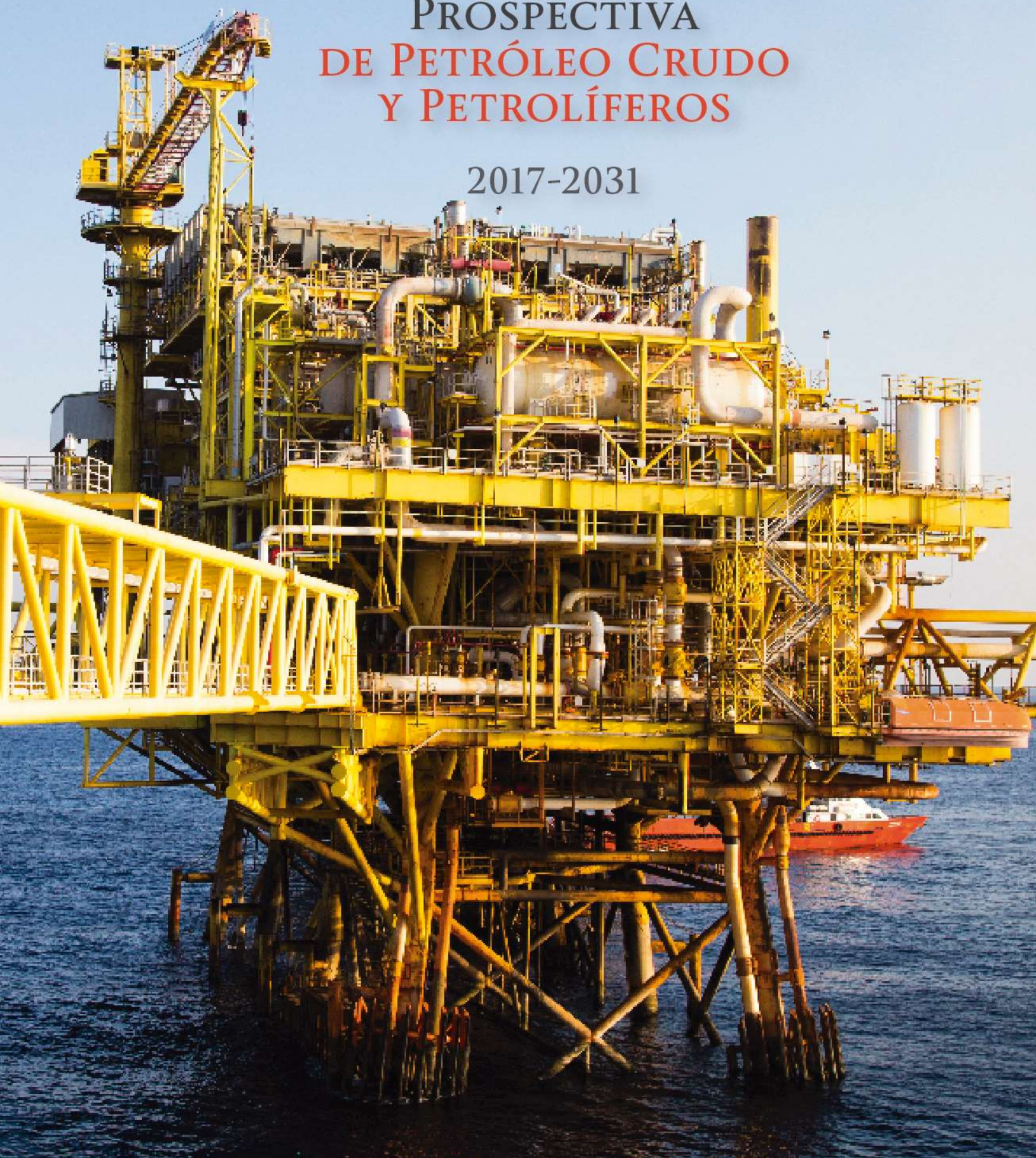


PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS

2017-2031



PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS

2017-2031



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

MÉXICO, 2017

SECRETARÍA DE ENERGÍA

Pedro Joaquín Coldwell

Secretario de Energía

Leonardo Beltrán Rodríguez

Subsecretario de Planeación y Transición Energética

Aldo Flores Quiroga

Subsecretario de Hidrocarburos

Fernando Zendejas Reyes

Subsecretario de Electricidad

Gloria Brasdefer Hernández

Oficial Mayor

Rafael Alexandri Rionda

Director General de Planeación e Información Energéticas

Víctor Manuel Avilés Castro

Director General de Comunicación Social

ELABORACIÓN Y REVISIÓN:

