóleo, diesel y turbosina) y 589.9 miles de toneladas de coque. El combustible de mayor demanda fue para las gasolinas y el combustóleo.

En lo que a sectores se refiere, el transporte fue el que demandó el mayor consumo de energía (61%), mientras que el sector petrolero fue el de menor demanda.

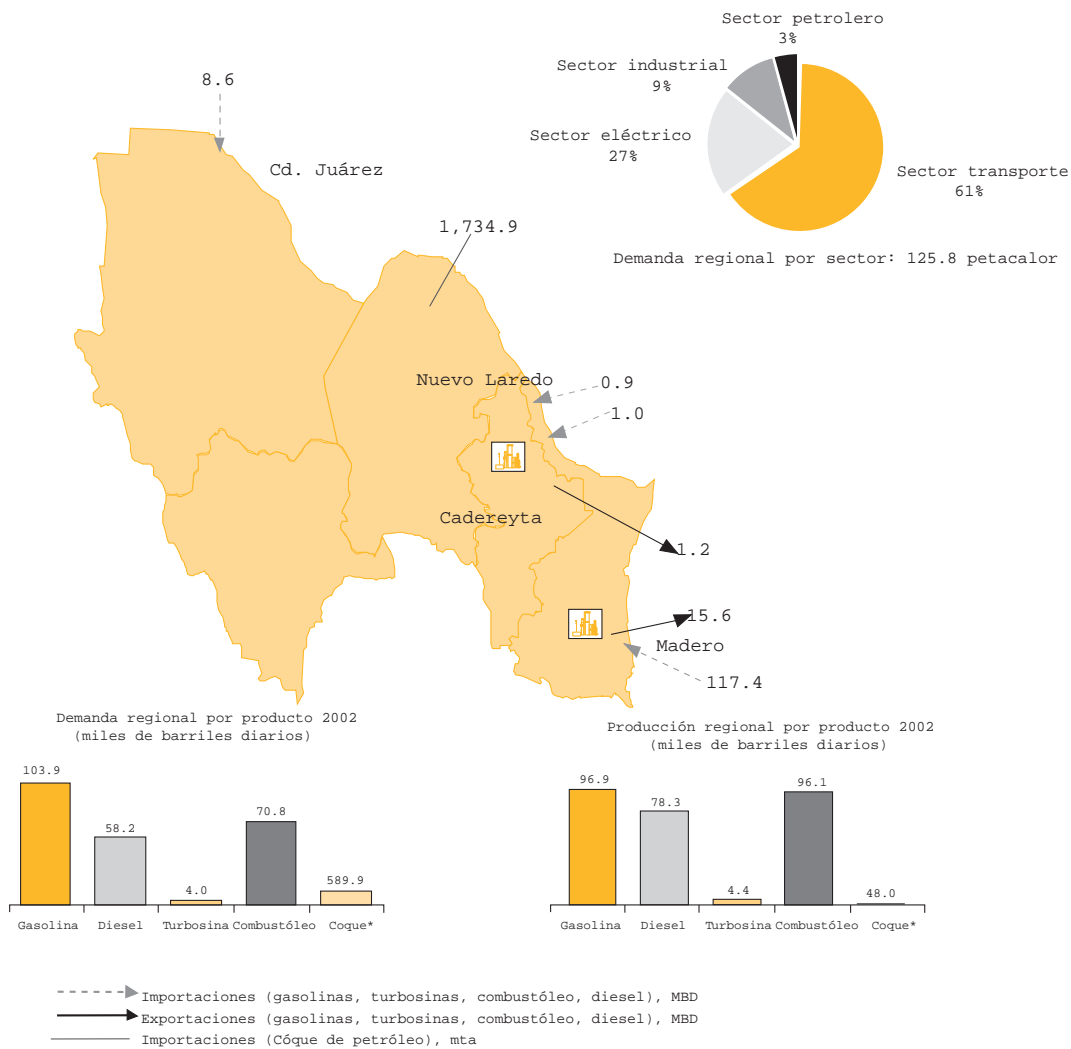
En el caso del comercio exterior las importaciones registradas fueron de 127.9 mbd y 1,734.9 toneladas de coque, de las importaciones de los productos líquidos, las gasolinas tuvieron el 88.3% de participación, siendo el puerto de Madero donde se registró la mayor entrada de estos productos.

Mapa 4  
Región Noroeste, flujo de petrolíferos 2002



\* Miles de toneladas anuales.  
Fuente: IMP, con base en información de Pemex Refinación.

Mapa 5  
Región Noreste, flujo de petrolíferos 2002.



\* Miles de toneladas anuales.

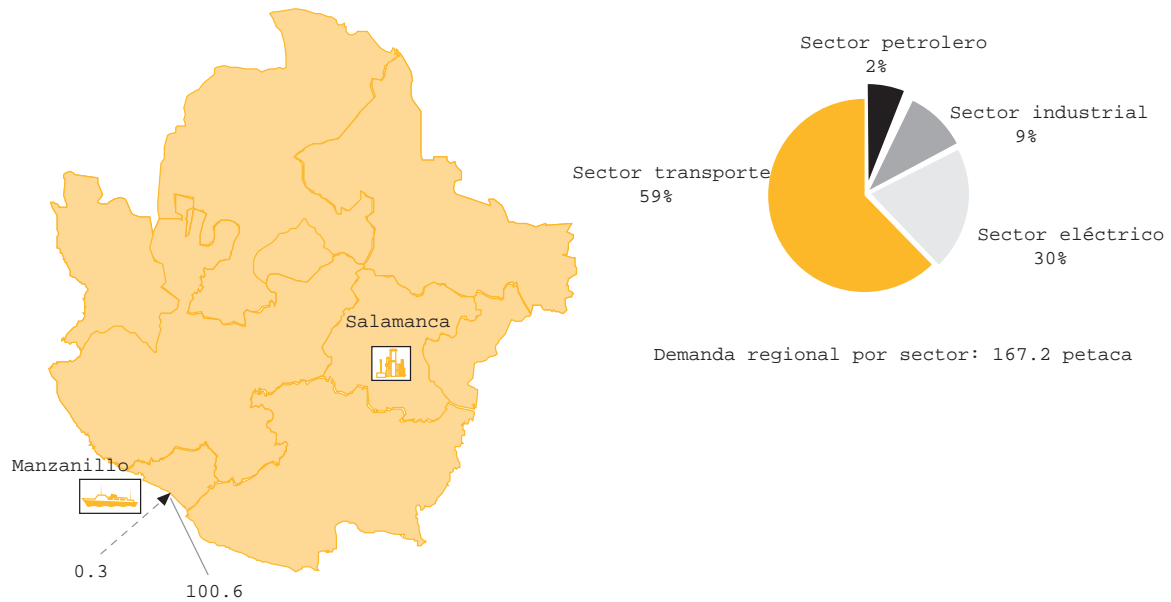
Fuente: IMP, con base en información de Pemex Refinación.

### 3.1.1.3 Región Centro-Occidente

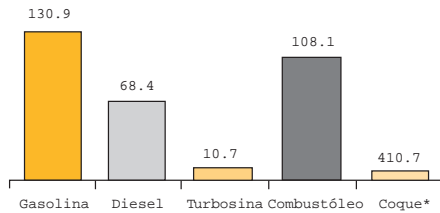
En la región Centro-Occidente se localizan estados como Guanajuato, San Luis Potosí y Querétaro, los cuales tienen una importante actividad económica, que se refleja en una demanda de petrolíferos superior a la oferta disponible en la demarcación. Tal es el caso de la gasolina que es el producto más demandado y presenta un déficit entre oferta y demanda muy elevado, que en el año 2002 fue cubierto con 71.7 mbd provenientes de otras regiones.

La mayor parte de la demanda regional proviene del sector autotransporte, que consume el 59% del total de los energéticos utilizados en la zona. El comercio exterior se concentra principalmente en la importación de coque de petróleo con un volumen que asciende a 100.6 mta, mientras que las exportaciones son significativamente reducidas. En esta región se ubica la refinería de Salamanca que en el 2002 refinó 60.5 mbd de gasolinas, 41.1 mbd de diesel, 48.2 mbd de combustóleo y 11.2 mbd de turbosina que es el único energético en el cual se presentó un excedente de producción de 0.5 mbd en 2002.

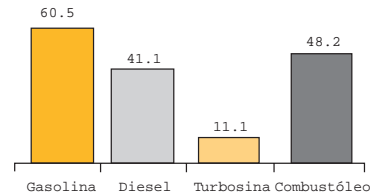
Mapa 6  
Región Centro-Occidente, flujo de petrolíferos 2002.



Demanda regional por producto 2002  
(miles de barriles diarios)



Producción regional por producto 2002  
(miles de barriles diarios)



- Importaciones (gasolinas, turbosinas, combustóleo, diesel), MBD
- Exportaciones (gasolinas, turbosinas, combustóleo, diesel), MBD
- Importaciones (Cóque de petróleo), mta

\* Miles de toneladas anuales.

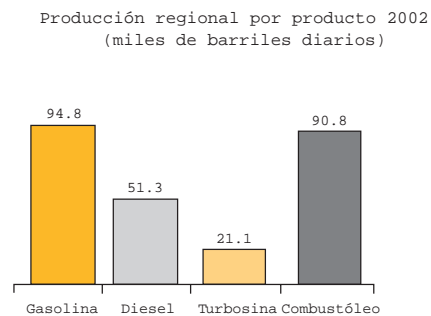
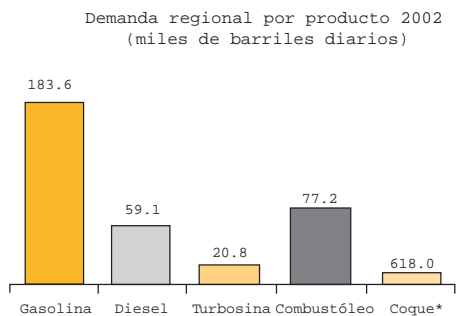
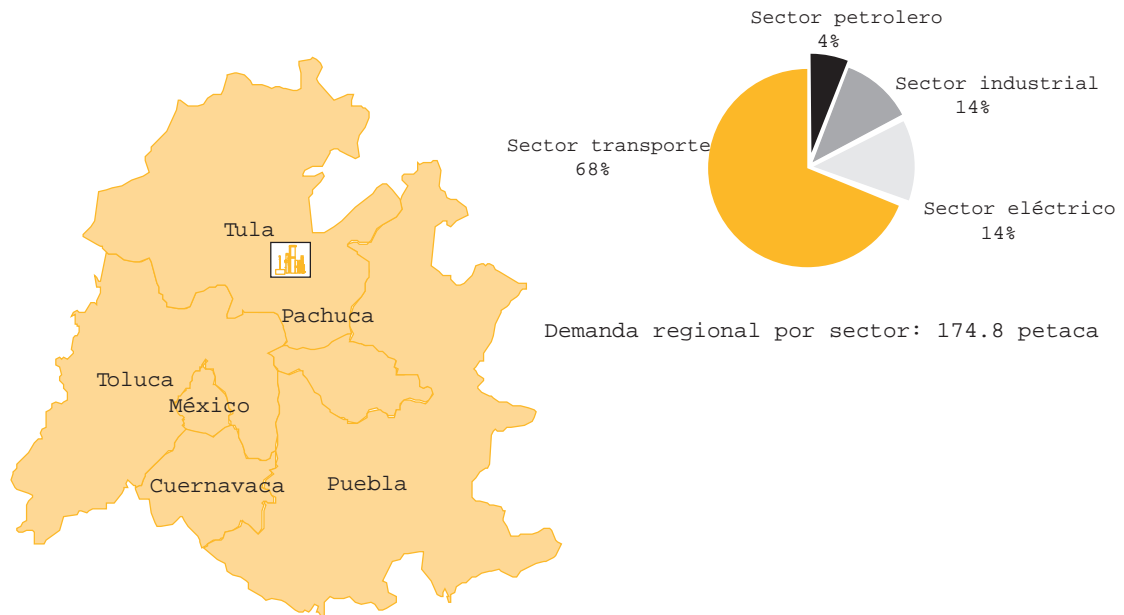
Fuente: IMP, con base en información de Pemex Refinación.

### 3.11.4 Región Centro

En el año 2002, la región Centro demandó 340.7 mbd de petrolíferos líquidos; de este consumo 183.6 mbd correspondieron a gasolinas, 77.2 mbd a combustóleo, 59.1 mbd a diesel y el resto fue turbosina. Por otro lado, esta demarcación también consumió 618.0 mta de coque de petróleo, así los insumos de estos energéticos dentro de la región alcanzaron una cantidad de 174.8 petacalorías, de las cuales el 68% se destinó al sector transporte, mientras que los sectores industrial y eléctrico consumieron el 14% cada uno. Finalmente, el sector petrolero consumió 4% del total de la energía demandada.

La producción regional esta a cargo de la refinera de Tula, la cual registró en el año 2002, producciones de 94.8 mbd de gasolinas, 90.8 mbd de combustóleo, 51.3 mbd de diesel y 21.1 mbd de turbosina. Para satisfacer la demanda regional se recurrió a los siguientes movimientos interregionales: 90.7 mbd de gasolinas, 8.9 mbd de diesel, 0.5 mbd de turbosina y 618 mta de coque de petróleo. Por el contrario 14.1 mbd de combustóleo salieron hacia otras regiones.

Mapa 7  
Región Centro, flujo de petrolíferos 2002.



\* Miles de toneladas anuales.  
Fuente: IMP.

### 3.11.5 Región Sur-Sureste

En términos energéticos, esta región registró un consumo total de 145 petacalorías durante el año 2002. El 45% de esta demanda fue requerida por el sector transporte, 40% se consumió en el sector eléctrico. Por su parte, el sector petrolero requirió 11% de esta energía, y finalmente el sector industrial requirió sólo 4%. Así, un volumen de 271.6 mbd de petrolíferos líquidos y 114 mta de coque de petróleo fueron necesarios para satisfacer la demanda

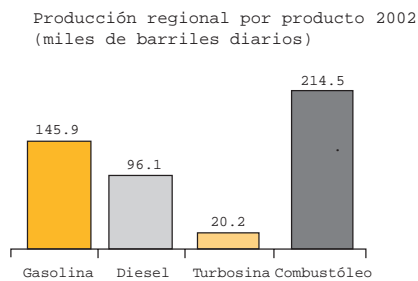
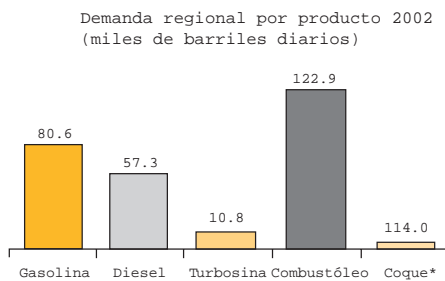
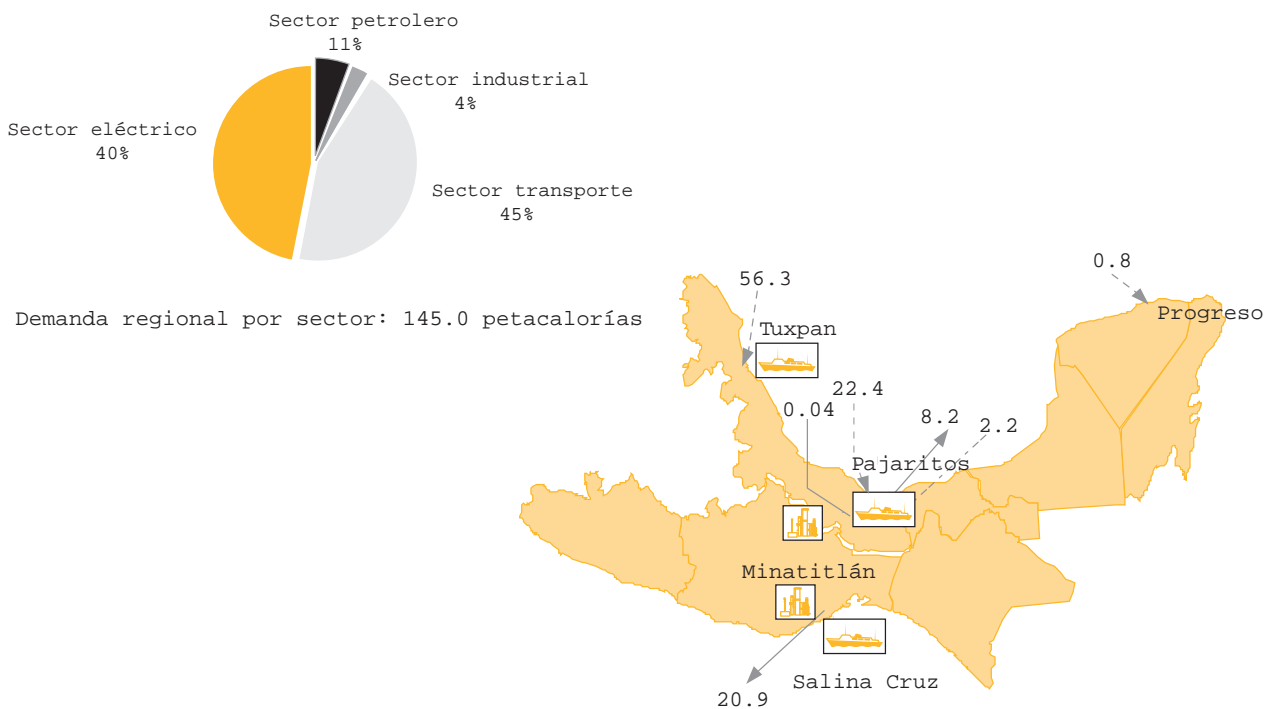
energética en la demarcación. La demanda regional del coque de petróleo fue cubierta con un volumen de 111.9 mta que provino de otras regiones del país y sólo 2.2 mta llegaron como parte de las importaciones.

Una de las características de la región, es la intensa actividad del comercio exterior de combustibles, y que se lleva a cabo en los principales puertos. Los más utilizados fueron: Pajaritos, donde se realizaron tanto exportaciones como importaciones de todos los

petrolíferos Tuxpan, que fue el punto por donde ingresaron a la mayor cantidad de petrolíferos líquidos (56.3 mbd); Salina Cruz, se caracterizó por ser principalmente un puerto de salida de gasolinas, diesel, combustóleo y turbosina, tan sólo durante el año 2002 salieron 20.9 mbd de estos petrolíferos. Finalmente, el puerto de Progreso registró un escaso movimiento de importaciones (0.8 mbd).

Las refinерías de Salina Cruz y Minatitlán son las encargadas de la producción de esta región, en conjunto obtuvieron una producción de 214.5 mbd de combustóleo, 145.9 mbd de gasolinas, 96.1 mbd de diesel y 20.2 mbd de turbosina. Sin embargo, se estima que salieron diariamente durante 2002 hacia otras regiones del país 123 mbd de gasolinas, 77.6 mbd de combustóleo, 48.3 mbd de diesel y 4.2 mbd de turbosina.

Mapa 8  
Región Sur-Sureste, flujo de petrolíferos 2002.



---> Importaciones (gasolinas, turbosinas, combustóleo, diesel), MBD  
 —> Exportaciones (gasolinas, turbosinas, combustóleo, diesel), MBD  
 - - - - - Importaciones (Coque de petróleo), mta

\* Miles de toneladas anuales.  
Fuente: IMP

### 3.12 Balance de petrolíferos total

En esta sección se presenta un balance final en términos de calorías con el objeto de homologar las unidades volumétricas e integrar los flujos de origen-destino de los cinco petrolíferos, a partir de la cual se señalan las siguientes consideraciones:

- La refinería de Salina Cruz aportó al cierre del 2002, el 26% de la oferta nacional de petrolíferos, le siguieron en importancia las refinерías de Tula y Cadereyta con 21.8% y 16.4% de participación, respectivamente.
- En 1993, la refinería Madero participó con el 12.2% en la oferta de petrolíferos, sin embargo, en el 2002 sólo alcanzó el 7.1%.
- El resto de las refinерías han mantenido un promedio de participación constante.
- En 1993, la demanda nacional de petrolíferos se satisfacía a partir una oferta compuesta por 89.3% de producción nacional y 10.7% con petrolíferos de importación. En el 2002, estos porcentajes se ubicaron en el orden de 83.2% y 16.8%, respectivamente.
- En el 2002, la participación del sector transporte en el consumo interno de petrolíferos fue de 58.2%, mientras que la del sector eléctrico se ubicó en 28.7%.
- Históricamente, los sectores con menor participación en el consumo de estos combustibles han sido el industrial y el petrolero, con 9% y 4.1% para el 2002, respectivamente.
- El saldo comercial neto de petrolíferos ha sido negativo durante toda la década, destacando el punto de fondo del año 2000, donde se alcanzó un nivel de importación neta de 166.4 petacalorías. En los últimos años se ha notado una recuperación, al registrar en el 2002 un nivel de importación neta de 98.4 petacalorías (véase cuadro 31 y gráfica 26).

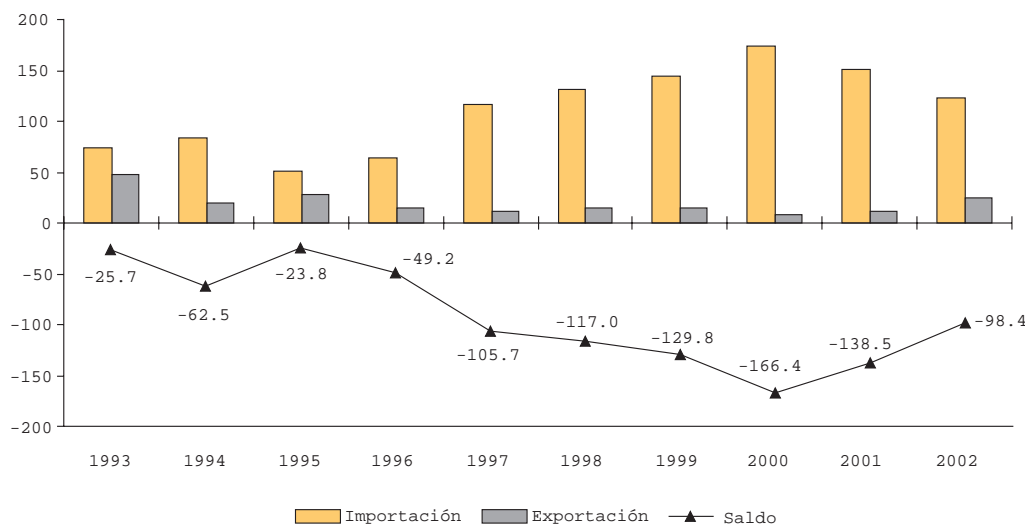
Cuadro 31  
Balance nacional de petrolíferos, 1993-2002  
Petacalorías

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Origen	689.3	714.5	659.7	675.8	718.8	764.2	753.6	771.6	759.8	736.5	0.7
Producción	615.6	631.7	608.2	611.7	602.1	633.3	609.6	597.0	609.2	613.0	0.0
Cadereyta	90.1	90.9	85.0	75.5	83.7	83.5	56.0	61.5	100.3	100.3	1.2
Madero	75.1	71.9	66.9	64.4	66.1	64.2	65.4	62.9	44.1	43.7	-5.8
Tula	117.1	137.3	133.1	153.4	140.8	149.4	150.9	146.0	142.2	133.8	1.5
Salamanca	85.0	82.2	77.4	78.0	87.9	84.5	82.4	84.6	82.7	83.0	-0.3
Minatitlán	102.1	102.6	96.6	88.6	85.1	91.8	94.4	87.8	90.7	92.7	-1.1
Salina Cruz	146.2	146.9	149.2	151.9	138.6	159.9	160.5	154.1	149.2	159.5	1.0
Importación	73.7	82.8	51.5	64.0	116.7	130.9	144.0	174.6	150.6	123.5	5.9
Destino	689.3	714.5	659.7	675.8	718.8	764.2	753.6	771.6	759.8	736.5	0.7
Demanda interna	628.4	686.6	631.4	655.5	696.5	732.8	720.5	748.2	740.0	707.6	1.3
Sector transporte	363.7	370.9	351.0	358.7	373.6	389.0	391.3	403.8	408.0	411.7	1.4
Sector eléctrico	163.1	198.0	167.0	183.6	210.4	233.1	226.4	244.4	232.9	203.1	2.5
Generación pública											
de electricidad	163.1	198.0	167.0	177.2	201.9	224.2	216.5	233.1	223.9	196.0	2.1
Generación por											
particulares de electricidad	-	-	-	6.4	8.5	8.9	9.9	11.2	9.0	7.1	-
Productores independientes											
de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.1	0.3	-
Autogeneración de											
energía eléctrica	-	-	-	6.4	8.5	8.9	9.9	11.1	8.9	6.8	-
Sector industrial	67.3	83.3	75.0	74.4	76.1	76.5	71.0	70.5	70.0	63.6	-0.6
Sector petrolero	34.3	34.3	38.4	38.8	36.3	34.2	31.8	29.6	29.1	29.2	-1.8
Exportación	48.1	20.4	27.7	14.9	11.0	13.9	14.2	8.1	12.1	25.1	-7.0
Variación de inventarios <sup>1</sup>	12.8	7.6	0.6	5.4	11.3	17.4	18.9	15.2	7.7	3.8	-

<sup>1</sup> Incluye diferencias.

Fuente: IMP, con información de Pemex y SENER.

Gráfica 26  
 Balance integral de petrolíferos: saldo comercial neto, 1993-2002  
 (petacalorías)



Fuente: IMP, con base en Pemex, SENER y empresas privadas.

## **Evolución de la oferta y demanda nacional de petrolíferos 2003-2012**

El presente capítulo tiene como objetivo mostrar la situación actual y futura del Sistema Nacional de Refinación (SNR), destacando fundamentalmente los aspectos de infraestructura, oferta de petrolíferos, demanda y el comercio exterior.

La industria nacional de refinación enfrenta retos muy importantes en el corto y medianos plazos para incrementar su rentabilidad, a través del aumento de la producción de gasolinas y diesel y disminuyendo la elaboración de combustóleo. La estrategia de crecimiento se basa en optimizar la capacidad instalada en el SNR y aprovechar eficientemente el volumen del crudo enviado a maquila.

Las perspectivas de demanda de petrolíferos y la calidad requerida de los mismos, indican una tendencia hacia la elaboración de productos con menor contenido de azufre, principalmente en gasolinas, por lo que el crecimiento esperado de los combustibles y sus características de calidad hacen indispensable la realización de inversiones en el SNR a fin de continuar la ejecución de proyectos estratégicos que permitan satisfacer las necesidades energéticas del país.

Para lograr un desarrollo sustentable, Pemex Refinación deberá invertir en instalaciones alrededor de 193,015 millones de pesos en el periodo 2004-2012, entre las que destaca la reconfiguración de Minatitlán y Salina Cruz.

La disponibilidad de crudos pesados y su tendencia al incremento en el volumen procesado en el SNR, inducen a una mayor producción de residuales con un elevado contenido de azufre y contaminantes. No obstante, los proyectos de reconfiguración y la tecnología involucrada se orientan hacia una mayor producción de gasolinas de mejor calidad, disminuyendo la producción de residuos.

Como consecuencia de lo anterior, y aunado a razones económicas y principalmente ecológicas, se observan las siguientes tendencias:

- Importante incremento en el procesamiento de crudo pesado durante el periodo 2003-2012.
- Incremento en la producción de gasolinas y destilados intermedios.
- Declinación en la oferta de combustóleo, como consecuencia de una menor demanda por la introducción de gas natural para la generación de energía eléctrica.
- Utilización de los residuos de vacío en los proyectos de cogeneración en el SNR.
- Incremento en la calidad de combustibles automotrices por el compromiso existente en materia ambiental, lo que conducirá a importantes reducciones en las emisiones de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>).

Ante estas situaciones y dadas las políticas para incrementar la elaboración de combustibles ecológicos, a fin de cubrir una demanda cada vez mayor, se han desarrollado nuevas tecnologías. La conversión de residuos es una solución inmediata que permitirá disminuir la producción de residuales y aumentar la de destilados, esto es, la producción de petrolíferos se orientará hacia productos de mayor calidad, reduciendo de manera importante el contenido de azufre en diesel y gasolinas, para contar con combustibles que satisfagan las exigencias de la reglamentación ambiental.

El principal reto de Pemex Refinación en la próxima década, es garantizar en el país el abasto eficiente de gasolinas y otros combustibles, cuya calidad y composición se encuentren acordes al marco legislador y al desarrollo tecnológico automotriz bajo un esquema de rentabilidad y competitividad internacional.

Finalmente, el presente trabajo incluye un análisis de la evolución prospectiva de la demanda interna en forma regional y agregada, los autoconsumos esperados y las expectativas en el comercio exterior. Se incluyen también, los balances de oferta-demanda en su escenario base para el periodo 2002-2012. Asimismo, se incorporan los balances por petrolífero para diferentes escenarios alternativos (alto y moderado).

## 4.1 Oferta nacional de petrolíferos

La estructura de los petrolíferos considerados se conforma de los siguientes productos: gasolinas automotrices, diesel, combustóleo, turbosina y coque de petróleo, los cuales integran la oferta nacional.

Los pronósticos de oferta, presentados en este estudio se basan fundamentalmente en los siguientes supuestos adoptados por Pemex Refinación:

- Los resultados del 2004 se basan en el Programa de Operación Anual.
- El Proyecto para incrementar la calidad de los combustibles en el 2008.
- Conclusión de la reconfiguración de Minatitlán en 2007.
- Modernización del tren de lubricantes en Salamanca en 2007
- La reconfiguración de Salina Cruz durante 2009
- Un nuevo tren de refinación de 150 mbd en 2012.
- Se toman en cuenta los proyectos de cogeneración en Minatitlán, Salamanca y Tula a partir de 2009; así como el proyecto enadero a partir de 2010.
- Reducción del contenido de azufre en gasolinas y otros petrolíferos.

Con la incorporación de estos proyectos se incrementará el procesamiento de crudo, con una mayor participación del tipo Maya respecto al total procesado, se logrará disminuir la producción de residuales y aumentar la de destilados.

### 4.1.1 Tipo de crudo procesado a partir de la reconfiguración del SNR

El crudo extraído varía en su composición, dependiendo del yacimiento de origen, mientras mayor sea el contenido de carbón con relación al del hidrógeno, mayor es la cantidad de productos pesados que tienen.

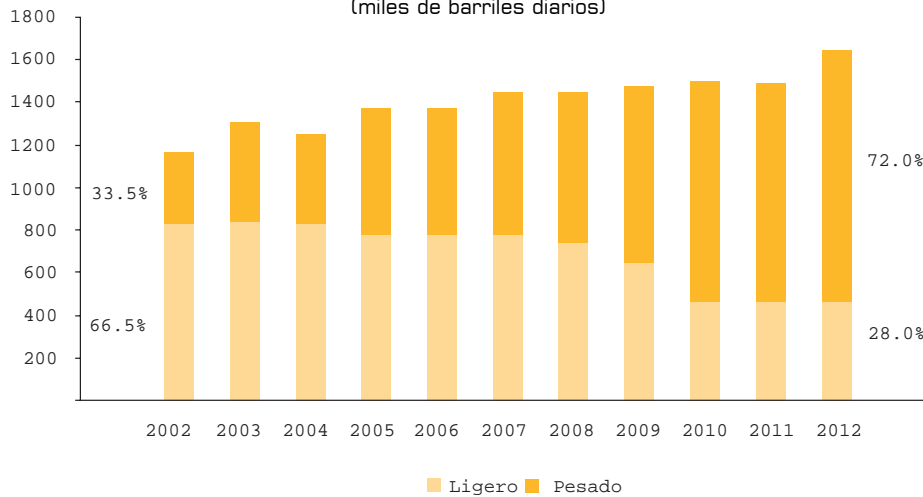
Los componentes más pesados del crudo necesitan condiciones de operación más severas para su refinación, es por ello que entre más proporción de componentes ligeros, mayor será la calidad del crudo. Asimismo, tales características del crudo, así como los precios, los márgenes de refinación, la cantidad y calidad de productos que se desean obtener, determinan los procesos que deben incorporarse a las refinerías.

Como consecuencia de la alta disponibilidad de crudo pesado en las reservas mexicanas, los programas de reconfiguración y las políticas de operación están orientados a manejar mezclas de cru-

do en donde el tipo Maya tenga mayor participación. Así, los proyectos de reconfiguración y la nueva capacidad permitirán al final del periodo una participación del crudo pesado del 72%. Esto es, el consumo del crudo Maya se incrementará en 763 mbd en el año 2012 respecto al 2002, mientras que el crudo ligero disminuirá en 368 mbd (véase gráfica 27).

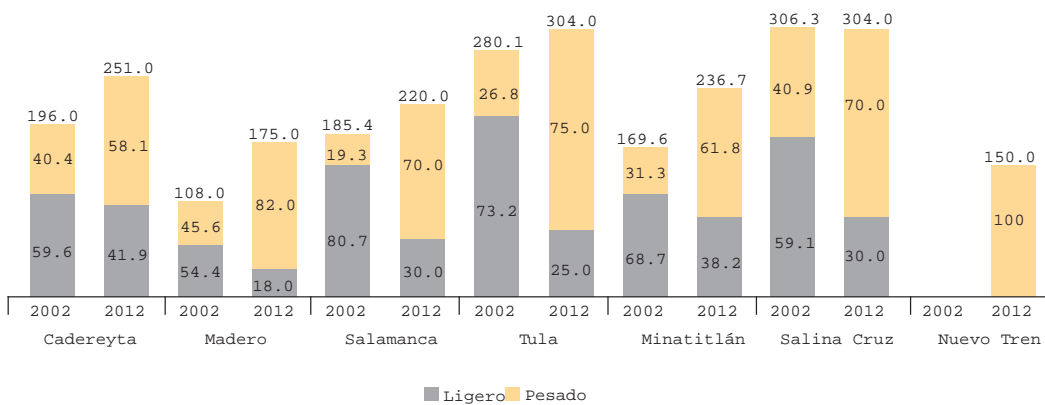
A nivel refinerías, la evolución esperada del volumen manejado y la participación por tipo de crudo se pueden observar en la gráfica 28.

Gráfica 27  
Proceso por tipo de crudo, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP con base en información de Pemex.

Gráfica 28  
Volumen total y estructura porcentual de crudo procesado por refinería, 2002 y 2012  
(miles de barriles diarios y porcentos)<sup>1</sup>

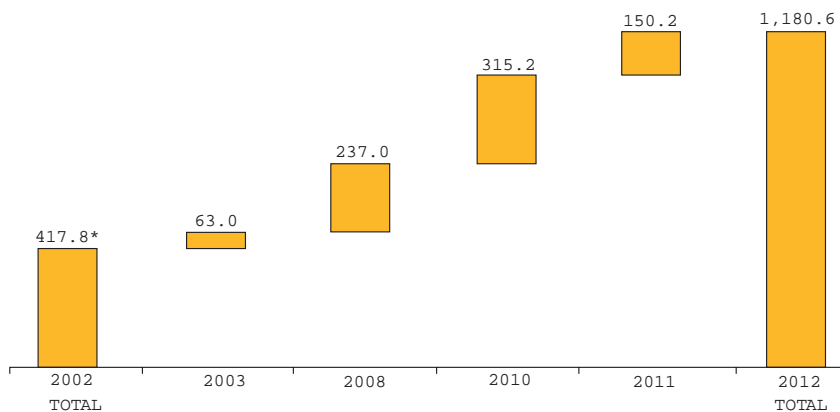


<sup>1</sup> Los números situados en la parte superior afuera de las barras son MBD, los que están al interior son porcentajes.

Fuente: IMP con base en información de Pemex.

En términos globales, el crudo total procesado en el SNR en el año 2003 será 63 mbd superior al 2002, mientras que en el año 2012 el volumen superará en 395 mbd al año de referencia. A nivel centro de trabajo estos volúmenes son los que se muestran en la gráfica 29.

Gráfica 29  
Incremento en el procesamiento de crudo pesado, 2012  
(miles de barriles diarios)



\*Incluye crudo reconstituido.

Fuente: IMP con base en información de Pemex Refinación.

#### 4.2 Desarrollo de plantas de proceso en el SNR

Los proyectos de reconfiguración de Minatitlán y Salina Cruz, junto con el nuevo tren de refinación, así como los proyectos para elevar la calidad de los combustibles en los próximos años, mantienen un carácter prioritario y estratégico, derivado de diversos factores que impactan en el comportamiento de la demanda nacional de petrolíferos. Las tendencias mundiales de la industria de la refinación, la actividad económica nacional, las regulaciones ambientales y la disponibilidad de crudo pesado inducen al SNR a adoptar importantes estrategias en la búsqueda de inversiones a fin de poder cumplir con los requerimientos de demanda y calidad de combustibles.

Así, para reducir el déficit existente entre la demanda y oferta de petrolíferos, PR continuará con los proyectos de reconfiguración.

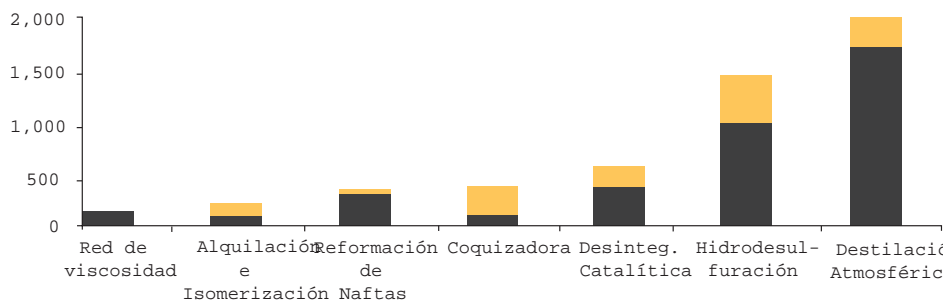
En el año 2009, de acuerdo con análisis preliminares se contará con ocho plantas nuevas adicionales, correspondientes a la reconfiguración de Salina Cruz. Este proyecto está orientado fundamentalmente a la obtención de una mayor producción de gasolinas e incrementar la calidad en las mismas, por lo que en este sentido la capacidad de destilación primaria no se incrementará.

En el 2010, se incorporarán dos nuevos trenes de coquización cuyas capacidades serán de 20 y 35 MBD en las Refinerías Salamanca y Tula respectivamente, lo cual permitirá un mayor procesamiento de crudo pesado, por lo que el volumen de crudo Maya procesado por estas dos refinerías se incrementará en 202.2 MBD respecto al año anterior (2009) con un consecuente aumento en la producción de gasolinas y una disminución en la producción de combustóleo.

En una primera aproximación, pudiera requerirse una nueva refinería para el año 2012, lo cual permitirá ampliar la capacidad de destilación primaria en 150 mbd. Este proyecto está orientado a procesar crudo tipo Maya y su puesta en operación permitirá incrementar la producción en 87.2 MBD de gasolinas y 53.7 MBD de destilados intermedios. Dicho proyecto contempla la creación de once plantas de proceso destinadas al incremento de la producción de petrolíferos de mayor calidad y un menor contenido de azufre.

La evolución de las capacidades de plantas de proceso en el SNR durante el periodo de análisis se muestra en la siguiente gráfica .

Gráfica 30  
Capacidad adicional por tipo de proceso, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)



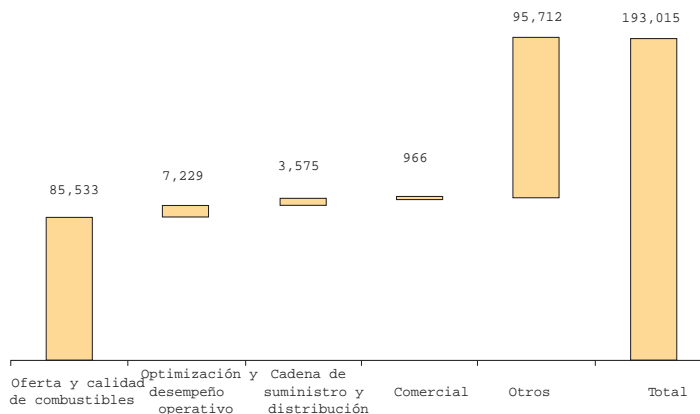
Fuente: IMP, con base en información de Pemex Refinación.

Estos proyectos de reconfiguración están orientados a disminuir los rezagos tecnológicos, mejorando los rendimientos de diseño en la elaboración de gasolinas y destilados intermedios, lo que permitirá incrementar el proceso de crudo Maya, disminuir la producción de combustóleo, y mejorar la calidad de las gasolinas y diesel automotriz principalmente.

Para alcanzar estos objetivos, Pemex Refinación deberá invertir alrededor de 193,015 millones de pesos de 2003, donde destacan los recursos dedicados a la reconfiguración de la Refinería de Salina Cruz por un monto de 15,873 millones de pesos. Estos recur-

sos se destinarán al incremento de la oferta, la mejora de la calidad de los combustibles, la optimización del desempeño operativo, para el suministro, distribución y comercialización de combustibles.

Gráfica 31  
Programa de inversiones de Pemex Refinación, 2004-2012  
(millones de pesos de 2003)



Fuente: Pemex Refinación.

### Reconfiguración de Minatitlán

Con el propósito de mejorar la operación del sistema nacional de refinación, se lleva a cabo el Proyecto Minatitlán, el cual busca como resultado final no sólo combustibles de mejor calidad, sino un mayor volumen de producción y afianzar con ello la seguridad energética del país.

La inversión requerida es de alrededor de mil 600 millones de dólares a financiarse a través de recursos tipo Pidiregas y gasto programable. Se licitarán seis paquetes para la ejecución de las obras e incluyen la ejecución de once plantas nuevas: servicios auxiliares e integración (aguas amargas); combinada, hidrosulfuradora de diesel y (FCC) fraccionadora de gases; hidrogeno, hidrosulfuradora de gasóleos y recuperadora de azufre; alquilación y la regeneradora de dietanolamina (DEA), coquizadora e hidrosulfuradora de naftas de coquización. Se espera que la reconfiguración concluya en el 2007.

Asimismo, Pemex Refinación incrementará la capacidad de proceso de crudo al pasar de 170 mbd a 226 mbd, con un porcentaje de 60% de petróleo pesado Maya y 40% de ligero Istmo.

Además, se buscará asegurar la calidad, tiempo y costo de las obras, bajo normas y especificaciones técnicas previamente establecidas, dentro de un marco de seguridad industrial y cuidando el entorno ecológico.

Por su posición estratégica en el suministro de productos petrolíferos en el sur, sureste y centro de la República Mexicana, la refinería de Minatitlán es una de las de mayor importancia en el sistema nacional de refinación y su reconfiguración le permitirá mejorar su rentabilidad.

### 4.3 Demanda nacional de petrolíferos, 2002-2012

En este apartado se analiza el comportamiento que se espera en la demanda de petrolíferos para el periodo 2002-2012. El pronóstico de las cifras de demanda se basa en los modelos de estimación de Pemex Corporativo (ventas internas) y de Pemex Refinación (autoconsumos), los cuales contemplan un escenario base y dos alternativos (moderado y alto). En dichos modelos se considera el crecimiento económico del PIB real, el precio de los productos en términos reales, el Índice Nacional de Precios al Consumidor, el

tipo de cambio y el pronóstico de cotizaciones de productos petrolíferos y gas natural, además de los IEPS vigentes y la aplicación de las normas ambientales (NOM-85 y NOM-086).