Rafael Alexandri Rionda

Director General de Planeación e Información Energéticas
(ralexandri@energia.gob.mx)

Fabiola Rodríguez Bolaños

Directora de Integración de Prospectivas del Sector
(frodriguez@energia.gob.mx)

Eder García Jiménez

Subdirector de Planeación del Sector Energético
(egarciaj@energia.gob.mx)

Alain de los Ángeles Ubaldo Higuera

Subdirectora de Consumo Energético
(aubaldo@energia.gob.mx)

Thalia Ramírez Flores

Jefa de Departamento de Planeación de Mercados Energéticos
(tramirez@energia.gob.mx)

Lorena Gutiérrez Olvera

Prácticas Profesionales

Apoyo administrativo: María de la Paz León Fermat, Maricela de Guadalupe Novelo Manrique.

2017. Secretaría de Energía

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos la participación de las siguientes dependencias, entidades, organismos e instituciones para la integración de esta prospectiva:

Subsecretaría de Hidrocarburos

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Comisión Reguladora de Energía

Instituto Mexicano del Petróleo

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

Petróleos Mexicanos

Secretaría de Hacienda y Crédito Público

ÍNDICE

Presentación	15
Introducción	16
Resumen Ejecutivo.....	17
1. Capítulo uno. Marco regulatorio	21
1.1 Marco Jurídico en Materia de Hidrocarburos.....	22
1.2 Cadena de Valor del Sector Hidrocarburos	25
1.3 Exploración y Extracción de Hidrocarburos	26
1.3.1 Rondas.....	27
1.3.2 Migración de Contratos	27
1.3.3 Asociaciones Estratégicas de Petróleos Mexicanos: Farmouts.....	28
1.3.4 Importación de Gasolinas, Diesel y Turbosina.....	29
1.4 Apertura del Transporte y Distribución de Hidrocarburos.....	29
1.4.1 Temporada Abierta.....	29
1.5 Almacenamiento de Hidrocarburos.....	30
1.6 Precios de Petrolíferos: Gasolinas y Diesel.....	30
1.7 Comercialización de Hidrocarburos.....	31
1.8 Regulación Específica en el Ramo de Hidrocarburos.....	32
2. Capítulo dos. Mercado Histórico Nacional de Petróleo Crudo y Petrolíferos	35
2.1 Demanda Nacional.....	36
2.1.1 Petróleo.....	36
2.1.2 Petrolíferos	36
2.1.2.1 Sector Transporte.....	37
2.1.2.2 Sector Eléctrico	41
2.1.2.3 Sector Industrial.....	42
2.1.2.4 Sector Petrolero.....	44
2.2 Oferta Nacional.....	44
2.2.1 Reservas de Hidrocarburos.....	44
2.2.2 Exploración y Producción.....	47
2.2.2.1 Rondas	47
2.2.2.2 Asociaciones Estratégicas de Petróleos Mexicanos: Farmouts.....	49

2.2.3 Actividad Exploratoria de Hidrocarburos	49
2.2.4 Sistema Nacional de Refinación	51
2.2.5 Capacidad de Refinación	51
2.2.6 Proceso de Petróleo en el SNR.....	51
2.2.7 Producción de Petróleo	52
2.2.8 Producción de Petrolíferos.....	53
2.2.8.1 Rendimientos de Producción	55
2.2.8.2 Estaciones de Servicio.....	56
2.3 Comercio.....	57
2.4. Precios.....	61
2.4.1 Nacional.....	61
2.4.2 Internacional.....	62
3. Capítulo Tres. Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos, 2017-2031	65
3.1 Recursos Prospectivos de Hidrocarburos	66
3.2 Producción de Petróleo Crudo 2017-2031	68
3.2.1. Producción por Actividad	69
3.2.2. Producción por Región.....	70
3.2.3. Producción por Tipo de Aceite	71
3.3. Perspectivas de la Refinación de Petróleo Crudo en México.....	72
3.3.1. Proceso de Petróleo en el SNR	74
3.4. Producción de Petrolíferos, 2017-2031	75
3.4.1. Rendimientos de Producción.....	78
3.5. Demanda de Petrolíferos	79
3.5.1. Sector Transporte	80
3.5.2. Sector Eléctrico	87
3.5.3. Sector Industrial	88
3.5.4. Sector Petrolero	90
3.6. Comercio Exterior de Petrolíferos.....	90
Anexo A. Sector Autotransporte.....	94
Anexo B. Mercado nacional de petrolíferos 2016	99
B.1. Región Noroeste.....	99
B.2. Región Noreste	99