El escenario base se sustenta en un crecimiento medio anual del PIB de 4.7%, mientras que el escenario alto crecerá 5.6% y el moderado aumentará en promedio 3.2% anual durante el periodo 2002-2012. Asimismo, en los escenarios base y alto se espera alcanzar una inflación de 3.1% comparable a la de nuestros principales socios comerciales (véase cuadro 32).

Cuadro 32  
Escenarios macroeconómicos, 2002-2012

	Base	Alto	Moderado
PIB <sup>1</sup>	4.7	5.6	3.2
Inflación promedio <sup>1</sup>	3.1	3.1	4.8
Tipo de cambio promedio <sup>2</sup>	10.7	10.6	12.3
Cetes 28 días <sup>1</sup>	7.5	7.2	10.4

1 Crecimientos promedio.

2Pesos por dólar.

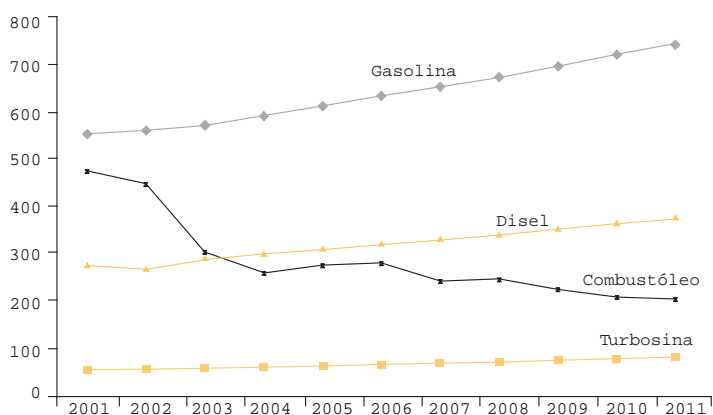
Fuente: Centro de Análisis y Proyecciones Económicas para México.

Con base en lo anterior, se realizó la prospectiva de la demanda interna (ventas internas y autoconsumos) de cada petrolífero para el periodo de análisis, por región y por sector.

Las estimaciones de las ventas internas indican que el principal petrolífero demandado será la gasolina, cuya demanda al final del año 2012 se estima será de 806.4 mbd incluyendo el sector petro-

lero. El diesel ocupará el segundo lugar con 411.6 mbd, cuya demanda se desagrega en los sectores transporte, industrial y eléctrico con 361.4, 33.1 y 4.8 mbd, correspondientemente para el mismo año. En el caso de la turbosina, la demanda será de 77.4 mbd. Finalmente, las ventas internas de combustóleo para el año 2012 se ubicarán en 347.2 mbd desagregados en 241.7 para el sector eléctrico, y 105.6 para el sector industrial y petrolero (véase gráfica 32).

Gráfica 32  
Ventas internas de petrolíferos, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en información de Pemex Corporativo.

#### 4.4 Elaboración nacional de petrolíferos, 2002-2012

Hacia el año 2012, la refinería de Salina Cruz procesará 18.5% del crudo total, Minatitlán 14.4% y el nuevo tren de refinación 9.1%. Así, se espera que la producción de petrolíferos alcance un total de 1,480.7 mbd, es decir 26.4 % más que en 2002, como resultado de la entrada del Nuevo Tren de refinación en 2012 y las reconfiguraciones de las refinerías mencionadas. Minatitlán y Salina Cruz producirán el 37.2% de las gasolinas, la nueva capacidad permitirá producir el 11.3%.

En el caso de los destilados intermedios estos tres centros de trabajo producirán el 46.4% del total nacional, y su contribución en el combustóleo será del 46.1%.

Cabe señalar, que el mayor volumen de producción en el nuevo tren de refinación estará enfocado fundamentalmente a la producción de gasolinas (véase cuadro 33).

Cuadro 33  
Producción nacional de petrolíferos en Pemex Refinación, 2012  
(miles de barriles diarios)

	Cadereyta	Madero	Tula	Salamanca	Minatitlán	Salina Cruz	Nuevo Tren	Total
Crudo a proceso	251.0	175.0	304.0	220.0	236.7	304.0	150.0	1,640.7
<b>Total</b>	<b>219.2</b>	<b>144.9</b>	<b>273.6</b>	<b>180.3</b>	<b>218.4</b>	<b>318.6</b>	<b>133.9</b>	<b>1,488.9</b>
Gasolinas	99.4	73.5	121.6	78.7	96.4	132.6	80.0	682.3
Diesel	78.9	52.0	57.5	47.8	76.0	68.7	45.2	426.1
Turbosina	7.0	5.0	30.6	9.1	5.0	46.2	8.5	111.3
Combustóleo	33.9	0.9	49.7	30.4	27.1	71.1	0.2	213.3
Residuos de vacío	0	13.5	14.3	14.3	13.9	0.0	0.0	56.0

Fuente: IMP con base en información de PEMEX.

Cuadro 34  
Tasas de crecimiento de la oferta nacional de petrolíferos, 2002-2012

Petrolífero	tmca
Gasolina	6.3
Diesel	4.8
Turbosina	7.0
Combustóleo	-7.2
Coque de Petróleo	64.3

Fuente: IMP, con base en información de PEMEX.

#### 4.5 Balance nacional de petrolíferos, 2002-2012

En general, con base en las estimaciones de oferta y la demanda se concluye que la capacidad interna será insuficiente durante el periodo de proyección, básicamente para el caso de las gasolinas. Su demanda crecerá más rápidamente que la capacidad de producción, razón por la cual, aumentará el déficit comercial. En cuanto al diesel, la turbosina y el combustóleo se espera mantener el mercado relativamente en equilibrio.

A pesar de la magnitud de las inversiones previstas en Pemex Refinación, el déficit de petrolíferos no será eliminado, ya que por ejemplo, en gasolinas se tendrá un déficit comercial a lo largo de todo el periodo. En el caso del combustóleo, se continuará la dependencia del exterior la mayor parte del periodo estudiado.

Respecto al diesel, se registrarán importaciones durante el 2003, 2004 y 2011, en contraste con el resto de los petrolíferos, este combustible mostrará un superávit comercial que permitirá su exportación, dicha actividad tendrá una tasa media de crecimiento anual de 6.1% en el periodo 2002-2012.

La turbosina tendrá un comportamiento similar al diesel, registrándose también exportaciones cuya tasa de crecimiento anual será de 18.3 %.

En el caso del coque, éste seguirá importándose en forma descendente de acuerdo con los proyectos de reconfiguración en donde se contempla la operación de nuevas plantas coquizadoras.

Cuadro 35  
Balance nacional de petrolíferos \*, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Incluye Gasolinas, diesel, combustóleo y turbosina.

Cadereyta	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	1,402.1	1,402.6	1,431.5	1,467.3	1,491.2	1,506.7	1,519.6	1,619.4	1,663.6	1,682.4	1,747.0	2.2
Producción	1,171.3	1,252.5	1,149.2	1,364.9	1,367.0	1,391.5	1,408.3	1,411.0	1,402.6	1,400.0	1,536.7	2.8
Cadereyta	194.6	207.7	171.5	214.8	216.9	215.1	214.1	221.7	221.3	219.8	219.8	1.2
Madero	81.1	121.0	103.4	147.4	147.4	146.4	144.5	145.2	144.6	145.1	144.9	6.0
Tula	258.0	273.5	277.5	308.9	308.7	291.8	298.8	295.7	274.3	275.2	273.6	0.6
Salamanca	160.8	167.4	174.3	173.9	167.0	169.0	170.4	170.2	181.4	180.4	182.2	1.3
Minatitlán	175.2	182.9	151.9	201.4	203.9	236.0	245.7	254.6	250.5	255.7	260.9	4.1
Salina Cruz	301.5	300.0	270.6	318.6	323.1	333.3	334.9	323.5	330.6	323.9	318.6	0.6
Nueva capacidad de refinación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	136.6	-
Importación	230.8	150.1	282.3	102.4	124.2	115.2	111.3	208.4	261.0	282.4	210.3	-0.9
Destino	1,402.1	1,402.6	1,431.5	1,467.3	1,491.2	1,506.7	1,519.6	1,619.4	1,663.6	1,682.4	1,747.0	2.2
Demanda interna	1,347.1	1,373.1	1,417.9	1,375.4	1,422.4	1,447.0	1,486.5	1,573.0	1,630.3	1,660.6	1,698.6	2.3
Sector transporte	862.3	912.5	956.9	975.7	1,013.6	1,045.0	1,079.3	1,117.7	1,159.8	1,201.1	1,243.9	3.7
Sector eléctrico	349.8	315.5	322.5	254.5	265.4	251.4	257.1	265.5	268.4	254.9	246.5	-3.4
Generación pública de electricidad	337.5	304.4	311.0	242.2	253.0	238.8	244.6	252.9	255.9	242.4	234.1	-3.6
Generación por particulares de electricidad	12.3	11.2	11.5	12.3	12.4	12.5	12.5	12.6	12.5	12.5	12.4	0.0
Productores independientes de electricidad	0.5	-	-	-	-	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	-6.8
Autogeneración de energía eléctrica	11.8	11.2	11.5	12.3	12.4	12.5	12.4	12.4	12.3	12.2	12.1	0.3
Sector industrial	83.6	88.2	88.2	86.1	84.3	83.2	82.1	81.0	80.0	78.7	77.2	-0.8
Sector petrolero	51.4	56.9	50.2	59.1	59.0	67.4	67.9	108.8	122.1	125.8	131.0	9.8
Exportación	46.0	30.5	13.2	91.9	68.9	59.7	33.2	46.5	33.3	21.8	48.4	0.5
Variación de inventarios <sup>1</sup>	8.9	-1.0	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-

<sup>1</sup> Incluye diferencias.

Fuente: IMP, con información de Pemex y SENER.

## 4.6 Gasolinas

### 4.6.1 Demanda nacional

Dentro del contexto de demanda nacional de petrolíferos, las gasolinas serán las que presenten una mayor participación. Se estima que su crecimiento anual tendrá una tmca de 3.6%, lo que equivale a un incremento total de 240.1 mbd entre los años 2002 y 2012. Dicho aumento en la demanda se verá influenciado por el impacto en el aumento del parque vehicular a gasolina, el cual se estima que tendrá una tmca del 4.7% durante el periodo de análisis.

Bajo este entorno, se espera un crecimiento importante del parque vehicular en las regiones Centro (6.6%) y Noreste del país (5.4%). La Sur-Sureste será la región que muestre la menor participación de crecimiento anual (3.1%).

La distribución del consumo de gasolinas seguirá la tendencia del crecimiento económico en el país. Esto significa que al finalizar el 2012, los vehículos a gasolina tendrán una participación que predominará (97.4%) con respecto a otras tecnologías (gas natural comprimido y gas licuado de carburación).

Al concluir 2003 se espera que el consumo estimado del sector transporte sea de 590.8 mbd, volumen superior en 25.6 mbd respecto al año anterior (2002). Al final del periodo se estima un consumo total de 805.1 mbd. Respecto a la demanda regional de gasolinas en el 2012, la Centro-Occidente presentará el mayor consumo, mientras que la región Noroeste será la región que muestre la menor demanda (véase cuadro 36).

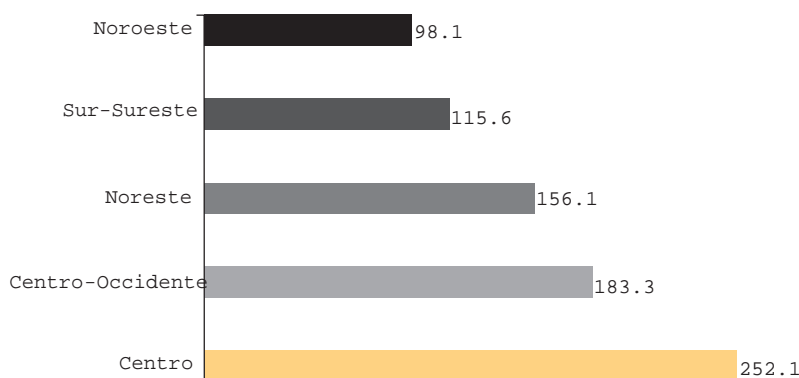
Cuadro 36  
Ventas internas de gasolinas al sector transporte por región, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Escenario Base

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	565.3	590.8	618.9	640.8	663.8	683.1	704.2	727.9	753.7	779.0	805.1	3.6
Noroeste	67.3	72.4	74.7	77.5	80.6	83.2	85.8	88.6	91.8	94.8	98.1	3.8
Noreste	103.8	115.0	118.5	122.6	127.3	131.3	135.4	139.9	145.2	150.8	156.1	4.2
Centro-Occidente	130.9	137.0	141.0	145.9	151.2	155.5	160.1	165.4	171.3	177.0	183.3	3.4
Centro	183.3	189.3	195.1	202.8	209.2	215.0	221.6	229.4	237.2	244.6	252.1	3.2
Sur-Sureste	79.9	77.0	89.6	92.1	95.3	98.2	101.3	104.6	108.2	111.8	115.6	3.8

Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

Gráfica 33  
Ventas internas de gasolinas por región, sector transporte, 2012.  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

El incremento en la demanda de gasolinas refleja también el aumento esperado en la adquisición de vehículos nuevos como consecuencia de la apertura a la importación de los mismos a partir del año 2004 y su disminución en los precios. Bajo esta situación, se estima que la mayor tasa de crecimiento se tenga para la región Noreste. La región Centro mantendrá la menor tasa, cuyo valor estimado es de 3.2%.

#### Autoconsumos

En cuanto a los consumos de gasolinas por parte del sector petrolero, estos se mantendrán prácticamente constantes a lo largo del periodo con un valor promedio de 1.2 mbd y un crecimiento medio anual del 2.2%.

Al finalizar el periodo (2012), PEP tendrá la mayor participación en estos autoconsumos, 71.1%; mientras que PPQ tendrá la menor participación, 11.8%. Las subsidiarias restantes demandarán el 23.7 %.

#### 4.6.2 Producción de gasolinas

Ante los requerimientos ambientales cada vez más estrictos, la industria automotriz ha desarrollado nuevas tecnologías que requieren del uso de gasolinas cuyas especificaciones en cuanto al contenido de contaminantes son cada vez más estrictas.

El proceso de globalización y la entrada de la norma Tier 2<sup>1</sup> hacen necesario la elaboración de gasolinas con menor contenido de azufre para poder abastecer a los vehículos que la requieran, por lo que los proyectos de reconfiguración y la tecnología involucrada orientan hacia una mayor producción de gasolinas de mejor calidad.

Las futuras reconfiguraciones, aunadas a las ya existentes, y los proyectos para incrementar la calidad de los combustibles, permitirán obtener gasolinas cuyo contenido de azufre disminuirá de manera importante (véase cuadro 37).

En cuanto al contenido de azufre, se tiene programado reducir en el año 2004 la concentración de azufre en la gasolina Premium a 300 ppm y a 30 a partir del 2006. En el caso de la gasolina Pemex Magna para la ZMVM esta se mantendrá en 300 ppm hasta el año 2008, posteriormente se reducirá a 30 ppm.

En las zonas no críticas la gasolina Pemex Magna se mantendrá en 1000 ppm hasta el 2004, posteriormente y durante el periodo 2005-2008, ésta tendrá una concentración de 300 ppm. A partir de la segunda mitad de este último año, se reducirá a 30 ppm.

El cumplimiento con las normas de calidad más estrictas y los mayores niveles de producción previstos, sólo podrán ser factibles por medio de importantes transformaciones y cambios tecnológicos en la estructura productiva del SNR.

Cuadro 37  
Especificaciones de las gasolinas Magna y Premium, 2002-2012

Especificación	Pemex Magna	Pemex Premium	Pemex magna ZMVM <sup>1</sup>
Índice de octano	87 (R+M)/2	92 (R+M)/2	87 (R+M)/2
Presión de vapor (psi)	9	7.8	7.8
Oxigenante (% en peso)	No limitado	1 a 2	1 a 2
Aromáticos (% en volumen)	35	25	25
Olefinas (% en volumen)	15	10	10
Benceno (% en volumen)	4.9	2	2
Azufre (ppm)	1000 Máx <sup>2</sup>	500 <sup>5</sup>	300 Prom/500 Max <sup>8</sup>
Azufre (ppm)	300 Prom/500 Max <sup>3</sup>	300 <sup>6</sup>	30 Prom/80 Max <sup>4</sup>
Azufre (ppm)	30 Prom/80 Max <sup>4</sup>	30 <sup>7</sup>	

<sup>1</sup> Gasolinas disponibles en Áreas Metropolitanas.

<sup>2</sup> En los años 2003 y 2004.

<sup>3</sup> Del 2005 al 2008

<sup>4</sup> A partir de la segunda mitad del año 2008.

<sup>5</sup> Durante el año 2003

<sup>6</sup> Durante el 2004 y 2005

<sup>7</sup> A partir del año 2006

<sup>8</sup> Del 2003 al 2008

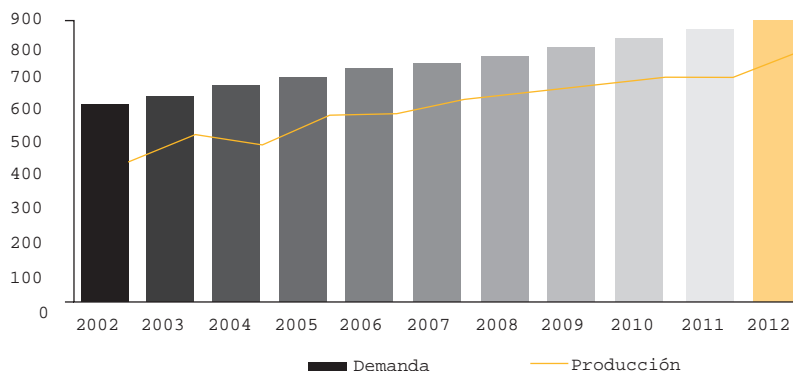
Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

Entre las premisas futuras para la reconfiguración y modernización de las refinerías se fijó como meta incrementar el proceso de crudo pesado tipo Maya, y aumentar la producción de gasolinas, entre otros aspectos (reducción de las importaciones de petrolíferos, gasolinas principalmente).

Así, con la reconfiguración actual de cuatro refinerías, se logrará incrementar la producción interna de gasolinas en 81 mbd respecto a 2002, para llegar a un total de 479.2 mbd en el año 2003.

Con base en lo anterior, y considerando la disponibilidad de crudo Maya, así como los proyectos de reconfiguración futuros y la nueva capacidad, la producción nacional de gasolinas en el periodo 2002-2012 mantendrá una tasa media de crecimiento anual del 6.3% (véase gráfica).

Gráfica 34  
Evolución de la oferta y demanda nacional de gasolinas, 2002-2012.  
(miles de barriles diarios)



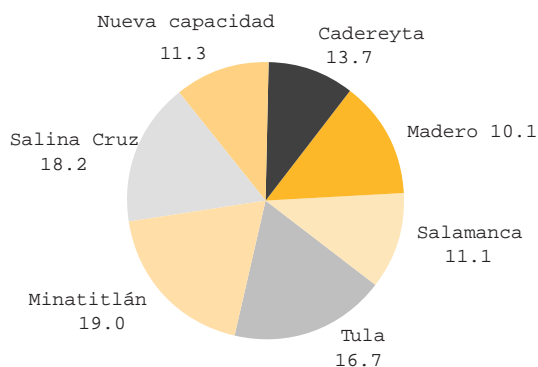
Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

Pese al incremento en la producción de gasolinas durante el periodo de estudio, se seguirá observando un déficit entre la demanda y la producción interna de 76.3 mbd hacia el 2012. No obstante, con las reconfiguraciones y la nueva capacidad, las importaciones disminuirán en 107.8 mbd entre el 2002 y el 2012.

En la siguiente gráfica se presenta, la participación en la oferta nacional de gasolinas por centro productor en el 2012.

La culminación de los proyectos de reconfiguración y la adición del nuevo tren de refinación, permitirán incrementar la oferta nacional de gasolinas al 2012 en un 83.4% respecto al año 2002, lo que se traduce en un aumento de la producción de 331.9 mbd.

Gráfica 35  
Participación por refinería en la oferta de gasolinas, 2012  
(porcientos)



Fuente: IMP, con base en información de Pemex Refinación.

### 4.6.3 Balance de gasolinas

La producción de gasolinas estimada para el año 2012 se prevé que será de 730.0 mbd, en donde se espera que aporte el 90.5% de la oferta total y en cuanto a las importaciones estas contribuirán con el 9.4%. El incremento medio anual de la producción nacional de este petrolífero será de 3.3% para el período de proyección, y las importaciones muestran una disminución del 8.4% (véase cuadro 38)<sup>2</sup>.

Cuadro 38  
Balance nacional de gasolinas, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Oferta total	582.3	594.3	621.0	641.9	665.1	684.3	705.5	729.1	755.0	780.2	806.4	3.3
Producción <sup>1</sup>	398.1	479.2	451.3	539.5	540.8	584.0	603.5	630.5	651.0	653.8	730.0	6.3
Cadereyta	74.6	86.0	76.7	99.0	99.5	98.9	98.6	99.4	99.4	100.0	100.0	3.0
Madero	22.3	55.0	56.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	12.6
Tula	94.8	113.5	117.4	125.8	126.5	114.1	118.3	115.4	121.8	123.4	121.6	2.5
Salamanca	60.5	68.8	65.0	70.1	63.6	66.7	66.5	65.9	80.5	80.1	80.7	2.9
Minatitlán	55.1	54.0	46.6	70.0	76.1	120.1	142.0	144.0	144.1	144.0	138.9	9.7
Salina Cruz	90.9	102.0	89.2	101.1	101.6	110.7	104.6	132.3	131.7	132.7	132.7	3.9
Nueva capacidad de refinación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82.7	0.0
Importación	184.2	115.0	169.7	102.4	124.2	100.3	102.0	98.6	104.0	126.5	76.4	-8.4
Demanda total	582.3	594.3	621.0	641.9	665.1	684.3	705.5	729.1	755.0	780.2	806.4	3.3
Demanda interna	566.3	591.8	620.1	641.9	665.1	684.3	705.5	729.1	755.0	780.2	806.4	3.6
Sector transporte	565.3	590.8	618.9	640.8	663.8	683.1	704.2	727.9	753.7	779.0	805.1	3.6
Sector petrolero	1.014	1.0	1.2	1.1	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	2.2
Exportación	6.8	2.4	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0
Variación de inventarios	9.2											

<sup>1</sup> La producción incluye componentes importados y transferencias de otros organismos

Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

Gráfica 36  
Saldo del comercio exterior de gasolinas, 200-2012  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con información de Pemex

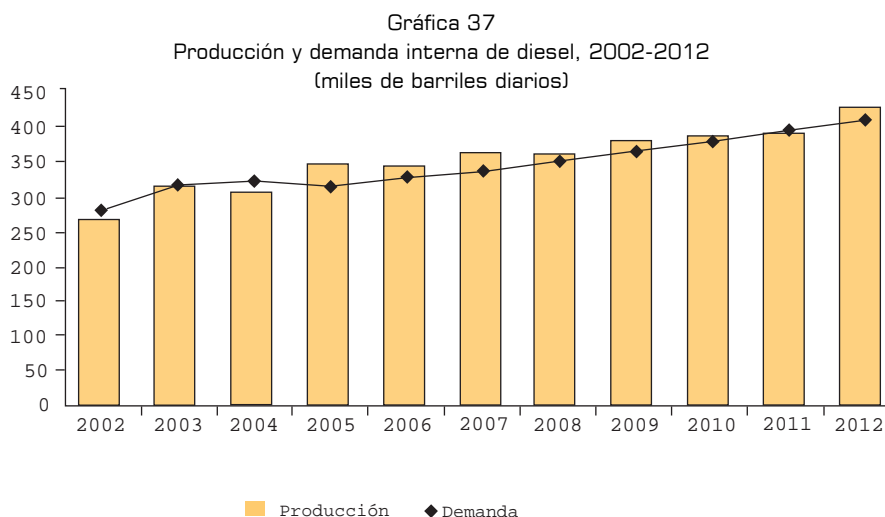
<sup>2</sup> Cabe aclarar que estos resultados difieren de los presentados en la *Prospectiva de Petrolíferos 2002-2011*, en virtud de que se asumió que el nuevo tren de refinación entraba en operación en 2006, lo que ocasionaba un saldo superavitario de gasolinas en ese año.

## 4.7 Diesel

### 4.7.1 Demanda nacional de diesel

El consumo interno de diesel presentará durante el periodo de proyección un crecimiento de 3.8% anual, superior en 2% al observado dentro del mismo mercado en el ciclo histórico 1993-2002. El diesel se seguirá consumiendo en gran diversidad de actividades económicas de los diferentes sectores, principalmente en aque-

llas que utilizan máquinas de combustión interna de alto aprovechamiento de energía con elevado rendimiento y eficiencia mecánica. Se estima que a partir de 2005 prácticamente todo el mercado interno será cubierto con la oferta interna, exceptuando el año 2011 donde habrá un pequeño diferencial de 5.9 mbd, que será compensado con importaciones. Este mismo comportamiento se espera en los años 2003 y 2004 (véase gráfica 37).



Fuente: IMP, con base en la CFE, empresas privadas, Pemex y SENER.

#### 4.7.1.1 Sector eléctrico

Las expectativas para el sector muestran que su consumo disminuirá en el periodo 2002-2012, con decrementos medios anuales de 4.6%; el cual continuará utilizándose principalmente en pruebas de arranque en algunas tecnologías de generación eléctrica. La

demanda del sector representará en promedio 1.7% del consumo interno durante todo el periodo prospectivo, considerando los requerimientos esperados por CFE, LFC, PIE's y los proyectos de autogeneración del sector privado (véase cuadro 39).

Cuadro 39  
Demanda de diesel en el sector eléctrico<sup>1</sup> por región, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	7.7	15.2	6.8	3.7	4.1	3.7	4.4	3.9	4.4	4.4	4.8	-4.6
Noroeste	2.4	2.5	2.0	1.8	2.1	1.7	2.2	1.8	2.1	2.1	2.6	0.7
Noreste	2.3	2.1	1.9	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.3	1.3	-5.5
Centro-Occidente	0.6	3.7	0.4	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	-10.4
Centro	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	3.2
Sur-Sureste	2.3	6.9	2.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	-12.2

<sup>1</sup> Incluye la participación del sector público (CFE, LFC y PIE's) y la autogeneración del sector privado.

Fuente: IMP, con base en la CFE, empresas privadas, Pemex y SENER.

Aún y cuando en el año 2002, los PIE´s consumieron 0.5 mbd, será hasta el año 2007 cuando retomen una demanda promedio de 171.0 barriles diarios de diesel hasta el 2012, que serán utilizados en la generación de electricidad en los proyectos Baja California Sur II, III y IV. Por otro lado, el consumo destinado a la autogeneración presentará un ligero crecimiento, apenas 1.4% en cada año a lo largo del periodo.

#### 4.7.1.2 Sector transporte

El sector transporte seguirá siendo el principal mercado para el consumo de diesel. Se contempla que para el año 2012 su consumo represente 87.8% del total de las ventas internas, es decir,

demandará un volumen 361.4 mbd. Su uso seguirá orientado fundamentalmente como energético en el parque vehicular equipado con motores diseñados para combustible diesel, tales como camiones de servicio ligero y pesado, autobuses de servicio urbano y de pasajeros, también se utilizará en locomotoras y para la propulsión de motores en embarcaciones.

La región Centro-Occidente se caracterizará por una gran actividad económica en todos sus sectores productivos, lo que activará el uso de transporte de carga para trasladar todas las materias primas, bienes intermedios y bienes finales, hacia el interior y exterior del país para poder distribuirlos, este sector se mostrará como el más intensivo en el consumo de diesel (véase cuadro 40).

Cuadro 40  
Demanda de diesel en el sector transporte por región, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	241.6	267.4	279.8	273.9	286.3	296.4	307.5	320.0	333.7	347.3	361.4	4.1
Noroeste	33.9	36.0	37.5	39.2	41.1	42.7	44.3	46.0	48.1	50.0	52.0	4.4
Noreste	50.1	54.8	56.9	59.3	62.1	64.4	66.9	69.5	72.7	76.1	79.3	4.7
Centro-Occidente	63.5	66.9	69.5	72.3	75.5	78.1	80.9	84.1	87.8	91.3	95.2	4.1
Centro	52.2	50.5	52.5	54.6	56.5	58.3	60.6	63.3	65.8	68.1	70.4	3.0
Sur-Sureste	42.0	59.2	63.5	48.4	51.1	52.9	54.9	57.1	59.4	61.9	64.4	4.4

Fuente: IMP, con base en Pemex y SENER.

#### 4.7.1.3 Sector industrial

Por su importancia este sector seguirá siendo el segundo consumidor de diesel después del sector transporte. Una de sus características en el sector industrial, será mantener consumos tanto de diesel desulfurado como Pemex diesel. Este último se consumirá en el parque vehicular a diesel, utilizado para trasladar materias

primas e insumos intermedios que requiere el sector para su desarrollo, además otra parte del consumo se destinará para colocar los productos terminados hacia los diferentes mercados de consumo; esto significa que a medida que las actividades en el sector industrial se recuperen, la demanda de diesel aumentará (véase cuadro 41 ).

Cuadro 41  
Demanda de diesel en el sector industrial por región, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	21.4	23.0	23.8	24.8	25.9	26.9	27.9	29.1	30.4	31.7	33.1	4.5
Noroeste	3.0	3.6	3.7	3.8	4.0	4.2	4.4	4.6	4.8	5.0	5.2	5.5
Noreste	5.9	5.0	5.2	5.4	5.7	5.9	6.1	6.4	6.7	7.1	7.4	2.4
Centro-Occidente	4.3	3.7	3.8	4.0	4.1	4.3	4.4	4.6	4.8	5.0	5.2	1.9
Centro	6.6	8.1	8.4	8.7	9.1	9.4	9.7	10.1	10.6	11.0	11.4	5.6
Sur-Sureste	1.5	2.7	2.8	2.9	3.1	3.2	3.3	3.4	3.6	3.7	3.9	9.6

Fuente: IMP, con base en Pemex y SENER.

#### 4.7.1.4 Sector petrolero

La demanda proveniente de este sector crecerá a una tmca de 0.5% durante el periodo de estudio; en este último año, se estima que el consumo sea mayor en 5.4% comparado con el demandado durante 2002. La proyección de la demanda en la industria petrolera indica que en promedio durante los próximos 10 años, el 95.1% será consumido en actividades que se realizarán en Pemex Exploración y Producción, 2.9% será el insumo en Pemex Petroquímica, 1.1% lo consumirá Pemex Gas y Petroquímica Básica y el resto lo demandará Pemex Corporativo.

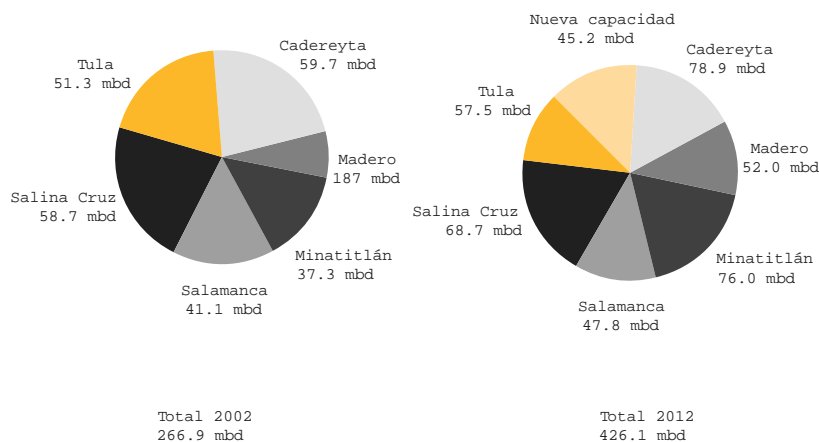
#### 4.7.2 Producción de diesel

La oferta nacional esperada de diesel, indica que prácticamente en todo el horizonte prospectivo el país será autosuficiente para satisfacer la demanda interna del energético. Además, cabe resaltar que los estándares internacionales de protección al medio ambiente exigirán necesariamente el avance en la disminución de contaminantes a través de la reducción en el contenido de azufre de los combustibles. Para ello Pemex Refinación continuará elevando la calidad del Pemex Diesel, que hoy en día contiene 500 partes por millón de azufre (ppm), razón que posteriormente será reducida a 300 ppm a partir de 2006, hasta llegar a poseer un máximo de 15 ppm en 2008, como parte del proyecto para la calidad de combustibles que tendrá lugar en este último año.

Petróleos Mexicanos mantendrá una permanente modernización en sus refinerías. Mediante los proyectos de reconfiguración se pretende alcanzar una mayor obtención de destilados ligeros e intermedios como el diesel en cada una de sus refinerías, lo que provocará un aumento en el volumen ofertado al mercado. Parte de la sustentabilidad económica y ecológica de este esquema, es que no sólo permitirá incrementar la oferta del combustible, sino que se habrán de instalar plantas de hidrot ratamiento en las refinerías reconfiguradas de Pemex Refinación, que permitirán reducir el contenido de azufre, el contenido de aromáticos y obtener mayores índices de cetano, esto es, la búsqueda de una producción de diesel que satisfaga tanto las condiciones ambientales como el abastecimiento del mercado de consumo.

Se estima para el año 2012 todas las refinerías, ya reconfiguradas, ofertarán volúmenes mayores de diesel comparados con las cifras de 2002, donde una producción de 266.9 mbd no satisfizo a la demanda interna del mercado. Por otro lado, Pemex Refinación planea la puesta en marcha de una nueva refinería que iniciará operaciones en 2012, misma que procesará 150 mbd de crudo Maya, y que permitirán ofertar 45.2 mbd de diesel que significarán 10.6% de lo que se producirá en el Sistema Nacional de Refinación durante ese año (véase gráfica 38).

Gráfica 38  
Producción de diesel por centro de trabajo, 2002 y 2012  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex y SENER.

### 4.7.3 Balance nacional de diesel

Los saldos negativos en el comercio exterior de diesel ocurrirán en los tres primeros años del periodo de análisis, debido a que la oferta nacional no cubrirá la demanda del mercado interno, recurriendo a importaciones. Sin embargo, a partir del año 2005 se espera que la situación se revierta, ya que la oferta interna alcan-

zará para satisfacer la demanda del mercado nacional, reduciendo a cero las importaciones en el resto del periodo prospectivo, exceptuando el año 2011, donde se recurrirá a la importación de un volumen promedio de 5.9 mbd. Este comportamiento provocará incrementos netos en las exportaciones en aquellos años superavitarios en la producción nacional con respecto a la demanda interna.

Gráfica 39  
Saldo del comercio exterior de diesel, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex y Sener.

Cuadro 42  
Balance nacional de diesel, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Oferta total	294.2	322.8	325.6	344.7	340.2	361.6	356.9	377.7	382.6	395.8	426.1	3.8
Producción	266.9	312.7	304.4	344.7	340.2	361.6	356.9	377.7	382.6	389.9	426.1	4.8
Cadereyta	59.7	72.3	73.6	78.8	76.2	75.9	77.8	78.2	78.9	79.1	78.9	2.8
Madero	18.7	33.0	33.4	44.3	54.1	51.7	47.3	41.0	47.1	49.0	52.0	10.8
Tula	51.3	58.3	61.1	77.1	79.9	70.1	67.8	70.0	63.0	67.6	57.5	1.1
Salamanca	41.1	37.6	40.7	47.7	45.7	45.9	46.0	48.4	49.6	47.0	47.8	1.5
Minatitlán	37.3	42.3	32.4	44.0	43.7	77.0	70.6	71.6	75.2	78.4	76.0	7.4
Salina Cruz	58.7	69.3	63.1	52.7	40.6	41.1	47.4	68.6	68.8	68.7	68.7	1.6
Nueva capacidad de refinación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.2	-
Importación <sup>1</sup>	27.3	10.1	21.1	-	-	-	-	-	-	5.9	-	-
Demanda total	294.2	322.8	325.6	344.7	340.2	361.6	356.9	377.7	382.6	395.8	426.1	3.8
Demanda interna	282.4	317.3	323.5	314.8	328.6	339.6	352.8	365.9	380.9	395.8	411.6	3.8
Sector industrial	21.4	23.0	23.8	24.8	25.9	26.9	27.9	29.1	30.4	31.7	33.1	4.5
Sector petrolero	11.7	11.7	13.1	12.5	12.2	12.6	13.0	12.9	12.4	12.4	12.4	0.5
Sector transporte	241.6	267.4	279.8	273.9	286.3	296.4	307.5	320.0	333.7	347.3	361.4	4.1
Sector eléctrico	7.7	15.2	6.8	3.7	4.1	3.7	4.4	3.9	4.4	4.4	4.8	-4.6
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC)	6.3	14.3	5.8	2.6	3.0	2.5	3.2	2.7	3.1	3.1	3.5	-5.6
Generación por particulares de electricidad	1.4	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	-0.9
Productores independientes de electricidad	0.5	-	-	-	-	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	-6.8
Autogeneración de energía eléctrica	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.4
Exportación	8.0	5.6	2.1	29.9	11.6	22.0	4.0	11.7	1.8	-	14.5	6.1
Variación de inventarios*	3.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\* Incluye diferencias.

<sup>1</sup> Incluye maquila.

Fuente: IMP, con información de CFE, Pemex y SENER.

## 4.8 Turbosina

### 4.8.1 Demanda nacional de turbosina

Las ventas internas de turbosina pasarán de 53.7 mbd que se registraron en 2002 a 77.4 mbd en 2012, con un crecimiento promedio de 3.7% anual. El sector transporte, en específico la aviación, demandará 69.5% de la oferta nacional al finalizar el periodo y el resto se destinará al mercado externo.

A nivel regional, la región Centro ocupará el primer lugar en la demanda de este combustible y tendrá una participación promedio de 38.9% durante el lapso de estudio. Cabe mencionar que en esta zona se encuentra ubicado el aeropuerto de la Ciudad de México, donde se realiza el mayor número de operaciones aeronáuticas de país.

La región Sur-Sureste contribuirá con el 20.3% de la demanda de turbosina en el periodo antes considerado; esto se explica por la cantidad de operaciones que llevan a cabo instalaciones aeroportuarias como Cancún, Ciudad del Carmen, Acapulco y Veracruz. Asimismo, la región Centro-Occidente presentará una participación similar a la anterior, es decir, de 20.1%.

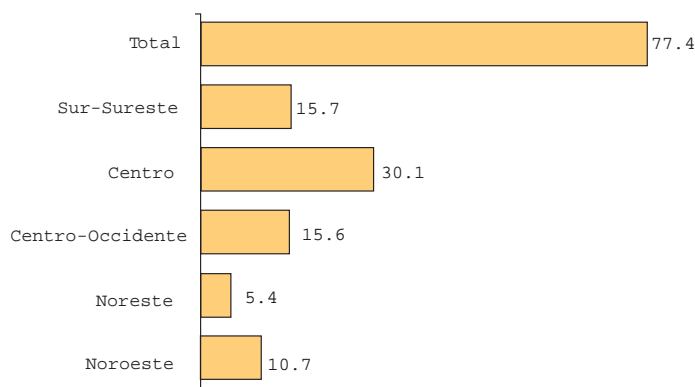
Por otra parte, la región con menores consumos será la Noreste, su participación media estará en 6.9% durante el periodo analizado. Aún cuando esta área cuenta con una terminal aérea importante, su consumo no será fuerte, y por lo tanto, su crecimiento medio esperado será de 2.9% (véase gráfica 40)

Cuadro 43  
Ventas internas de turbosina al sector transporte por región, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	53.7	54.3	58.3	61.0	63.5	65.5	67.6	69.9	72.3	74.8	77.4	3.7
Noroeste	7.4	7.5	8.0	8.4	8.8	9.1	9.4	9.7	10.0	10.4	10.7	3.8
Noreste	4.0	3.7	4.0	4.2	4.3	4.5	4.7	4.8	5.0	5.2	5.4	2.9
Centro-Occidente	10.7	10.9	11.7	12.3	12.8	13.2	13.6	14.0	14.5	15.0	15.6	3.8
Centro	20.8	21.2	22.7	23.8	24.7	25.5	26.3	27.2	28.2	29.1	30.1	3.7
Sur-Sureste	10.8	11.0	11.8	12.4	12.9	13.3	13.7	14.2	14.6	15.2	15.7	3.8

Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

Gráfica 40  
Ventas internas de turbosina al sector transporte por región, 2012  
(miles de barriles diarios)



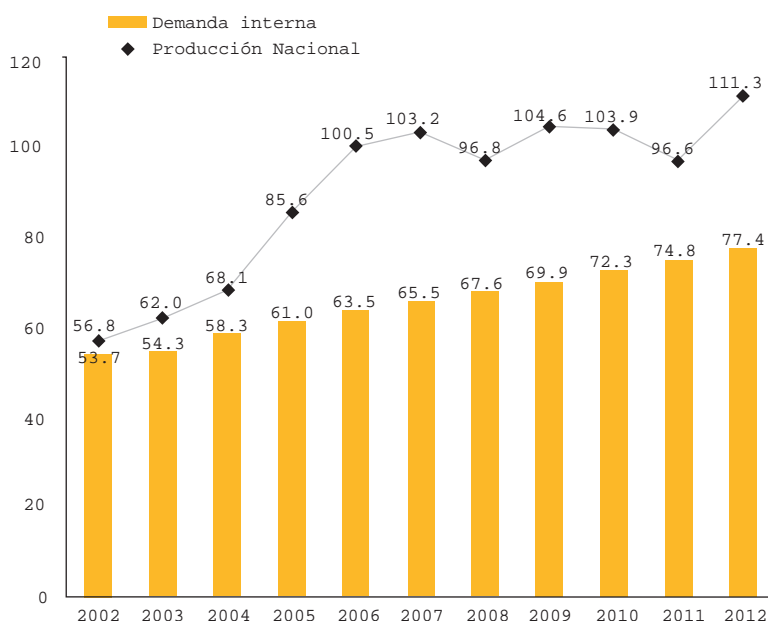
Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

#### 4.8.2 Producción de turbosina

Se estima que la oferta nacional de turbosina para el periodo 2002-2007, tenga un crecimiento importante al pasar su producción de 56.8 mbd a 103.2 mbd respectivamente. Posteriormente, se observará una tendencia constante en la producción (100.5 mbd en promedio) hasta el año 2011, para cerrar al 2012 con 111.3 mbd. De esta manera, se espera un crecimiento promedio anual de 7% en la oferta de este energético (véase gráfica 41).