B.3.	Región Centro-Occidente	100
B.4.	Región Centro.....	100
B.5.	Región Sur-Sureste	101
Anexo C.	Balances nacionales históricos y prospectivos	102
Glosario		178
Factores de conversión		199

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1	Estructura del sector energético de la reforma energética	22
Figura 1. 2	Nuevo modelo industrial del sector hidrocarburos	25
Figura 1. 3	Nuevo modelo de petrolíferos.....	26
Figura 1. 4	Migración de contratos.....	28
Figura 2. 1	Intensidad en el uso de combustibles en el sector industrial y el pib manufacturero, 2006 - 2016	43
Figura 2. 2	Reservas totales de aceite en México al 1º de enero de 2017	45
Figura 2. 3	Asociaciones de Pemex en farmouts	49
Figura 2. 4	Producción nacional de crudo por ubicación, 2006 -2016	53
Figura 2. 5	Producción de petrolíferos en el SNR, 2006 -2016.....	54
Figura 2. 6	Producción de petrolíferos por refinería, 2015 -2016	55
Figura 2. 7	Rendimientos del crudo en la producción de petrolíferos, 2016.....	56
Figura 2. 8	Mezcla de crudos a terminales de exportación, 2006 - 2016.....	57
Figura 2. 9	Destino de las exportaciones de crudo por país, 2015 y 2016.....	58
Figura 2. 10	Producción, demanda e importación de gasolinas, 2006-2016.....	59
Figura 2. 11	Importaciones y exportaciones de diesel, 2006-2016	59
Figura 2. 12	Importaciones y exportaciones de coque de petróleo, 2006-2016	60
Figura 2. 13	Importaciones y exportaciones de combustóleo, 2006-2016	60
Figura 2. 14	Importaciones y exportaciones de turbosina, 2006-2016	61
Figura 2. 15	Liberación de los precios de las gasolinas y diesel.....	62
Figura 2. 16	Precios internacionales de referencia.....	63

Figura 3. 1 Producción estimada de aceite, 2017-2031	69
Figura 3. 2 Producción estimada de aceite por tipo de actividad	69
Figura 3. 3 Producción estimada de aceite por tipo de actividad	70
Figura 3. 4 Producción estimada de petróleo por región.....	71
Figura 3. 5 Producción estimada de petróleo por tipo, 2016-2031	71
Figura 3. 6 Distribución de crudo 2017-2031	73
Figura 3. 7 Proceso de crudo en el SNR, 2017-2031	75
Figura 3. 8 Producción, demanda e importación de gasolinas, 2016-2031.....	78
Figura 3. 9 Rendimientos en refinerías por productos, 2031.....	79
Figura 3. 10 Demanda de gasolinas automotrices por segmento, 2017 y 2031	82
Figura 3. 11 Demanda de combustibles en el autotransporte y parque vehicular, 2017-2031	83
Figura 3. 12 Rendimiento promedio del parque a gasolina por categoría, 2017-2031....	885
Figura 3. 13 Rendimiento promedio del parque vehicular a diesel por categoría, 2017-2031	85
Figura 3. 14 Intensidad en el uso de hidrocarburos en el sector industrial y el PIB manufacturero, 2016-2031.....	90
Figura 3. 15 Comercio exterior de gasolinas, 2017-2031	91
Figura 3. 16 Comercio exterior de diesel, 2017-2031	91
Figura 3. 17 Comercio exterior de turbosina, 2017-2031.....	92
Figura 3. 18 Comercio exterior de combustóleo, 2017-2031	92
Figura 3. 19 Comercio exterior de coque de petróleo, 2017-2031	93
Figura A. 1 Disminución de vehículos importados usados por región	95
Figura A. 2 Parque vehicular y demanda de gasolinas, 2016-2031	96
Figura A. 3 Parque vehicular y demanda de gasolinas, 2016-2031	96
Figura A. 4 Evolución del parque eléctrico, 2016-2031	97
Figura A. 5 Demanda de Diesel en el Sector Autotransporte, 2016-2031	98
Figura B. 1 Importaciones de petroliferos, Región noroeste	99
Figura B. 2 Importaciones de petroliferos, Región noroeste	99
Figura B. 3 Importaciones de petroliferos, Región Centro-Occidente	100
Figura B. 4 Importaciones de petroliferos, Región Centro	100