Los centros de trabajo con mayor contribución a la oferta nacional de este combustible serán las refinerías de Salina Cruz (41.6%) y Tula (27.8%), quienes en promedio y de manera conjunta sumarán poco más de dos terceras partes de la producción del país; mientras que el restante lo aportarán Salamanca (11.3%), Cadereyta (7.4%), Madero (5.8%), Minatitlán (5.4%) y la nueva capacidad incorporará el 0.8%.

Gráfica 41  
Evolución de la oferta nacional de turbosina, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

A partir del 2005, Tula cederá su lugar en la producción a Salina Cruz; quien tendrá un incremento en su elaboración de turbosina, del 2002 al año 2012, de 170.2%. Por otra parte, al final del periodo, la entrada de la nueva refinería aportará una cuota de producción similar a la de las refinerías de Salamanca y Cadereyta (véase cuadro 44).

Cuadro 44  
Producción nacional de turbosina por refinería, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Refinería	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	56.8	62.0	68.1	85.6	100.5	103.2	96.8	104.6	103.9	96.6	111.3	7.0
Cadereyta	3.9	4.7	6.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	6.0
Madero	0.5	4.4	3.4	5.0	5.3	5.9	6.4	5.0	8.6	5.0	5.0	25.6
Tula	21.1	21.6	21.6	23.9	24.8	25.6	26.4	27.3	28.6	24.6	30.6	3.8
Salamanca	11.1	11.0	15.4	7.5	9.5	10.2	8.9	11.2	8.0	8.8	9.1	-2.0
Minatitlán	3.1	3.7	3.7	5.0	5.1	5.0	5.1	7.1	5.1	5.1	5.0	4.9
Salina Cruz	17.1	16.7	17.2	37.3	48.9	49.5	43.0	47.0	46.7	46.1	46.2	10.4
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.5	-

Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

#### 4.8.3 Balance de turbosina

Al finalizar el periodo de análisis, la oferta total de este combustible, se situará en 111.3 mbd; donde su componente básico será de origen nacional. Los principales centros productores de este

combustible serán Salina Cruz, Tula y Salamanca, que de manera conjunta aportarán el 77.1% de la producción total de turbosina en el año 2012 (véase cuadro 45).

Cuadro 45  
Balance nacional de turbosina, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

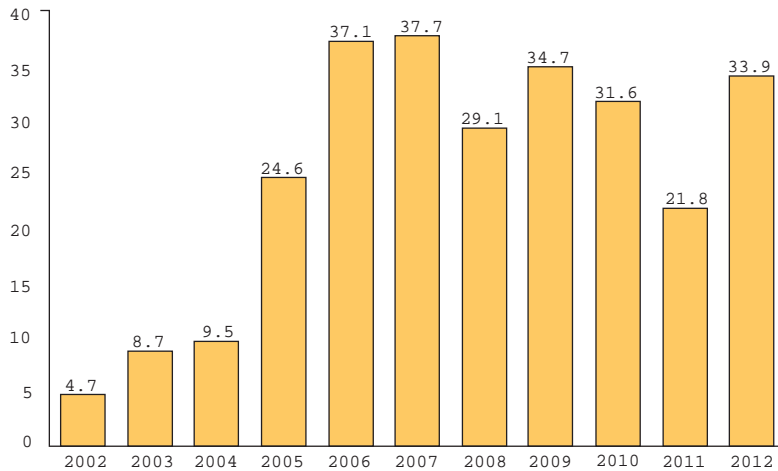
Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Oferta total	58.4	62.0	68.9	85.6	100.5	103.2	96.8	104.6	103.9	96.6	111.3	6.7
Producción nacional	56.8	62.0	68.1	85.6	100.5	103.2	96.8	104.6	103.9	96.6	111.3	7.0
Cadereyta	3.9	4.7	6.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	6.0
Madero	0.5	4.4	3.4	5.0	5.3	5.9	6.4	5.0	8.6	5.0	5.0	25.6
Tula	21.1	21.6	21.6	23.9	24.8	25.6	26.4	27.3	28.6	24.6	30.6	3.8
Salamanca	11.1	11.0	15.4	7.5	9.5	10.2	8.9	11.2	8.0	8.8	9.1	-2.0
Minatitlán	3.1	3.7	3.7	5.0	5.1	5.0	5.1	7.1	5.1	5.1	5.0	4.9
Salina Cruz	17.1	16.7	17.2	37.3	48.9	49.5	43.0	47.0	46.7	46.1	46.2	10.4
Nueva capacidad de refinación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.5	-
Importación	1.7	-	0.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda total	58.4	62.0	68.9	85.6	100.5	103.2	96.8	104.6	103.9	96.6	111.3	6.7
Demanda interna	53.7	54.3	58.3	61.0	63.5	65.5	67.6	69.9	72.3	74.8	77.4	3.7
Sector transporte	53.7	54.3	58.3	61.0	63.5	65.5	67.6	69.9	72.3	74.8	77.4	3.7
Sector petrolero	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	6.3	8.7	10.3	24.6	37.1	37.7	29.1	34.7	31.6	21.8	33.9	18.3
Variación de inventarios*	-1.6	-1.0	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: IMP, con base en información de Pemex y Sener.

Para el año 2012, la demanda total de turbosina se ubicará en 111.3 mbd, de los cuales el consumo interno (transporte) tendrá una participación de 69.5% y las exportaciones del 30.5%. El saldo comercial con el exterior será positivo durante todo el periodo

de análisis; las exportaciones manifestarán un repunte durante el lapso de 2003-2007, a la postre, declinarán hasta tomar movimientos similares al del año 2005 (véase gráfica 42).

Gráfica 42  
Saldo del comercio exterior de turbosina, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en información de Pemex y Sener

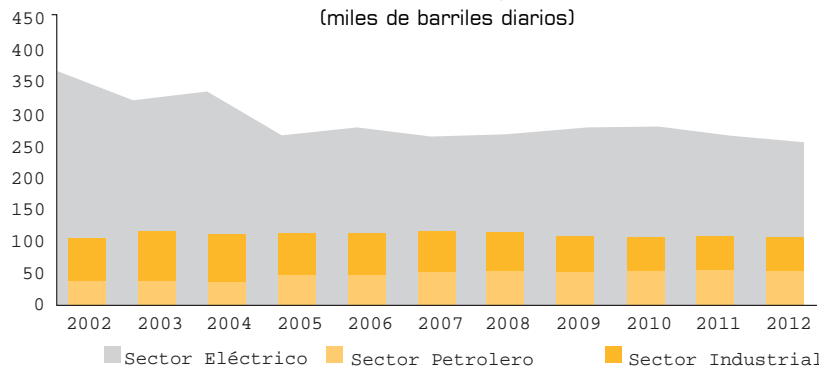
## 4.9 Combustóleo

### 4.9.1 Demanda nacional de combustóleo

El sector eléctrico continuará siendo el principal demandante de combustóleo, con una participación promedio de 72.1% del consumo interno durante el periodo 2002-2012. Por su parte, el consumo del sector industrial representará un 14.8%, con una tmca

negativa de 3.4%. Contrario a los sectores anteriores, la participación del sector petrolero se incrementará 59.3% entre 2002 y 2012, esto significará el mayor crecimiento para un sector en la demanda del combustible (véase gráfica 43).

Gráfica 43  
Demanda nacional de combustóleo por sector<sup>1</sup>, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

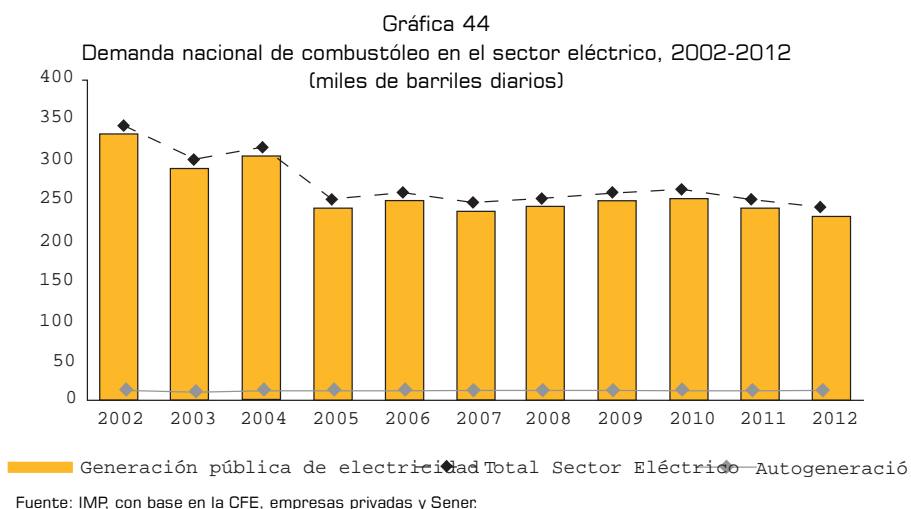


<sup>1</sup> El sector eléctrico incluye la participación del sector público y la autogeneración.  
Fuente: IMP, con base en la CFE, empresas privadas, Pemex y Sener.

La disminución en el uso de combustóleo en sectores como el eléctrico e industrial, tendrá un marco de referencia en factores como la utilización de tecnologías más eficientes y limpias que utilizan gas natural, asimismo en las normas 085 y 086 que se prevé entrarán en vigencia entre el 2004 y 2006, restringiendo el uso del combustible en las consideradas como ambientalmente críticas. Este comportamiento en el futuro dependerá de la competitividad del precio del gas natural con respecto al del combustóleo y de su disponibilidad en el mercado, de otra manera, la sustitución por gas natural en el mercado nacional se tornará más lenta de lo programado, recurriendo a importaciones de combustóleo.

#### 4.9.1.1 Sector eléctrico

Aunque este sector seguirá siendo el principal consumidor de este combustible, se observará una gradual disminución de 3.4% en su demanda durante el ciclo 2002-2012. Se planea que la demanda en el sector promediará 260.6 mbd, donde el 95.9% corresponderá a la participación del consumo promedio destinado a la generación pública de electricidad, y el complemento se consumirá por particulares en proyectos de autogeneración (véase gráfica 44).



La generación de energía eléctrica pública mediante tecnologías que utilizan combustóleo, seguirá siendo ofertada por Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC) en los próximos años; sin embargo, bajo los principios de seguridad de abasto de la energía y mayor participación privada, planteados en el programa sectorial de energía vigente, se espera la participación de Productores Independientes de Energía (PIE´s). Así, a partir

de 2007 en adelante los proyectos Baja California Sur II, III y IV, pertenecientes a PIE´s, demandarán volúmenes marginales de combustóleo, los cuales se estima que consuman 1.6 mbd en promedio durante 2007 y 2012, con un crecimiento de 27.8% anual en ese periodo. De esta manera el consumo total de los PIE´s representará 1.1% del total requerido para la generación pública de electricidad en el año 2012.

Cuadro 46  
Demanda de combustóleo en el sector eléctrico público<sup>1</sup> por región, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	331.2	290.1	305.2	239.6	250.0	236.3	241.4	250.2	252.8	239.4	230.6	-3.6
Noroeste	60.3	60.7	68.6	70.2	73.8	70.8	71.1	73.4	75.2	73.4	70.0	1.5
Noreste	54.4	47.8	39.9	23.0	19.9	14.4	16.6	15.6	13.2	11.9	12.1	-14.0
Centro-Occidente	81.5	76.5	79.8	62.2	68.1	69.8	73.4	76.2	78.6	74.8	76.5	-0.6
Centro	40.2	34.8	32.2	23.8	24.0	17.7	17.5	17.9	18.8	18.2	16.8	-8.4
Sur-Sureste	94.8	70.3	84.7	60.4	64.2	63.5	62.8	67.1	67.0	61.1	55.3	-5.3

<sup>1</sup> Incluye CFE, LFC y PIE´s.  
Fuente: IMP, con base en CFE y Sener.

En la autogeneración se mantendrá un pequeño crecimiento en la demanda del combustible, presentando una tmca de 0.2% entre 2002-2012. Estos consumos serán destinados principalmente a generar energía en actividades del sector industrial como en la elaboración de azúcar, cemento, papel, productos de la industria siderúrgica y químicos, entre otros.

Cuadro 47  
Demanda de combustóleo en el sector eléctrico  
privado por región, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	10.9	10.2	10.5	11.2	11.4	11.4	11.3	11.3	11.3	11.2	11.1	0.2
Noroeste	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
Noreste	1.9	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	-10.1
Centro-Occidente	3.7	4.3	4.4	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.6	2.2
Centro	1.1	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	-1.6
Sur-Sureste	3.9	4.2	4.3	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.6	4.6	1.6

Fuente: IMP, con base en empresas privadas y CRE.

Las regiones Centro-Occidente y Sur-Sureste concentrarán 82.1% en promedio del consumo requerido para autogeneración en todo el periodo. Las regiones Noreste y Centro disminuirán entre 2002 y 2012 su consumo en 65.5 y 14.7% respectivamente.

#### 4.9.1.2 Sector industrial

El sector industrial alcanzará un consumo máximo en el 2003, sin embargo, a partir de 2004 la demanda caerá a una tmca de -5.2% hasta consumir 44.1 mbd en 2012, resultado de la competencia que sostendrá el combustóleo con el gas natural, y que será más intensiva en esos años posteriores.

La zona Centro, seguirá concentrando en promedio más del 40% de la actividad del sector, y disminuirá su demanda en un 37.7% como resultado de la sustitución por gas natural. La región Sur-Sureste incrementará en 23.4% el consumo de combustóleo al pasar de 7.9 mbd en 2002 a 9.8 mbd en 2012. Esta demarcación será la única que presentará un ligero crecimiento en la demanda de combustóleo dentro del sector (véase cuadro 47).

Cuadro 48  
Demanda de combustóleo en el sector industrial por región, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	62.2	65.3	64.4	61.3	58.4	56.3	54.2	51.9	49.6	47.0	44.1	-3.4
Noroeste	5.1	5.2	5.1	4.9	4.6	4.5	4.3	4.1	3.9	3.7	3.5	-3.9
Noreste	6.9	8.3	8.2	7.8	7.4	7.1	6.8	6.5	6.1	5.8	5.4	-2.4
Centro-Occidente	16.5	16.6	16.1	15.0	14.1	13.4	12.6	11.9	11.1	10.3	9.5	-5.4
Centro	25.7	25.8	25.2	23.9	22.6	21.6	20.5	19.5	18.4	17.2	16.0	-4.6
Sur-Sureste	7.9	9.4	9.8	9.6	9.7	9.8	10.0	10.0	10.1	10.0	9.8	2.1

Fuente: IMP, con base en Pemex y Sener.

### 4.9.1.3 Sector petrolero

El combustóleo dirigido al sector petrolero será consumido principalmente por Pemex Refinación. Se estima que una pequeña proporción de combustóleo será destinada a Pemex Petroquímica. Aunque PEP y Pemex Gas y Petroquímica Básica consumieron 219.4 y 54.5 barriles por día durante el año 2002, se contempla que no requerirán combustóleo a partir de año 2003.

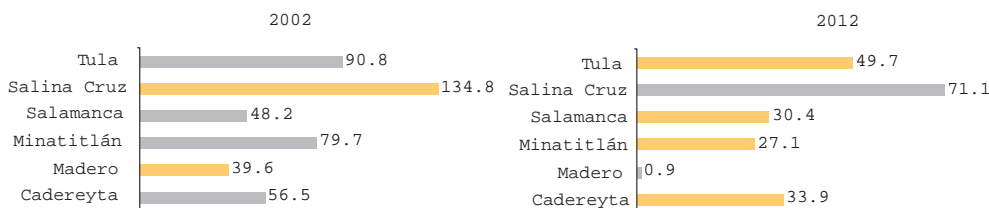
### 4.9.2 Oferta nacional de combustóleo

Las expectativas en la producción de combustóleo, muestran que ésta tendrá una tendencia a la baja, disminuyendo en el contexto nacional a un ritmo de 7.2% en promedio anual entre los años 2002-2012. Este comportamiento se deberá a que Pemex Refinación comenzará a disminuir paulatinamente su oferta nacional en el horizonte prospectivo, ya que tras las reconfiguraciones culminadas al 2002 en las refinerías de Cadereyta, Madero, Salamanca y Tula, Pemex Refinación buscará llevar a cabo una transformación que lo conduzca a una producción más elevada de destilados ligeros de mayor valor económico, con base en una más alta proporción de proceso de crudo pesado, lo que significará una disminución en la oferta de combustóleo (véase gráfica 45).

Bajo este contexto, la producción de combustóleo de las refinerías reconfiguradas disminuirá drásticamente. El caso más sobresaliente será la refinería de Madero, que reducirá en 38.7 mbd su oferta entre 2002 y 2012. Por otro lado, Salina Cruz seguirá siendo la que oferte la mayor cantidad del petrolífero, y sostendrá en promedio el 33.6% de la producción nacional durante el periodo de análisis, esto se explica en parte, porque será última refinería que se reconfigurará; se contempla que los trabajos se inicien durante 2009.

La caída más significativa en la oferta de las refinerías se estima será entre los años 2008 y 2009, cuando pase de 351.2 a 256.2 mbd de combustóleo, esto debido a que la oferta de Salina Cruz caerá en 64.3 mbd, y además, las refinerías de Salamanca, Tula y Minatitlán disminuirán en conjunto su producción de combustóleo en 45.4 mbd entre esos mismos años, ya que comenzarán en 2009 sus respectivos proyectos de cogeneración, los cuales consumirán la materia prima para la elaboración de combustóleo (residuos de vacío), reduciendo así su oferta. Si bien se espera que un nuevo tren de refinación comience operaciones en el año 2012 con una capacidad de procesamiento de 150 mbd de crudo Maya, éste ofertará al inicio de sus operaciones un máximo de 200 barriles diarios de combustóleo.

Gráfica 45  
Producción nacional de combustóleo por refinería, 2002 y 2012  
(miles de barriles diarios)

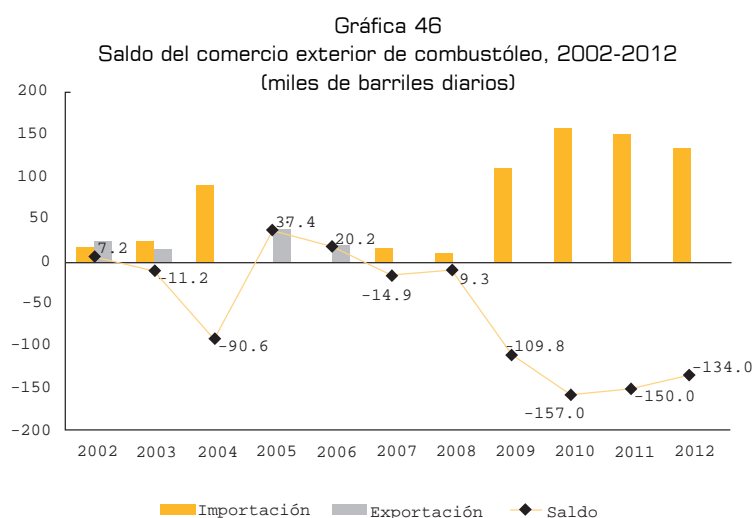


<sup>1</sup> Este volumen contempla la oferta de la nueva capacidad de refinación a partir del año 2012, sin embargo no se considera para fines comparativos del cuadro por cada refinería.  
Fuente: IMR con base en Pemex Corporativo y Pemex Refinación.

### 4.9.3 Balance de combustóleo

Ante la expectativa en el mercado nacional de combustóleo, donde la oferta interna será disminuida considerablemente en el mediano plazo, a partir de 2007 la demanda interna requerirá ser satisfecha por medio de importaciones, destinadas a los sectores eléctrico e industrial, ocasionando directamente el cierre de las exporta-

ciones hasta el año 2012, para buscar satisfacer al mercado interno. Cabe señalar, que aún cuando se espera un aumento en la demanda de combustóleo, la disminución de la oferta por las causas arriba señaladas, ocasionará un incremento en las importaciones a partir del 2009. Sin embargo, pudieran utilizarse 70 mbd de residuo largo proveniente de la Cangrejera para disminuir tales importaciones de combustóleo.



**Cuadro 49**  
Balance nacional de combustóleo, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	467.2	423.5	416.0	395.1	385.4	357.6	360.5	366.0	366.1	353.7	347.2	-2.9
Producción	449.6	398.5	325.4	395.1	385.4	342.7	351.2	256.2	209.1	203.7	213.3	-7.2
Cadereyta	56.5	44.7	14.4	30.0	34.2	33.2	30.7	37.1	36.0	33.7	33.9	-5.0
Madero	39.6	28.7	10.2	24.5	14.5	15.4	17.4	25.7	1.9	4.0	0.9	-31.6
Tula	90.8	80.2	77.4	82.1	77.5	81.9	86.2	68.8	46.6	45.2	49.7	-5.9
Salamanca	48.2	50.0	53.1	48.6	48.2	46.2	49.0	30.5	29.0	30.1	30.4	-4.5
Minatitlán*	79.7	82.9	69.2	82.4	78.9	33.9	28.0	18.5	12.1	14.4	27.1	-10.2
Salina Cruz	134.8	112.1	101.1	127.5	132.1	132.0	139.9	75.6	83.4	76.3	71.1	-6.2
Nueva capacidad de refinación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2	-
Importación	17.6	25.0	90.6	-	-	14.9	9.3	109.8	157.0	150.0	134.0	22.5
Destino	467.2	423.5	416.0	395.1	385.4	357.6	360.5	366.0	366.1	353.7	347.2	-2.9
Demanda interna	444.7	409.7	416.0	357.6	365.3	357.6	360.5	366.0	366.1	353.7	347.2	-2.4
Sector transporte	1.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0
Sector eléctrico	342.1	300.3	315.7	250.8	261.3	247.7	252.8	261.5	264.0	250.5	241.7	-3.4
Generación pública												
de electricidad	331.2	290.1	305.2	239.6	250.0	236.3	241.4	250.2	252.8	239.4	230.6	-3.6
Autogeneración												
de energía eléctrica	10.9	10.2	10.5	11.2	11.4	11.4	11.3	11.3	11.3	11.2	11.1	0.2
Sector industrial	62.2	65.3	64.4	61.3	58.4	56.3	54.2	51.9	49.6	47.0	44.1	-3.4
Sector petrolero	38.6	44.2	35.9	45.5	45.5	53.5	53.6	52.6	52.4	56.2	61.4	4.8
Exportación	24.9	13.8	-	37.4	20.2	-	-	-	-	-	-	-100.0
Variación de inventarios**	2.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\* Incluye transferencias del despuntado de La Cangrejera a combustóleo.