Figura B. 5 Importaciones de petrolíferos, Región sur-sureste.....	101
--	-----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 regulación 2016 – 2017 en el ramo de hidrocarburos	32
Tabla 2. 1 distribución de petróleo por destino, 2006 – 2016	36
Tabla 2. 2 demanda de petrolíferos por sector y combustible, 2006 – 2016	37
Tabla 2. 3 demanda sector transporte por combustible, 2006 – 2016	38
Tabla 2. 4 estructura del parque vehicular, 2006 – 2016.....	39
Tabla 2. 5 evolución del parque vehicular a gasolina y diesel, 2006 – 2016	39
Tabla 2. 6 Operaciones por tipo de aviación, 2006 – 2016	40
Tabla 2. 7 transporte de carga e intensidad energética del transporte ferroviario, 2006 – 2016.....	41
Tabla 2. 8 combustibles fósiles en el sector eléctrico, 2006 – 2016	42
Tabla 2. 9 evolución de la demanda de combustibles en el sector industrial,	43
Tabla 2. 10 demanda total de combustibles en el sector petrolero, 2006 – 2016	44
Tabla 2. 11 distribución de las reservas totales de hidrocarburos por tipo de fluido, 2006 – 2017	44
Tabla 2. 12 Composición de las reservas remanentes de aceite por tipo, 2012 – 2017.	46
Tabla 2. 13 reservas de aceite por ubicación, 2016 - 2017	47
Tabla 2. 14 Áreas contractuales, RONDA UNO	47
Tabla 2. 15 Áreas contractuales, RONDA Dos	48
Tabla 2. 16 Perforación de pozos y explotación de campos, 2006-2016	50
Tabla 2. 17 Proceso de crudo por refinería, 2015 - 2016	52
Tabla 2. 18 Evolución de las importaciones de petrolíferos, 2006-2016	58
Tabla 3. 1 Categorías de incertidumbre de los recursos	65
Tabla 3. 2 Recursos prospectivos.....	67
Tabla 3. 3 Recursos prospectivos no convencionales (aceite y gas en lutitas)	67
Tabla 3. 4 Recursos prospectivos no convencionales al 31 de diciembre de 2016	68
Tabla 3. 5 Capacidades de proceso de la refinación en México en 2016 y 2031.....	74