\*\* Incluye diferencias.

Fuente: IMP, con información de CFE, Pemex y Sener.

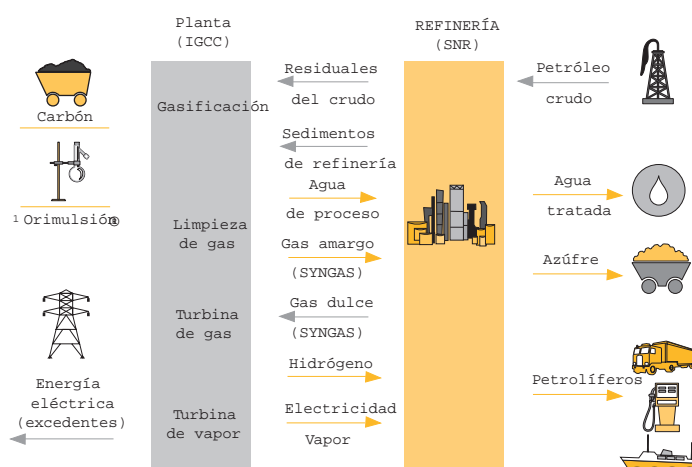
#### 4.10 Residuos de vacío

El pronóstico de la demanda de este combustible se fundamenta en lo siguiente:

- El uso de nuevas tecnologías para la generación de electricidad<sup>3</sup>, que permitan la utilización del residuo de vacío proveniente de la refinación del crudo empleado en la elaboración de petrolíferos.
- La oferta total de residuo de vacío la consumirá el sector petrolero, para procesos de cogeneración (energía eléctrica y térmica) para autoabastecimiento
- Los consumos de este combustible iniciarán a partir de la operación de las plantas de cogeneración, cuyos arranques se planean para los años 2009-2010.

La asociación entre una refinería y una planta de generación eléctrica es relevante para la instalación de plantas de Ciclo Combinado de Gasificación Integrada (IGCC), de manera que sean económicamente atractivas para el país y que empleen combustibles nacionales. Se pueden utilizar residuales derivados del procesamiento de crudo como carga para la gasificación, y el gas sintetizado puede ser una fuente de hidrógeno. El combustible como insumo para el ciclo combinado producirá energía eléctrica y térmica para la refinería. Véase Diagrama 2

Diagrama 2  
Asociación del Ciclo Combinado de Gasificación Integrada con una Refinería



<sup>1</sup> Tecnología de emulsiones para reducir la viscosidad de residuales y crudos super pesados, siendo la Orimulsión<sup>®</sup> el producto más conocido, combustible que contiene 70% de bitumen

La puesta en marcha de las cuatro centrales eléctricas del SNR, ubicadas en las regiones Centro-Occidente (Salamanca), Centro (Tula) y Sur-Sureste (Minatitlán) para el 2009, y en la Noreste (Madero) en el año 2010, propiciará que la demanda de este combustible se ubique para el año 2012, en 56.0 mbd, según estudios preliminares.

La región con mayor consumo del energético será la Centro-Occidente que promediará una participación en la demanda de 2009-2012 del 27.7%, le seguirán la Centro, Sur-Sureste, y Noreste con 27.6%, 26.6% y 18.1% proporcionalmente.

<sup>3</sup> El Ciclo Combinado de Gasificación Integrada (IGCC) es una tecnología que ofrece posibilidades de aumentar la generación eléctrica en forma eficiente y de reducir la emisión de contaminantes a la atmósfera, aprovechando combustibles de menor calidad apoyándose en la utilización de dicho ciclo

Cuadro 50  
Autoconsumos de residuos de vacío del sector petrolero por región, 2009-2012  
(miles de barriles diarios)

Región	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	42.1	56.0	56.0	56.0	-
Noroeste-	-	-	-	-	-
Noreste	-	13.5	13.5	13.5	-
Centro-Occidente	14.3	14.3	14.3	14.3	-
Centro	14.3	14.3	14.3	14.3	-
Sur-Sureste	13.5	13.9	13.9	13.9	-

Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

#### 4.10.1 Producción nacional de residuos de vacío

Uno de los residuales más abundantes en la refinación del petróleo lo constituye el residuo de vacío, que se vislumbra como una alternativa más económica para la sustitución de combustibles tradicionales (gas natural, diesel y combustóleo) empleados en la generación de electricidad, a la vez que se libera diluyente para la obtención de destilados.

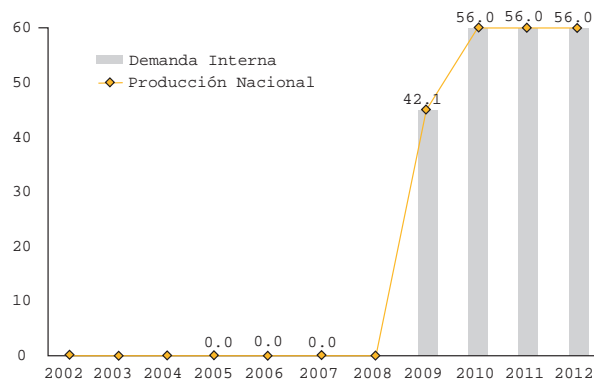
Aunque en la presente Prospectiva sólo se considera el uso de los residuos de vacío para el sector petrolero, cabe señalar que el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), ha realizado proyectos de investigación sobre el uso de emulsiones<sup>4</sup> que permitan em-

plear a organismos como la CFE, este tipo de residuales, lo cual conllevaría a una disminución de los costos en que incurre ésta empresa durante su proceso productivo, además de diversificar aún más el tipo de energéticos que utiliza.

Por otro lado, se estima que la producción promedio de los residuos de vacío durante el tiempo 2009-2012, sea de 52.5 mbd, lo que representa un crecimiento medio de 10%.

En la gráfica, se puede observar la relación que guardarán los totales de oferta y demanda, es decir, los autoconsumos del sector petrolero, serán iguales a su producción en el horizonte de estudio.

Gráfica 47  
Evolución de la oferta nacional de residuos de vacío, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

#### 4.10.2 Balance nacional de residuos de vacío

Este balance lo constituyen la oferta total de residuos de vacío, que en este caso es igual a la producción nacional, es decir, en el lapso de estudio no se consideran importaciones de este combustible; además, se integra de la demanda total, dentro de la cual se encuentran los autoconsumos del sector petrolero. Cabe señalar que tampoco se prevén exportaciones de este energético, por tal razón, el comercio con el exterior será nulo véase cuadro 51.

Cuadro 51  
Balance nacional de residuos de vacío, 2009-2012  
(miles de barriles diarios)

Concepto	2009	2010	2011	2012	tmca
Oferta total	42.1	56.0	56.0	56.0	-
Producción nacional	42.1	56.0	56.0	56.0	-
Cadereyta	-	-	-	-	-
Madero	-	13.5	13.5	13.5	-
Tula	14.3	14.3	14.3	14.3	-
Salamanca	14.3	14.3	14.3	14.3	-
Minatitlán	13.5	13.9	13.9	13.9	-
Salina Cruz-	-	-	-	-	-
Nueva capacidad					
de refinación	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-
Demanda total	42.1	56.0	56.0	56.0	-
Demanda interna	42.1	56.0	56.0	56.0	-
Autoconsumos					
de Pemex	42.1	56.0	56.0	56.0	-
Exportación	-	-	-	-	-

Fuente: IMP, con información de Pemex.

#### 4.11 Coque de petróleo

##### 4.11.1 Demanda nacional de coque de petróleo

En la proyección de la demanda de coque de petróleo se consideran los sectores industrial y eléctrico. Entre los principales consumidores nacionales de este energético se encuentran, la rama cementera y los procesos de autogeneración de electricidad que llevan a cabo los particulares.

#### 4.11.1.1 Sector eléctrico

Durante el periodo 2003-2012, este sector promediará una participación de 34.7%, respecto a la ventas internas de coque de petróleo, el cual será utilizado en actividades de autoabastecimiento de energía eléctrica por dos grandes empresas (una cementera y otra minera) situadas en la región Centro-Occidente (véase cuadro 52).

Cabe hacer mención que la demanda del sector eléctrico sólo se registrará en la región Centro-Occidente, ya que en ésta, es donde operan las empresas antes señaladas.

Cuadro 52  
Ventas internas de coque de petróleo al sector eléctrico  
por región, 2002-2012  
(miles de toneladas anuales)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	-	646.2	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	-
Noroeste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Noreste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro-Occidente	-	646.2	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	-
Centro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sur-Sureste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: IMP, con información de empresas particulares.

#### 4.11.1.2 Sector industrial

El sector industrial participará en promedio con el 65.3% de las ventas internas de coque; los principales consumidores serán la industria del cemento y metales básicos, que en conjunto promediarán una demanda al interior del sector de 90.5% durante el periodo 2003-2012, el resto lo consumirán la industria química y la de maquinaria eléctrica y otras.

En el ámbito regional, la Centro y Centro-Occidente contribuirán con una demanda promedio del 50.9%, debido a la cantidad de plantas cementeras allí ubicadas; en cambio la región Noreste, que tiene incorporadas industrias como el cemento, metales básicas y química entre otras, tendrá una participación media del 32.5%, en el lapso de estudio.

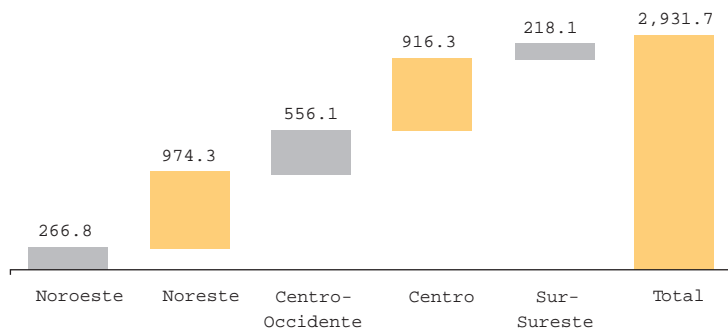
El restante 16.6% de la demanda de coque, lo integrarán las regiones Noroeste y Sur-Sureste (9.6% y 7%, respectivamente), de igual forma que en las tres regiones antes mencionadas, la producción de cemento será el motor que impulsará el consumo de este combustible (véase cuadro 53).

Cuadro 53  
Ventas internas de coque de petróleo al sector industrial por región, 2002-2012  
(miles de toneladas anuales)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	1,904.4	1,744.8	1,984.0	2,044.1	2,138.5	2,204.6	2,225.8	2,393.7	2,504.4	2,706.0	2,931.7	4.4
Noroeste	171.8	152.5	204.7	216.5	221.0	221.7	222.4	223.4	224.5	244.9	266.8	4.5
Noreste	589.9	551.4	613.1	635.4	666.0	724.6	741.8	798.9	843.5	904.4	974.3	5.1
Centro-Occidente	410.7	335.7	347.8	348.8	367.7	390.1	393.0	443.8	473.6	512.4	556.1	3.1
Centro	618.0	590.9	676.2	706.5	735.3	719.9	720.2	756.2	775.9	841.9	916.3	4.0
Sur-Sureste	114.0	114.3	142.2	136.9	148.4	148.4	148.4	171.5	186.8	202.4	218.1	6.7

Fuente: IMP, con información de empresas particulares y Pemex.

Gráfica 48  
Ventas internas de coque de petróleo al sector industrial por región, 2002-2012  
(miles de toneladas anuales)



Fuente: IMP, con información de empresas particulares y Pemex.

#### 4.11.2 Producción nacional de coque de petróleo

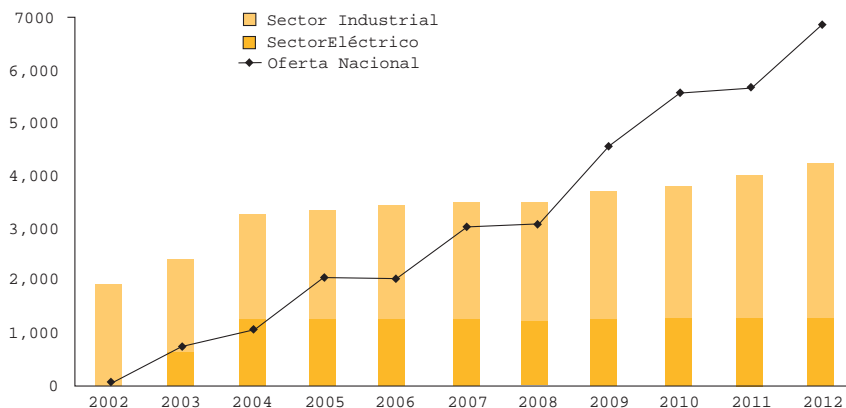
Pemex Refinación contempla la incorporación de varias plantas coquizadoras que provendrán de las reconfiguraciones de Minatitlán y Salina Cruz, así como de la adición de los trenes de producción en Tula, Salamanca y la Nueva capacidad, permitirán incrementar la oferta nacional de coque, cuya producción pasará de 48 mil toneladas anuales (mta) en el año 2002, a 6,871.9 mta en el 2012, con una tmca 64.3%.

En la siguiente gráfica se observan las relaciones entre la oferta nacional y la demanda de los sectores industrial y eléctrico.

Durante el año 2003, las plantas coquizadoras de Cadereyta y Madero, aportarán casi el 100% de la producción nacional de este energético; mientras que a partir del 2009, el principal productor será Salina Cruz.

Asimismo, se estima que al final del periodo de proyección, la elaboración de dicho petrolífero estaría a cargo de siete instalaciones: Salina Cruz (24.9%), la Nueva capacidad (17.6%), Minatitlán (15%), Madero (14.6%), Cadereyta (13.5%), Tula (9.7%) y Salamanca (4.7%); las cuatro primeras contribuirán con 72.1% de la producción nacional y el resto lo suministrarán las siguientes dos refinерías.

Gráfica 49  
Evolución de la oferta nacional de coque de petróleo, 2002-2012  
(miles de toneladas al año)



Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

#### 4.11.3 Balance de coque de petróleo

En este balance, la oferta total de coque se integra por la producción nacional que lleva a cabo el Sistema Nacional de Refinerías y las importaciones que realizan los particulares. La demanda total incorpora la demanda interna de los sectores industrial y eléctrico, las exportaciones y la variación de inventarios.

La oferta total de este combustible al finalizar el lapso de estudio será de 6,871.9 mta, la anexión de las diversas coquizadoras durante el periodo de análisis, permitirá que del 2009 en adelante, la producción nacional satisfaga completamente a la demanda total,

e inclusive se canalizarán excedentes de coque al exterior. Los principales centros productores de este energético serán, Salina Cruz (1,709.3 mta) y la nueva capacidad de refinación (1,211.4 mta)

La demanda total de coque se ubicará en el año 2012 en las 6,871.9 mta y conservará la siguiente distribución: demanda interna 61.3% y exportaciones 38.7%.

Con relación a la demanda interna de este combustible, la actividad del cemento consumirá 57.3%, metales básicos 5.7%, químicos 3.2%, maquinaria eléctrica 2% y otros 1.3% al final de periodo. De la misma forma, el sector eléctrico observará una contribución de 30.4% en dicha demanda (véase cuadro 54).

Por otra parte, el saldo comercial con el exterior presentará hasta el 2008, un déficit de 440.7 mta, posteriormente, las exportaciones mostrarán un significativo repunte que alcanzará las 2,657.7 mta, debido a una mayor producción del combustible en el SNR (véase gráfica 50).

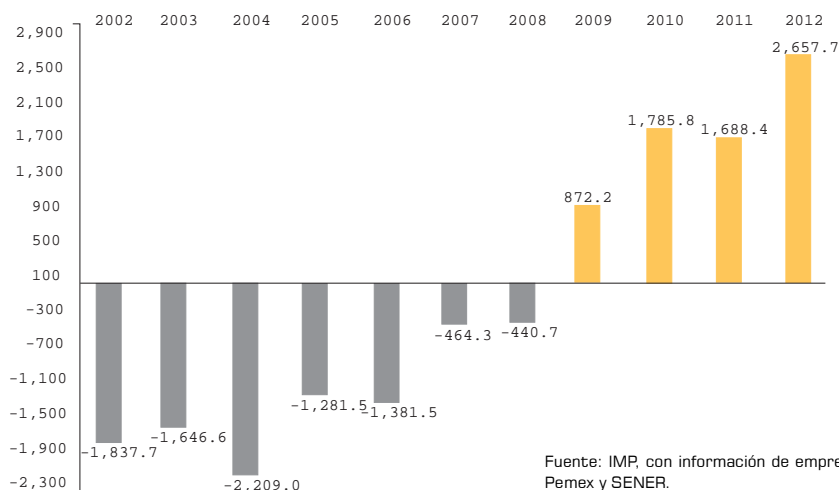
Cuadro 54  
Balance nacional de coque de petróleo, 2002-2012  
(miles de toneladas anuales)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Oferta total	1,885.7	2,391.1	3,266.5	3,326.6	3,420.9	3,487.1	3,508.3	4,548.4	5,572.7	5,676.8	6,871.9	13.8
Producción nacional	48.0	744.4	1,057.5	2,045.1	2,039.4	3,022.8	3,067.6	4,548.4	5,572.7	5,676.8	6,871.9	64.3
Cadereyta	-	310.3	741.3	964.9	964.8	964.8	965.5	849.5	837.3	924.2	929.8	-
Madero	48.0	428.9	312.2	1,043.8	1,043.8	1,043.4	1,018.7	963.3	999.5	999.6	1,002.3	35.5
Tula	-	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	665.8	678.4	663.9	-
Salamanca	-	1.9	1.9	1.9	1.9	2.0	2.1	-	337.9	341.8	322.0	-
Minatitlán	-	-	-	31.2	26.9	1,010.5	1,079.2	1,030.7	1,030.0	1,029.9	1,033.1	-
Salina Cruz	-	1.6	0.2	1.6	0.2	0.2	0.2	1,703.0	1,702.2	1,703.0	1,709.3	-
Nueva capacidad de refinación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,211.4	-
Importación	1,837.7	1,646.6	2,209.0	1,281.5	1,381.5	464.3	440.7	-	-	-	-	-
Demanda total	1,885.7	2,391.1	3,266.5	3,326.6	3,420.9	3,487.1	3,508.3	4,548.4	5,572.7	5,676.8	6,871.9	13.8
Demanda interna	1,904.4	2,391.1	3,266.5	3,326.6	3,420.9	3,487.1	3,508.3	3,676.2	3,786.8	3,988.4	4,214.1	8.3
Sector eléctrico	-	646.2	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	-
Generación pública de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	-	646.2	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	-
Sector industrial	1,904.4	1,744.8	1,984.0	2,044.1	2,138.5	2,204.6	2,225.8	2,393.7	2,504.4	2,706.0	2,931.7	4.4
Cemento	1,589.7	1,441.2	1,673.7	1,711.6	1,781.3	1,826.7	1,826.7	1,966.9	2,045.3	2,219.4	2,415.8	4.3
Metales básicos	127.2	129.0	134.8	146.7	159.9	171.4	182.2	196.5	214.4	226.6	241.9	6.6
Química	95.6	92.6	92.6	96.7	101.6	105.8	110.3	116.0	121.5	127.6	133.5	3.4
Maquinaria eléctrica	55.4	49.5	50.0	53.7	57.6	60.7	64.2	68.8	74.1	79.6	84.5	4.3
Resto y no identificado	36.5	32.6	32.9	35.4	38.0	40.0	42.5	45.5	49.1	52.7	56.0	4.4
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	872.2	1,785.8	1,688.4	2,657.7	-
Variación de inventarios*	18.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\* Incluye diferencias.

Fuente: IMP, con información de empresas particulares, Pemex y SENER.

Gráfica 50  
Saldo del comercio exterior de coque de petróleo, 2002-2012  
(miles de toneladas al año)



Fuente: IMP, con información de empresas particulares, Pemex y SENER.

#### 4.12 Escenarios alternativos

En esta prospectiva se incluyeron dos estimaciones alternativas de la demanda de petrolíferos: los escenarios de crecimiento económico moderado y alto.

El efecto en el cambio de escenario se refleja en el desarrollo prospectivo de las cifras estimadas de oferta, ventas internas, autoconsumos y comercio exterior. En el caso de coque, sólo se considera un escenario (base) en la estimación de la demanda y oferta.

Cuadro 55  
Balance de gasolinas, 2002-2012 Nacional Escenario moderado  
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	582.3	594.3	621.0	627.9	641.7	655.3	669.7	686.1	702.9	720.1	738.2	2.4
Producción	398.1	479.2	451.3	536.9	541.5	578.4	599.8	635.8	654.6	656.1	718.2	6.1
Cadereyta	74.6	86.0	76.7	98.9	98.8	99.3	98.9	99.4	99.4	99.4	98.5	2.8
Madero	22.3	55.0	56.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	12.6
Tula	94.8	113.5	117.4	126.3	125.5	113.7	117.8	115.6	124.4	125.8	119.8	2.4
Salamanca	60.5	68.8	65.0	67.8	64.7	66.2	63.7	65.5	80.7	79.5	79.5	2.8
Minatitlán	55.1	54.0	46.6	69.2	77.7	120.1	141.5	147.1	142.4	143.4	130.8	9.0
Salina Cruz	90.9	102.0	89.2	101.0	101.4	105.7	104.4	134.8	134.3	134.6	132.2	3.8
Nueva capacidad		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	83.8
Importación <sup>1</sup>	184.2	115.0	169.7	91.1	100.2	76.9	69.9	50.2	48.2	64.0	20.0	-19.9
Destino	582.3	594.3	621.0	627.9	641.7	655.3	669.7	686.1	702.9	720.1	738.2	2.4
Demanda interna	566.3	601.1	620.6	627.9	641.7	655.3	669.7	686.1	702.9	720.1	738.2	2.7
Sector transporte	565.3	600.0	619.3	626.8	640.4	654.1	668.4	684.8	701.6	718.8	736.9	2.7
Sector petrolero	1.0	1.0	1.2	1.1	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	2.2
Exportación	6.8	2.4	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios*	9.2	-9.2	-0.4	0.00	0.00	-	0.00	0.00	-	0.00	0.00	0.00

\* Incluye diferencias estadísticas.

<sup>1</sup> Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: IMP, con información de Pemex.

Cuadro 56  
Balance Nacional de gasolinas, 2002-2012  
Escenario alto  
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	582.3	594.3	621.0	650.0	676.3	699.9	725.1	753.1	783.2	813.0	846.0	3.8
Producción	398.1	479.2	451.3	541.5	540.0	580.7	602.3	635.5	649.2	649.2	733.6	6.3
Cadereyta	74.6	86.0	76.7	98.9	99.8	98.7	99.7	99.7	99.4	100.0	99.7	2.9
Madero	22.3	55.0	56.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5	12.7
Tula	94.8	113.5	117.4	125.8	126.9	115.3	114.9	115.5	121.6	121.6	121.6	2.5
Salamanca	60.5	68.8	65.0	70.6	63.7	67.0	67.3	66.7	81.0	80.7	80.6	2.9
Minatitlán	55.1	54.0	46.6	71.6	74.5	120.1	141.7	146.0	144.1	141.6	141.9	9.9
Salina Cruz	90.9	102.0	89.2	101.2	101.6	106.1	105.3	134.1	129.5	131.9	132.3	3.8
Nueva capacidad		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84.0
Importación <sup>1</sup>	184.2	115.0	169.7	108.5	136.3	119.2	122.8	117.6	134.1	163.8	112.4	-4.8
Destino	582.3	594.3	621.0	650.0	676.3	699.9	725.1	753.1	783.2	813.0	846.0	3.8
Demanda interna	566.3	600.2	619.7	648.2	674.5	698.1	723.3	751.3	781.4	811.2	844.2	4.1
Sector transporte	565.3	599.2	618.5	647.1	673.3	696.8	722.0	750.1	780.2	809.9	843.0	4.1
Sector petrolero	1.0	1.0	1.2	1.1	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	2.2
Exportación	6.8	2.4	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios*	9.2	-8.4	0.4	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8

\* Incluye diferencias.

<sup>1</sup> Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: IMP, con información de Pemex.

Cuadro 57  
Balance nacional de turbosina\*, escenario moderado, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Oferta total	58.4	62.0	68.9	86.4	121.1	102.5	95.0	102.8	101.2	101.9	107.5	6.3
Producción nacional	56.8	62.0	68.1	86.4	121.1	102.5	95.0	102.8	101.2	101.9	107.5	6.6
Cadereyta	3.9	4.7	6.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	6.0
Madero	0.5	4.4	3.4	5.0	25.6	5.1	5.5	5.9	6.6	5.1	5.0	25.6
Tula	21.1	21.6	21.6	24.1	24.7	25.3	26.1	26.5	27.4	27.4	27.9	2.9
Salamanca	11.1	11.0	15.4	8.0	9.9	10.3	8.0	11.3	8.0	8.0	7.8	-3.5
Minatitlán	3.1	3.7	3.7	5.0	5.1	5.1	5.1	5.1	5.2	7.4	5.0	4.9
Salina Cruz	17.1	16.7	17.2	37.3	48.8	49.7	43.3	47.0	47.0	47.0	47.0	10.7
Nueva capacidad												
de Refinación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.7	-
Importación	1.7	-	0.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda total	58.4	62.0	68.9	86.4	121.1	102.5	95.0	102.8	101.2	101.9	107.5	6.3
Demanda interna	53.7	54.3	58.3	60.1	61.6	63.0	64.4	66.0	67.6	69.3	71.0	2.8
Sector transporte	53.7	54.3	58.3	60.1	61.6	63.0	64.4	66.0	67.6	69.3	71.0	2.8
Sector petrolero	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	6.3	8.7	10.3	26.3	59.6	39.5	30.5	36.8	33.6	32.7	36.4	19.1
Variación de inventarios*	-1.6	-1.0	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\* Incluye diferencias.

Fuente: IMP, con base en información de Pemex y Sener.

Cuadro 58  
Balance nacional de turbosina\*, escenario alto, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Oferta total	58.4	62.0	68.9	86.0	101.3	95.6	96.1	106.1	105.4	99.9	111.3	6.6
Producción nacional	56.8	62.0	68.1	86.0	101.3	95.6	96.1	106.1	105.4	99.9	111.3	7.0
Cadereyta	3.9	4.7	6.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	6.0
Madero	0.5	4.4	3.4	5.0	5.6	6.2	5.0	7.6	9.1	7.5	5.0	25.6
Tula	21.1	21.6	21.6	24.1	25.2	26.2	27.2	28.2	29.5	30.8	32.0	4.3
Salamanca	11.1	11.0	15.4	7.5	9.6	8.8	8.9	11.2	8.7	9.2	9.8	-1.2
Minatitlán	3.1	3.7	3.7	5.0	5.0	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.0	4.9
Salina Cruz	17.1	16.7	17.2	37.3	48.9	42.4	43.0	47.0	46.0	40.3	47.0	10.6
Nueva capacidad												
de Refinación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.5	-
Importación	1.7	-	0.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda total	58.4	62.0	68.9	86.0	101.3	95.6	96.1	106.1	105.4	99.9	111.3	6.6
Demanda interna	53.7	54.3	58.3	61.7	64.5	66.9	69.4	72.1	75.0	77.9	81.1	4.2
Sector transporte	53.7	54.3	58.3	61.7	64.5	66.9	69.4	72.1	75.0	77.9	81.1	4.2
Sector petrolero	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	6.3	8.7	10.3	24.3	36.8	28.7	26.7	34.0	30.4	22.0	30.1	16.9
Variación de inventarios*	-1.6	-1.0	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\* Incluye diferencias.

Fuente: IMP, con base en información de Pemex y Sener.

Cuadro 59  
Balance nacional de diesel, escenario moderado, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	294.2	322.8	325.6	344.1	315.4	360.9	353.6	377.1	377.3	378.1	430.6	3.9
Producción	266.9	312.7	304.4	344.1	312.4	360.9	353.6	377.1	377.3	378.1	430.6	4.9
Cadereyta	59.7	72.3	73.6	78.9	74.8	75.8	77.5	78.1	78.2	78.5	78.5	2.8
Madero	18.7	33.0	33.4	44.5	33.9	49.8	46.5	40.2	42.8	44.0	50.6	10.5
Tula	51.3	58.3	61.1	76.1	72.1	71.4	68.0	70.3	61.2	60.1	60.8	1.7
Salamanca	41.1	37.6	40.7	47.3	45.7	45.5	43.9	47.4	49.2	49.5	50.6	2.1
Minatitlán	37.3	42.3	32.4	44.6	45.3	77.4	70.6	73.3	77.7	78.1	75.9	7.3
Salina Cruz	58.7	69.3	63.1	52.7	40.6	40.9	47.1	67.9	68.2	67.9	68.4	1.5
Nueva capacidad												
de refinación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.9	-
Importación <sup>1</sup>	27.3	10.1	21.1	-	3.0	-	-	-	-	-	-	-
Destino	294.2	322.8	325.6	344.1	315.4	360.9	353.6	377.1	377.3	378.1	430.6	3.9
Demanda interna	282.4	317.3	323.5	307.0	315.4	323.1	332.3	341.1	350.7	360.7	371.6	2.8
Sector industrial	21.4	23.0	23.7	24.1	24.8	25.5	26.2	27.0	27.8	28.7	29.6	3.3
Sector petrolero	11.7	11.7	13.1	12.5	12.2	12.6	13.0	12.9	12.4	12.4	12.4	0.5
Sector transporte	241.6	263.5	279.7	266.9	274.6	280.9	288.7	297.0	306.0	314.4	325.1	3.0
Sector eléctrico	7.7	19.2	7.1	3.5	3.8	4.1	4.4	4.3	4.6	5.3	4.6	-5.0
Generación pública de												
electricidad (CFE y LyFC)	6.3	18.2	6.1	2.4	2.7	3.0	3.3	3.2	3.4	4.1	3.4	-6.0
Generación por particulares												
de electricidad	1.4	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	-1.7
Productores independientes												
de electricidad	0.5	-	-	-	-	-	-	0.1	0.1	0.1	0.2	-10.8
Autogeneración												
de energía eléctrica	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.4
Exportación	8.0	5.6	2.1	37.1	-	37.8	21.2	36.0	26.5	17.4	59.0	22.1
Variación de inventarios*	3.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\* Incluye diferencias.

<sup>1</sup> Incluye maquila para el periodo histórico.

Fuente: IMP con información de Pemex y SENER.

Cuadro 60  
Balance nacional de diesel, escenario alto, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	294.2	322.8	325.6	344.4	340.2	373.0	364.1	379.9	397.4	415.1	435.1	4.0
Producción	266.9	312.7	304.4	344.4	340.2	373.0	358.9	377.9	380.8	390.1	429.8	4.9
Cadereyta	59.7	72.3	73.6	78.9	76.2	76.0	78.9	78.8	79.6	79.4	80.1	3.0
Madero	18.7	33.0	33.4	44.3	53.7	52.0	48.4	40.0	40.6	49.3	48.6	10.0
Tula	51.3	58.3	61.1	76.9	80.1	70.4	67.6	69.2	63.4	60.4	55.9	0.9
Salamanca	41.1	37.6	40.7	47.6	45.8	47.5	46.0	48.4	48.4	48.9	47.4	1.4
Minatitlán	37.3	42.3	32.4	44.0	43.9	79.0	70.6	73.1	81.3	76.9	81.2	8.1
Salina Cruz	58.7	69.3	63.1	52.7	40.6	48.2	47.5	68.4	67.5	75.2	68.6	1.6
Nueva capacidad de refinación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.0	-
Importación <sup>1</sup>	27.3	10.1	21.1	-	-	-	5.2	1.9	16.6	24.9	5.4	-15.0
Destino	294.2	322.8	325.6	344.4	340.2	373.0	364.1	379.9	397.4	415.1	435.1	4.0
Demanda interna	282.4	317.3	323.5	319.4	335.0	348.5	364.1	379.9	397.4	415.1	435.1	4.4
Sector industrial	21.4	23.0	24.1	25.2	26.5	27.7	28.9	30.3	31.8	33.4	35.1	5.1
Sector petrolero	11.7	11.7	13.1	12.5	12.2	12.6	13.0	12.9	12.4	12.4	12.4	0.5
Sector transporte	241.6	263.5	279.3	278.0	292.0	304.4	318.0	332.6	348.6	364.7	382.8	4.7
Sector eléctrico	7.7	19.2	7.1	3.8	4.4	3.8	4.2	4.1	4.6	4.7	4.9	-4.5
Generación pública												
de electricidad (CFE y LyFC)	6.3	18.2	6.1	2.7	3.3	2.6	3.1	2.8	3.3	3.3	3.5	-5.6
Generación por particulares												
de electricidad	1.4	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	-0.7
Productores independientes												
de electricidad	0.5	-	-	-	-	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	-5.9
Autogeneración de energía												
eléctrica	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.4
Exportación	8.0	5.6	2.1	25.0	5.2	24.5	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios*	3.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\* Incluye diferencias.

<sup>1</sup> Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: IMP, con información de Pemex y SENER.

Cuadro 61  
Balance nacional de combustóleo, escenario moderado, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	467.2	423.5	416.0	394.8	390.2	355.1	357.6	362.5	361.0	349.1	343.0	-3.0
Producción	449.6	398.5	325.4	394.8	390.2	340.2	353.4	258.2	214.7	208.9	212.0	-7.2
Cadereyta	56.5	44.7	14.4	29.7	34.1	33.2	32.5	35.6	36.2	33.9	31.1	-5.8
Madero	39.6	28.7	10.2	24.4	15.6	15.7	19.4	26.2	8.7	8.9	2.5	-24.2
Tula	90.8	80.2	77.4	82.2	80.7	81.5	85.9	68.5	48.2	48.7	50.7	-5.7
Salamanca	48.2	50.0	53.1	48.6	48.0	45.5	47.0	31.4	28.9	29.2	29.9	-4.7
Minatitlán**	79.7	82.9	69.2	82.4	78.8	32.0	26.3	22.5	14.0	16.1	27.7	-10.0
Salina Cruz	134.8	112.1	101.1	127.5	133.0	132.3	142.3	74.0	78.9	72.1	70.2	-6.3
Nueva capacidad de Refinación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	-
Importación	17.6	25.0	90.6	-	-	15.0	4.2	104.3	146.3	140.3	131.0	22.2
Destino	467.2	423.5	416.0	394.8	390.2	355.1	357.6	362.5	361.0	349.1	343.0	-3.0
Demanda interna	444.7	409.7	416.0	356.7	363.4	355.1	357.6	362.5	361.0	349.1	343.0	-2.6
Sector transporte	1.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector eléctrico	342.1	300.3	315.7	250.8	261.3	247.7	252.8	261.5	264.0	250.5	241.7	-3.4
Generación pública												
de electricidad	331.2	290.1	305.2	239.6	250.0	236.3	241.4	250.2	252.8	239.4	230.6	-3.6
Autogeneración												
de energía eléctrica	10.9	10.2	10.5	11.2	11.4	11.4	11.3	11.3	11.3	11.2	11.1	0.2
Sector industrial	62.2	65.3	64.4	60.3	56.5	53.9	51.3	48.6	45.8	42.9	39.8	-4.4
Sector petrolero	38.6	44.2	35.9	45.5	45.5	53.5	53.6	52.4	51.2	55.8	61.6	4.8
Exportación	24.9	13.8	-	38.1	26.9	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios*	-2.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\* Incluye diferencias.

\*\* Incluye transferencias del despuntado de La Cangrejera a combustóleo.

Cuadro 62  
Balance nacional de combustóleo, escenario alto, 2002-2012  
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	467.2	423.5	416.0	395.0	385.0	358.5	361.9	367.4	368.3	354.1	349.6	-2.9
Producción	449.6	398.5	325.4	395.0	385.0	340.2	351.8	256.7	213.1	205.9	206.7	-7.5
Cadereyta	56.5	44.7	14.4	29.9	34.3	33.7	32.3	35.2	35.7	34.8	33.2	-5.2
Madero	39.6	28.7	10.2	24.5	14.5	14.6	17.1	24.7	8.0	0.7	5.1	-18.6
Tula	90.8	80.2	77.4	82.1	77.3	81.6	85.8	68.7	44.6	45.5	50.0	-5.8
Salamanca	48.2	50.0	53.1	48.6	48.0	46.4	48.8	30.5	28.9	27.9	30.1	-4.6
Minatitlán**	79.7	82.9	69.2	82.4	79.4	31.9	31.3	18.7	11.3	20.7	17.3	-14.1
Salina Cruz	134.8	112.1	101.1	127.5	131.5	132.0	136.4	78.9	84.7	76.3	70.8	-6.2
Nueva capacidad												
de Refinación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-
Importación	17.6	25.0	90.6	-	-	18.3	10.1	110.8	155.2	148.2	142.9	23.3
Destino	467.2	423.5	416.0	395.0	385.0	358.5	361.9	367.4	368.3	354.1	349.6	-2.9
Demanda interna	444.7	409.7	416.0	357.9	365.9	358.5	361.9	367.4	368.3	354.1	349.6	-2.4
Sector transporte	1.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector eléctrico	342.1	300.3	315.7	250.8	261.3	247.7	252.8	261.5	264.0	250.5	241.7	-3.4
Generación pública												
de electricidad	331.2	290.1	305.2	239.6	250.0	236.3	241.4	250.2	252.8	239.4	230.6	-3.6
Autogeneración												
de energía eléctrica	10.9	10.2	10.5	11.2	11.4	11.4	11.3	11.3	11.3	11.2	11.1	0.2
Sector industrial	62.2	65.3	64.4	61.6	59.0	57.3	55.5	53.5	51.3	48.9	46.3	-2.9
Sector petrolero	38.6	44.2	35.9	45.5	45.5	53.5	53.6	52.4	52.9	54.6	61.6	4.8
Exportación	24.9	13.8	-	37.1	19.1	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios*	- 2.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\* Incluye diferencias.

\*\* Incluye transferencias del despuntado de La Cangrejera a combustóleo.

Fuente: IMP, con información de Pemex y SENER.

## Programas de ahorro y uso eficiente de la energía

109

En este capítulo se presentan los principales programas y acciones que se realizan en el país, a través de la Conae, para aprovechar los potenciales de ahorro de energía, particularmente aquellos que se relacionan, directa o indirectamente, con el ahorro de combustibles provenientes de la refinación del petróleo, en cuanto a su uso como energéticos y no como materia prima de ciertos procesos.

De acuerdo con el Balance Nacional de Energía, durante el 2002 se consumieron 2835 PetaJoules en petrolíferos, como a continuación se describe: combustóleo, 36.6%; gasolinas y naftas, 37.6%; diésel, 20.2%; querosenos, 4.0% y coque de petróleo, 1.6%. Asimismo, el 97.3% del consumo de petrolíferos se concentró en los sectores: transporte, 55.5%; energético, 33.1% e industrial 8.6% (véase cuadro 63).

Cuadro 63  
Consumo nacional de petrolíferos por sector  
(Peta Joules)

Sector	Petrolífero					Total por Sector
	Combustóleo	Gasolinas	Diesel	Querosenos	Coque	
Transporte	4.76	1,042.99	418.12	108.89	-	1,574.76
Energético	877.48	22.91	38.39	0.4	-	938.82
Industrial	155.29	-	40.64	1.70	46.77	244.39
Agropecuario	-	-	72.42	0.04	-	72.46
Residencial,						
Comercial y público	-	-	3.01	1.60	-	4.60
Total por petrolífero	1,037.54	1,065.90	572.57	112.26	46.77	

Fuente: Conae, con base en datos del Balance Nacional de Energía, Sener, 2002

Las acciones de ahorro de energía aquí presentadas se agrupan en: sector transporte, instalaciones industriales (empresas paraestatales y privadas) y Normas Oficiales Mexicanas (NOM's) de eficiencia energética. El programa para el sector transporte toma en cuenta la importancia estratégica del mismo, ya que es el mayor consumidor de petrolíferos, con 1575 PetaJoules, principalmente, a través del consumo de gasolina y diesel. Por su parte, las instalaciones industriales consumen prácticamente el 100% del combustóleo que se utiliza en el país que durante el 2002 fue el combustible con mayor participación dentro de los petrolíferos (36.6% del total). Finalmente, se presentan las NOM's de eficiencia energética, particularmente aquellas que se relacionan indirectamente con el ahorro de petrolíferos.

Es importante mencionar que, adicionalmente existen otros programas que son instrumentados por diversos organismos públicos y privados. Sin embargo, éstos no reportan sus acciones ni sus logros, lo que hace difícil cuantificar y reportar sus resultados en este documento.

## 5.1 Sector transporte

Las acciones para el ahorro de energía en el transporte revisten suma importancia, debido a que es el sector con el mayor consumo de energía proveniente de productos petrolíferos (1575 PetaJoules), donde la gasolina y el diesel son los combustibles más utilizados (66.2% y 26.6% respectivamente, con respecto al consumo total del sector transporte), ambos, con tasas medias anuales de crecimiento positivas (véase cuadro 64).

El consumo de gasolina y diesel se ha realizado de tal manera que actualmente existe una gran oportunidad de ahorro de energía que,

si se aprovecha de manera óptima, permitiría reducir significativamente la emisión de contaminantes en las ciudades. Sin embargo, para aprovechar estos potenciales es necesario poner en marcha un conjunto de acciones sistemáticas y ordenadas, sobre una compleja diversidad de temas y actores.

Bajo esta lógica, es necesario continuar trabajando en temas relacionados con la mejora tecnológica de los equipos y sistemas de transporte, la producción de combustibles limpios, el desarrollo de infraestructura vial, la operación de servicios de transporte público más eficaces, el establecimiento de un marco normativo acorde con las necesidades del país, la planeación sobre los ordenamientos urbanos, así como en la generación de un mercado de productos y servicios orientado a lograr una mayor eficiencia energética en el sector.

En virtud de esta complejidad, y con el propósito de analizar, identificar y aprovechar las oportunidades existentes para el mejoramiento de la eficiencia energética en el transporte de bienes y personas, en 1998 la Conae creó la *Subcomisión para el Ahorro de Energía en el Transporte*, integrada por instituciones gubernamentales, de educación técnica y superior, institutos y centros de investigación, así como cámaras y asociaciones que agrupan a los transportistas y fabricantes de vehículos.