Tabla 3. 6 Producción de petrolíferos en el SNR, 2017-2031	76
Tabla 3. 7 Producción de petrolíferos por centro de trabajo, 2017-2031	77
Tabla 3. 8 Demanda de combustibles en el sector transporte, 2017-2031	80
Tabla 3. 9 Demanda de combustibles en el autotransporte, 2017-2031	81
Tabla 3. 10 Parque vehicular por tipo de combustible y electricidad, 2017-2031	83
Tabla 3. 11 Parque vehicular a gasolina, 2017-2031	84
Tabla 3. 12 Parque vehicular a diesel, 2017-2031	84
Tabla 3. 13 Demanda de combustibles en el transporte ferroviario, marítimo y aéreo, 2016-2031	86
Tabla 3. 14 Demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico, 2016-2031	87
Tabla 3. 15 Consumo de combustibles en el sector industrial, 2017-2031	88
Tabla 3. 16 Demanda de coque de petróleo en el sector industrial por grupo de ramas, 2017-2031	89
Tabla 3. 17 Consumo regional de coque de petróleo de la industria del cemento, 2017-2031	89
Tabla 3. 18 Demanda total de combustibles en el sector petrolero, 2016-2031	90
Tabla C. 1 Balance nacional de petrolíferos, 2006-2016	102
Tabla C. 2 Balance de petrolíferos 2006-2016, Región Noroeste	103
Tabla C. 3 Balance de petrolíferos 2006-2016, Región Noreste	104
Tabla C. 4 Balance de petrolíferos 2006-2016, Región Centro-Occidente	105
Tabla C. 5 Balance de petrolíferos 2006-2016, Región Centro	106
Tabla C. 6 Balance de petrolíferos 2006-2016, Región Sur-Sureste	107
Tabla C. 7 Balance nacional de combustóleo, 2006-2016	108
Tabla C. 8 Balance de combustóleo 2006-2016, Región Noroeste	109
Tabla C. 9 Balance de combustóleo 2006-2016, Región Noreste	110
Tabla C. 10 Balance de combustóleo 2006-2016, Región Centro-Occidente	111
Tabla C. 11 Balance de combustóleo 2006-2016, Región Centro	112
Tabla C. 12 Balance de combustóleo 2006-2016, Región Sur-Sureste	113
Tabla C. 13 Balance nacional de coque de petróleo, 2006-2016	114
Tabla C. 14 Balance de coque de petróleo 2006-2016, Región Noroeste	115
Tabla C. 15 Balance de coque de petróleo 2006-2016, región noreste	116
Tabla C. 16 Balance de coque de petróleo 2006-2016, Región Centro-Occidente ..	117

Tabla C. 17 Balance de coque de petróleo 2006-2016, Región Centro	118
Tabla C. 18 Balance de coque de petróleo 2006-2016, Región Sur-Sureste.....	119
Tabla C. 19 Balance nacional de diesel, 2006-2016	120
Tabla C. 20 Balance de diesel 2006-2016, Región Noroeste	121
Tabla C. 21 Balance de diesel 2006-2016, Región Noreste.....	122
Tabla C. 22 Balance de diesel 2006-2016, Región Centro-Occidente.....	123
Tabla C. 23 Balance de diesel 2006-2016, Región Centro	124
Tabla C. 24 Balance de diesel 2006-2016, Región Sur-Sureste.....	125
Tabla C. 25 Balance nacional de gasolinas, 2006-2016	126
Tabla C. 26 Balance de gasolinas 2006-2016, Región Noroeste	126
Tabla C. 27 Balance de gasolinas 2006-2016, Región Noreste.....	127
Tabla C. 28 Balance de gasolinas 2006-2016, Región Centro-Occidente.....	128
Tabla C. 29 Balance de gasolinas 2006-2016, Región Centro	129
Tabla C. 30 Balance de gasolinas 2006-2016, Región Sur-Sureste.....	130
Tabla C. 31 Balance nacional de turbosina ¹ , 2006-2016	130
Tabla C. 32 Balance de turbosina 2006-2016, Región Noroeste.....	131
Tabla C. 33 Balance de turbosina 2006-2016, Región Noreste.....	132
Tabla C. 34 Balance de turbosina 2006-2016, Región Centro-Occidente	133
Tabla C. 35 Balance de turbosina 2006-2016, Región Centro.....	134
Tabla C. 36 Balance de turbosina 2006-2016, Región Sur-Sureste ¹	135
Tabla C. 37 Demanda estatal de combustóleo 2006-2016	136
Tabla C. 38 Demanda regional de coque de petróleo 2006-2016.....	137
Tabla C. 39 Demanda estatal de diesel 2006-2016.....	138
Tabla C. 40 Demanda estatal de gasolinas 2006-2016.....	139
Tabla C. 41 Demanda estatal de turbosina, 2005-2015	140
Tabla C. 42 Balance nacional de petrolíferos, 2017-2031	141
Tabla C. 43 Balance de petrolíferos 2017-2031, Región Noroeste.....	142
Tabla C. 44 Balance de petrolíferos 2017-2031, Región Noreste	143
Tabla C. 45 Balance de petrolíferos 2017-2031, Región Centro-Occidente	144
Tabla C. 46 Balance de petrolíferos 2017-2031, Región Centro.....	145
Tabla C. 47 Balance de petrolíferos 2017-2031, Región Sur-Sureste	146
Tabla C. 48 Balance nacional de gasolinas, 2017-2031	147

Tabla C. 49 Balance de gasolinas 2017-2031, Región Noroeste	147
Tabla C. 50 Balance de gasolinas 2017-2031, Región Noreste	148
Tabla C. 51 Balance de gasolinas 2017-2031, Región Centro-Occidente.....	148
Tabla C. 52 Balance de gasolinas 2017-2031, Región Centro	149
Tabla C. 53 Balance de gasolinas 2017-2031, Región Sur-Sureste.....	149
Tabla C. 54 Balance nacional de diesel, 2017-2031	150
Tabla C. 55 Balance de diesel 2017-2031, Región Noroeste	151
Tabla C. 56 Balance de diesel 2017-2031, Región Noreste.....	152
Tabla C. 57 Balance de diesel 2017-2031, Región Centro-Occidente.....	153
Tabla C. 58 Balance de diesel 2017-2031, Región Centro	154
Tabla C. 59 Balance de diesel 2017-2031, Región Sur-Sureste.....	155
Tabla C. 60 Balance nacional de turbosina, 2017-2031.....	156
Tabla C. 61 Balance de turbosina 2017-2031, Región Noroeste	157
Tabla C. 62 Balance de turbosina 2017-2031, Región Noreste.....	158
Tabla C. 63 Balance de turbosina 2017-2031, Región Centro-Occidente	159
Tabla C. 64 Balance de turbosina, 2017-2031, Región Centro.....	160
Tabla C. 65 Balance de turbosina, 2017-2031, Región Sur-Sureste	161
Tabla C. 66 Balance nacional de combustóleo 2017-2031.....	162
Tabla C. 67 Balance de combustóleo 2017-2031, Región Noroeste	163
Tabla C. 68 Balance de combustóleo 2017-2031, Región Noreste.....	164
Tabla C. 69 Balance de combustóleo 2017-2031, Región Centro-Occidente.....	165
Tabla C. 70 Balance de combustóleo 2017-2031, Región Centro	166
Tabla C. 71 Balance de combustóleo, 2017-2031 Región Sur-Sureste.....	167
Tabla C. 72 Balance nacional de coque de petróleo, 2017-2031	168
Tabla C. 73 Balance de coque de petróleo 2017-2031, Región Noroeste	169
Tabla C. 74 Balance de coque de petróleo 2017-2031, Región Noreste.....	170
Tabla C. 75 Balance de coque de petróleo 2017-2031, Región Centro-Occidente.	171
Tabla C. 76 Balance de coque de petróleo 2017-2031, Región Centro	172
Tabla C. 77 Balance de coque de petróleo 2017-2031, Región Sur-Sureste.....	173
Tabla C. 78 Demanda interna de gasolinas por estado, 2017-2031	174
Tabla C. 79 Demanda interna de diesel por estado, 2017-2031	175
Tabla C. 80 Demanda interna de combustóleo por estado, 2017-2031	176

Tabla C. 81 Demanda interna de coque de petróleo por región, 2017-2031	177
Tabla C. 82 Demanda interna de turbosina nacional por estado, 2017-2031.....	177

PRESENTACIÓN

México ha realizado la transformación más trascendental en el sector energético nacional de las últimas décadas a partir de la aprobación de la Reforma Energética en 2013. El país se encuentra en un proceso de transición hacia un modelo de mercado energético abierto y competitivo, el cual está permitiendo la adaptación de México a los retos internacionales de este sector.

Los avances y resultados de la implementación de la Reforma Energética han requerido de la ejecución de nuevas herramientas y mecanismos bajo los cuales se busca establecer esquemas que incentiven la participación de empresas privadas y las Empresas Productivas del Estado, bajo reglas claramente definidas y en igualdad de circunstancias, para el desarrollo de una industria energética sustentable, competitiva y eficiente. Con ello, se están atrayendo inversiones y asimilando nuevas tecnologías a partir de las cuales se minimizan los riesgos de inversión para el Estado y se aseguran los mejores retornos.

Un elemento fundamental fue romper el paradigma de planeación que por muchos años rigió el sector energético; en consecuencia a la necesidad de adaptarse a las nuevas condiciones y necesidades que exige el mercado. El siguiente documento es reflejo del esfuerzo conjunto de las diferentes áreas de trabajo para ofrecer elementos indicativos de planeación en materia de petróleo y petrolíferos.