Asimismo, la Conae participa en diversos grupos de trabajo, comités y subcomités especializados en temas de transporte para asegurar la calidad y aplicabilidad de las acciones y servicios que presta. En este sentido, brinda apoyo al desarrollo e instrumentación de programas específicos de ahorro de energía en empresas de transporte, a través de la aplicación de las metodologías, herramientas computacionales, manuales y guías que la propia Comi-

Cuadro 64  
Consumo de petrolíferos en el sector transporte

Petrolífero	Consumo 1995 (PetaJoules)	Consumo 2001 (PetaJoules)	Participación en 2001	tmca 1995-2001
Gasolinas	932.77	1042.985	66.2%	1.61%
Diésel	351.3	418.124	26.6%	2.52%
Querosenos	91.53	108.888	6.9%	2.51%
Combustóleo	1.4	4.762	0.3%	19.11%
Total	1,377.0	1,574.8	100.0%	1.9%

Fuente: Conae, con base en datos del Balance Nacional de Energía, Sener, 2002

sión ha elaborado para la identificación, valoración y aprovechamiento de potenciales de ahorro (Conducción Técnico- Económica, Mejoramiento del mantenimiento, Selección de vehículos, Gestión de combustible y Logística, entre otras).

Así, durante el año 2002, la Conae apoyó a diversas dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, que lograron un ahorro de gasolina y diesel equivalente a 260,000 barriles de petróleo, a través de diversas acciones, como: registro y control del consumo de combustible, renovación del parque vehicular, mantenimiento, conservación del parque y mantenimientos preventivos, entre otras.

En el Cuadro 65 se presenta la estimación del ahorro en gasolina y diesel que se espera obtener como resultado del apoyo directo de la Conae para el aprovechamiento de los potenciales detectados dentro del sector transporte. En este sentido, se prevé que en el año 2012 se logrará un ahorro anual de alrededor de 380,000 barriles, adicional a lo logrado en años anteriores.

Cuadro 65  
Ahorros estimados en el sector transporte  
por acciones directas de la Conae

Año	Ahorro de energía Miles de barriles
2003	126
2004	170
2005	221
2006	284
2007	298
2008	313
2009	328
2010	345
2011	362
2012	380

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, 2003.

En otras acciones, y con el propósito de formar recursos humanos especializados en el ahorro de energía en el transporte, se han diseñado e impartido una serie de diplomados y cursos en la materia (Diplomado de Gestión de Empresas de Autotransporte y Curso de Conducción Técnica Económica para Operadores de Vehículos).

Bajo esta perspectiva, se han establecido alianzas estratégicas con diversas organizaciones afines al sector, para promover de manera coordinada y consensada la utilización de equipos y sistemas que favorecen la eficiencia energética en el transporte. Así, anualmente se realizan campañas de información en medios electrónicos e impresos, así como eventos nacionales e internacionales, por medio de los cuales se impulsa la aplicación e instrumentación de programas de eficiencia energética en el transporte, así como la utilización de nuevas tecnologías y combustibles, de acuerdo con las tendencias mundiales (celdas de combustible, vehículos híbridos, hidrógeno, etanol y otros combustibles renovables).

Asimismo, con la finalidad de que los compradores de automóviles dispongan de información confiable y puedan seleccionar aquel vehículo que mejor responda a sus necesidades bajo un criterio energético, a través del portal de Transporte del sitio de la Conae en Internet<sup>1</sup>, se continúa exhibiendo la información sobre los rendimientos de combustible de los automóviles nuevos, de acuerdo con lo previsto en el Convenio de Concertación sobre Eficiencia Energética, celebrado entre el Gobierno Federal y la industria automotriz nacional.

## 5.2 Programas de ahorro de energía en instalaciones industriales

En conjunto, los sectores energético e industrial consumen, prácticamente, el cien por ciento del combustible que se utiliza en el país. Por ello, los programas de ahorro de energía cobran particular relevancia entre la gama de mecanismos para controlar el crecimiento de la demanda de dicho combustible.

Por ello, la Conae lleva a cabo programas en ambos sectores, para lograr un ahorro de energía que pueda significar, en estas empresas, un aumento importante en su productividad, menores impactos al medio ambiente y la difusión de la cultura del cuidado de la energía.

Si bien estos programas no se diseñan para reducir el consumo de un combustible en particular, los potenciales detectados tienen incidencia directa o indirecta en el ahorro de combustibles provenientes del petróleo. A continuación se presentan las acciones más importantes que lleva a cabo la Comisión, dentro de las empresas paraestatales e industriales del país.

<sup>1</sup> <http://www.conae.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=1507>

## 5.2.1 Empresas paraestatales

A los sectores petrolero y eléctrico, que han sido los consumidores de combustóleo más importantes del país, hoy en día les corresponde más de 877 PetaJoules (84.6% de la demanda nacional de combustóleo, que es de 1,038 PetaJoules), además de presentar una tasa media anual de crecimiento en la demanda de alrededor del 1.4% (véase cuadro 66). De acuerdo con la importancia que las empresas energéticas paraestatales (Pemex, CFE y LFC) tienen en la estructura del consumo de energía y de sus potenciales para ahorrarla, la Conae instrumentó una estrategia que ha evolucionado positivamente a través del tiempo y donde resalta el proceso que se ha seguido dentro de Pemex y que actualmente es la base para atender a CFE y LFC.

Cuadro 67  
Ahorros estimados en el sector  
energético por acciones  
directas de la Conae

Año	Ahorro de energía Millones de Bep's
2003	5.9
2004	6.8
2005	7.7
2006	8.6
2007	8.8
2008	8.9
2009	8.9
2010	8.9
2011	8.9
2012	8.9

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, 2003, Conae, con base en información de PEMEX.

Cuadro 66  
Consumo de petrolíferos en el sector eléctrico

Petrolífero	Consumo 1995 (PetaJoules)	Consumo 2002 (PetaJoules)	Participación en 2002	tmca 1995-2002
Combustóleo	793.73	877.48	93.47%	1.44%
Diésel	47.20	38.39	4.09%	-2.91%
Gasolinas	24.41	22.91	2.44%	-0.90%
Total	865.34	938.79	100.00%	1.17%

Fuente: Conae, con base en datos del Balance Nacional de Energía, Sener, 2002.

Con la institucionalización permanente del programa de uso eficiente de la energía, mediante el SIASPA de Pemex, en el año 2000 se inició una nueva etapa, dentro de la estrategia planteada para la empresa, donde se puso especial énfasis en la puesta en marcha de un programa de gran alcance, que promueve acciones y proyectos tendientes a incrementar la eficiencia energética de todo el sector. Tiene la particularidad de haber incorporado, a través de Internet, herramientas analíticas, esquemas y protocolos que permiten profundizar en la identificación sistemática y aprovechamiento de los potenciales existentes de ahorro de energía de los equipos individuales, procesos particulares o instalaciones en general. También se estableció una estructura institucional de operación y seguimiento dentro de la paraestatal.

Como resultado de estas acciones, a partir del año 2002 se implantó un sistema de control y seguimiento de los indicadores de consumo energético en 215 centros de trabajo que participan en la Campaña Permanente de Uso Eficiente y Ahorro de Energía de

Pemex. Este sistema permite el establecimiento de acciones de ahorro de energía de manera sistemática. En términos cuantitativos, durante el período 1999-2001, la paraestatal logró ahorros por acciones de eficiencia energética, cercanos a 6.9 millones de barriles de petróleo equivalente, principalmente por medidas como: optimización de calentadores a fuego directo y generadores de vapor; sustitución de motores; repotenciación de compresores y turbogeneradores, y aprovechamiento de gases de desfogaje para generación de energía térmica.

En el Cuadro 67 se presenta la estimación del ahorro de energía que se espera obtener, exclusivamente por medidas de eficiencia energética que directamente apoya la Conae dentro del sector energético. Cabe señalar que este ahorro en consumo se refiere, principalmente a gas natural. Sin embargo, se requiere hacer un estudio detallado en cada uno de los centros de trabajo para determinar la participación real de ahorro de petrolíferos.

## 5.2.2 Empresas privadas

Con base en la experiencia de 14 años de trabajo, período en donde se realizaron más de dos mil diagnósticos energéticos en muy diversas empresas, durante 2002, la Conae afinó su estrategia para atender con mayor efectividad las necesidades particulares de estos usuarios de energía. En este sentido, estableció dos programas sectoriales diseñados específicamente para atender a los grandes corporativos y a las pequeñas y medianas empresas del país.

En términos generales, estos programas son un conjunto de protocolos y componentes técnicos, conformados principalmente por información técnica (protocolos para la realización de proyectos, metodologías, manuales y guías, casos exitosos y ligas de Internet, entre otros), herramientas de cálculo, cursos de capacitación, servicios de asistencia técnica y campañas de promoción; todo ello con el objetivo de proporcionar a los usuarios de energía los elementos necesarios que les permitan identificar y evaluar sus potenciales de ahorro de energía y de energía renovable, así como para llevar a cabo las acciones necesarias para su aprovechamiento.

Cada uno de estos programas cuenta con estrategias específicas de operación y acceso a la información, que ponen especial énfasis en las características particulares de cada usuario de energía. En el caso de grandes corporativos, la Conae concentra sus esfuerzos en el apoyo al desarrollo de capacidades gerenciales para que diseñen e instrumenten, dentro de sus propias instalaciones, programas integrales de ahorro de energía y aprovechamiento de energía renovable.

Por otra parte, para atender a las pequeñas y medianas empresas, y ante las limitadas capacidades técnicas y financieras que tienen la mayoría de ellas para atender la multiplicidad de aspectos que comprende la actividad empresarial, particularmente en temas energéticos, la Conae ha venido operando una estrategia que consiste, fundamentalmente, en el establecimiento y operación de la Red Nacional de Puertos de Atención. Así, se trata de aumentar y reforzar la oferta de asistencia técnica para que estos usuarios identifiquen y aprovechen sus oportunidades de ahorro de energía.

Cabe señalar que, con la instrumentación de estos programas se identifican potenciales de ahorro de energía, independientemente del combustible utilizado, lo que hace necesario la realización de estudios detallados que muestren la participación real del ahorro de petrolíferos.

Así, en términos cuantitativos, durante el año 2003 se estiman ahorros del orden de los 600 mil Bep's y se espera que para el año 2012 se logre un ahorro anual de alrededor del millón de Bep's (Cuadro 68). Dado que continuamente es mayor el número de empresas privadas con las cuales colabora la Conae, los potenciales de ahorro y los ahorros alcanzados se irán actualizando en los próximos años.

## 5.3 Normalización

Uno de los mecanismos socialmente más rentables, por la cuantía y trascendencia de sus resultados, y que contribuye significativamente a la preservación de los recursos energéticos no renovables, es la elaboración y aplicación de Normas Oficiales

Cuadro 68  
Ahorros estimados en empresas privadas

Año	Ahorro de energía Miles de Bep's
2003	600
2004	719
2005	844
2006	1000
2007	1000
2008	1000
2009	1000
2010	1000
2011	1000
2012	1000

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, 2003, Conae.

Mexicanas (NOM) de eficiencia energética, que regulan los consumos de energía de aquellos sistemas y equipos que, por su demanda de energía y número de unidades requeridas en el país, ofrecen un potencial de ahorro cuyo costo-beneficio es satisfactorio para la economía del país en general y, en particular, para los sectores de la producción y el consumo.

La Secretaría de Energía, a través de la Conae, expide las NOM's de eficiencia energética, elaboradas por el Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos (CCNNPURRE). Se trata de especificaciones técnicas, accesibles al público, elaboradas con la colaboración y el consenso de los sectores involucrados (público, privado, social e investigación y desarrollo), y de aplicación obligatoria para todos los productos e instalaciones comprendidos en su campo de aplicación.

El CCNNPURRE establece cada año un programa de trabajo, el cual se integra al Programa Nacional de Normalización y, posteriormente, se publica en el Diario Oficial de la Federación (DOF). Hasta hoy, se han publicado 20 NOM de eficiencia energética, de las cuales dos están relacionadas con el consumo de energía térmica que, en ciertos casos, proviene de petrolíferos.

En el Cuadro 69 se indican las normas de eficiencia energética relacionadas con el consumo de energía térmica, los ahorros estimados por la aplicación de cada una de éstas, así como el porcentaje de reducción en el consumo de energía o la mejora en la eficiencia de los productos y sistemas, en función de los consumos o eficiencias que tenían antes de que aquéllas entraran en vigor. Los ahorros estimados para el año 2003, expresados en unidades de energía, son del orden de 0.38 PetaJoules. Sin embargo, se requiere hacer un estudio detallado para determinar, de manera desagregada, la participación real de combustibles petrolíferos – diesel, combustóleo, coque, etc.- que son consumidos en los equipos y sistemas comprendidos en los campos de aplicación de dichas normas.

La prospectiva de ahorro de energía por la aplicación de las normas de eficiencia térmica relacionadas con algún petrolífero, se estima en un promedio de 2.3 PetaJoules anuales durante el período 2003-2012.

Cuadro 69  
Norma Oficial Mexicana de eficiencia energética  
(ahorro de energía térmica)

Norma / Equipo o Sistema	Publicación DOF	Entrada en vigor	Unidades vendidas en 2002	Ahorros	
				PJoules (a) (b)	%
NOM-009-ENER-1995/					
Aislamientos Térmicos	08/11/95	XI/1996	No aplica	0.38	7

Notas: a) El ahorro que se reporta se expresa en unidades de energía, sin embargo, se requiere hacer un estudio más detallado en cada una de estas normas para determinar la participación de petrolíferos.

b) Porcentaje de reducción en el consumo de energía térmica.

---

# **Anexos**

115

## Factores de conversión

117

Volumen			
Celdas de cambio	Unidad base	Factor de conversión	Nueva unidad
1	metro cúbico	6.2898104	barriles
1	metro cúbico	35.31467	pies cúbicos
1	metro cúbico	1,000	litros
1	millón de metros cúbicos	6,289.8	miles de barriles
1	millón de pies cúbicos	178.107	miles de barriles
1	pie cúbico	0.0283168	metro cúbico
1	Galón	0.0238	barriles
Equivalencias energéticas			
Celdas de cambio	Unidad base	Factor de conversión	Nueva unidad
1	millón de toneladas de petróleo	40.4	BTU (10 <sup>12</sup> unidades térmicas británicas)
1	tonelada de petróleo crudo equivalente	41.868	Gigajoules (10 <sup>9</sup> Joules)
1	millón de toneladas de petróleo crudo equivalente	41.868	Petajoules (10 <sup>15</sup> Joules)
1	tonelada métrica	7.33	barriles de petróleo
1	barril de petróleo	5,000	pies cúbicos de gas natural
1	millón de metros cúbicos de gas natural	0.9	miles de toneladas de petróleo crudo
1	millón de pies cúbicos de gas natural	0.026	miles de toneladas de petróleo crudo
1	metro cúbico de gas natural	8,460,000	calorías (para efectos de facturación de gas seco)
1	metro cúbico de gas natural	8,967,600	calorías (con un factor de corrección calorífica de 1.06)
1	metro cúbico de kerosina	8,841,586	Kilocalorías
1	metro cúbico de gas de alto horno	8,825,000	Calorías
1	metro cúbico de gas de coque	4,400,000	Calorías
1	barril de combustóleo pesado	1,593,000	Kilocalorías
1	barril de diesel*	1,469,600	Kilocalorías
1	tonelada de coque de petróleo	7,465,500	Kilocalorías
1	kilogramo de gas lp (mezcla nacional)	11,823.86	Kilocalorías
1	kilogramo de gas lp (mezcla de importación)	11,917.3	Kilocalorías
1	tonelada de bagazo	1,684,990	Kilocalorías
1	tonelada de carbón	4,662,000	Kilocalorías
1	tonelada de coque de carbón	6,933,000	Kilocalorías
Equivalencias energéticas			
Celdas de cambio	Unidad base	Factor de conversión	Nueva unidad
1	pie cúbico	1.03	MBTU de gas natural
1	BTU	1,055.056	Joules
1	BTU	252	calorías
1	Caloría	4.1868	Joules
1	Kilocaloría	3.968254	BTU
1	petajoule (1*10 <sup>15</sup> )	0.94708	miles de barriles de petróleo crudo equivalente
1	Gigajoule	239,000,000	calorías
1	Petacaloría	132.76	megawatts
1	watt hora	3,600	Joules

\* Factor aplicado a los combustibles que integran el grupo diesel.

## Abreviaturas y siglas

CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNGM	Costa Norteamericana del Golfo de México
Conae	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
EPA	Environmental Protection Agency
EU	Estados Unidos
FCC	Craqueo catalítico
Gas LP	Gas Licuado de Petróleo
GDF	Gobierno del Distrito Federal
GNC	Gas natural comprimido
HDS	Hidrodesulfuración
IEPS	Impuesto Especial sobre Productos y Servicios
IVA	Impuesto al Valor Agregado
LFC	Luz y Fuerza del Centro
mbd	Miles de barriles diarios
mmtons	Millones de toneladas
mta	Miles de toneladas anuales
mtons	Miles de toneladas
MTBE	Metil terbutil éter
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
PEP	Pemex Exploración y Producción
ppm	Partes por millón
SNR	Sistema Nacional de Refinación
TAD	Terminales de almacenamiento y distribución
TAME	Metil teramil éter
TMCA	Tasa media de crecimiento anual
ZMMV	Zona metropolitana del Valle de México

# Bibliografía

121

*Anuario Estadístico 2001.* Secretaría de Comunicaciones y Transportes, México, 2002.

*Anuario Estadístico 2002.* Gerencia Corporativa de Evaluación e Información, Pemex. México, 2003.

*Anuario Estadístico de los Estados Unidos Mexicanos 2001.* Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, 2003.

*Anuario Estadístico del Sector Comunicaciones y Transportes 2000.* Secretaría de Comunicaciones y Transportes, México, 2002.

*Anuario Estadístico Ferroviario 1997.* Dirección General de Tarifas, Transporte Ferroviario y Multimodal, Secretaría de Comunicaciones y Transportes, México, 1998.

*Anuario Estadístico Petroquímica 2001.* Subsecretaría de Política Energética y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Energía. México, 2002. Formato digital distribuido en [www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx).

Anuario Estadístico por Entidad Federativa 2002. Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, 2003.

Balance Nacional de Energía 2001. Subsecretaría de Política Energética y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Energía, México, 2002. Formato digital distribuido en [www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx).

Boletín Estadístico Mensual. Asociación Nacional de Productores de Autobuses, Camiones y Tractocamiones, Varios números.

*Codificador del Sistema de Cuentas Nacionales.* Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, México, 1993.

*Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico, Generación.* Subdirección de Programación, Comisión Federal de Electricidad. México, 1999.

Desarrollo agroindustrial azucarero 1996/2002. Cámara Nacional de las Industrias Azucarera y Alcohólica, México, 2002.

Encuesta para formular el Balance Nacional de Energía 2002. Secretaría de Energía, México, 2002.

Indicadores Petroleros de Pemex, 2002. Petróleos Mexicanos, México, 2003.

Informe Estadístico de Labores 2002. Unidad de Planeación Corporativa de Petróleos Mexicanos, Pemex, México, 2002. Formato digital distribuido en [www.pemex.com](http://www.pemex.com).

Instalaciones Petroleras 2002. Petróleos Mexicanos, México, 2003.

La Aviación Mexicana en Cifras 1996-2001. Secretaría de Comunicaciones y Transportes, Dirección General de Aeronáutica Civil, México, 2002.

La industria automotriz en México 2002. Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, 2003.

Memoria de Labores. Varios números, Unidad de Planeación Corporativa de Petróleos Mexicanos, Pemex, México.

Órgano Informativo Mensual. Asociación Mexicana de la Industria Automotriz, Varios números.

Prospectiva de Petrolíferos 2002-2011. Subsecretaría de Política Energética y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Energía, México, 2002. Formato digital distribuido en [www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx).

Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2002-2011. Dirección General de Formulación de Política Energética, Secretaría de Energía, México, 2002. Formato digital distribuido en [www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx).

Prospectiva del Sector Eléctrico 2002-2011. Dirección General de Formulación de Política Energética, Secretaría de Energía, México, 2002. Formato digital distribuido en [www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx).

#### PAGINAS WEB

1. American Petroleum Institute: <http://api-ep.api.org/>
2. Gobierno del Distrito Federal: <http://www.df.gob.mx/>
3. Grupo CINTRA: <http://www.cintra.com.mx/>
4. Secretaría de Energía: <http://www.sener.gob.mx/>
5. Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, 2003: <http://www.inegi.gob.mx/>
6. Sistema Municipal de Base de Datos, Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, 2003: [http://www.inegi.gob.mx/prod\\_serv/contenidos/espanol/simbad/](http://www.inegi.gob.mx/prod_serv/contenidos/espanol/simbad/)
7. U.S. Energy Information Administration: <http://www.eia.doe.gov/>
8. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía: <http://www.conae.gob.mx/>

# Referencias para la recepción de comentarios

123

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

## **Responsable de la publicación**

Subsecretaría de Política Energética y Desarrollo Tecnológico  
Insurgentes Sur 890, Piso 3, col. Del Valle  
México D. F. 03100  
Tel. 50 00 62 04  
Fax. 50 00 62 23

## **Coordinador de la publicación**

Dirección General de Formulación de Política Energética  
Tel. 50 00 62 04 / 50 00 60 22  
Fax. 50 00 62 23  
E-mail: [ajimenez@energia.gob.mx](mailto:ajimenez@energia.gob.mx)

Esta primera edición de la *Prospectiva del petrolíferos 2003-2012*, de la Dirección General de Formulación de Política Energética, Sener, se terminó de reproducir en diciembre de 2003 en talleres gráficos del INEGI. La producción editorial estuvo a cargo de Teresa Mira Hatch, Graciela Gómez y Elizabeth Barrera. Se reprodujeron 1,000 discos compactos.