El 2 de marzo de 2017 se presentó la Nueva Estrategia para el Plan Quinquenal de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que tiene como objetivo dar certidumbre e impulsar la actividad en el sector petrolero. Con la nueva estrategia se aprovechan los resultados de la evaluación hecha a la ejecución 2016, así como la experiencia obtenida de las convocatorias de licitación de las Rondas para alinearse a la tendencia internacional, que permita mantener a México en un marco de competitividad, reactivar la producción de hidrocarburos y la economía nacional.

Gracias a la coordinación de la Secretaría de Energía con los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se han determinado las bases regulatorias bajo las cuales se rige el mercado energético mexicano, permitiendo brindar las condiciones óptimas de competitividad, transparencia y certidumbre a los participantes actuales y potenciales, ya sean públicos o privados, en cada uno de los rubros de la cadena productiva de hidrocarburos.

El conjunto de avances en materia de apertura del mercado de hidrocarburos, lo cual permite que este sea más competitivo, muestra señales de certidumbre hacia el futuro y es resultado del atractivo que ofrece México a nuevos participantes respecto a las alternativas en el mercado internacional. México se ubica como el décimo mayor consumidor de petróleo a nivel mundial, con una economía abierta, 12 acuerdos comerciales de libre comercio con 46 países y 33 acuerdos recíprocos de protección a la inversión,

INTRODUCCIÓN

El Capítulo Uno indica el marco legal y regulatorio al que están sujetas las actividades permisionadas en materia de hidrocarburos. Mediante leyes y reglamentos se establecen las obligaciones y atribuciones de las dependencias de la Administración Pública Federal involucradas, los Órganos Reguladores Coordinados y las Empresas Productivas del Estado, así como los lineamientos para la participación de los actores públicos y privados que conforman el mercado de los hidrocarburos.

El Capítulo Dos muestra un análisis de la evolución del mercado nacional de petróleo y petrolíferos para el periodo correspondiente entre 2006 y 2016. Se detalla la información respecto a la oferta nacional de petróleo (reservas, actividades de exploración y producción, distribución), del Sistema Nacional de Refinación (capacidad de proceso de petróleo, producción de petrolíferos por refinería, así como la importación de los mismos, entre otros).

En el tema en liberación de la importación y comercialización de combustibles, se otorgaron permisos de importación de gasolinas, diésel, y gas LP, lo cual permitió poner en marcha el cronograma de flexibilización gradual y ordenada de precios de gasolinas y diésel. Con dicha flexibilización de precios se permitirá a los mercados transitar de un modelo de proveedor único, a un esquema abierto y competitivo que permite la entrada de nuevos competidores.

Con el trabajo conjunto de la Secretaría de Energía, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Comisión Reguladora de Energía y el Instituto Mexicano del Petróleo, entre otras instituciones del sector; se elaboró bajo el marco legal actual que rige al sector energético, el Capítulo Tres, el cual refleja los resultados del ejercicio utilizado para los escenarios máximo y mínimo de producción de petróleo en los próximos 15 años, así como el esquema de adjudicaciones y asignaciones de bloques a través de rondas de licitación.

Respecto a las perspectivas de la refinación de petróleo crudo, se muestran las expectativas de crecimiento en la capacidad, proceso y producción de petrolíferos. Los resultados de la planeación utilizada para determinar la proyección de demanda de combustibles por sector, permite disponer de cifras por petrolífero, sector, entidad federativa y, en algunos casos, por rama.

El sector energía requiere de una planeación indicativa que permita dar las bases para el desarrollo de infraestructura de producción de petróleo y petrolíferos y, con ello, identificar las necesidades futuras para el abasto oportuno y suficiente de combustibles de mayor calidad. En este sentido, el documento de Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2017-2030 se presenta como una herramienta que servirá de referencia para la inversión en nuevos proyectos.

RESUMEN EJECUTIVO

Capítulo Uno. Marco Regulatorio

El nuevo marco jurídico que rige las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos está delimitado por diversas leyes y reglamentos, que dictan los lineamientos para la participación de actores públicos y privados que conforman el mercado de los hidrocarburos, las metodologías y normas de migración de contratos, asociaciones estratégicas, y el nuevo modelo para el transporte y almacenamiento de hidrocarburos.

El modelo energético nacional ha transformado las actividades estratégicas del sector energético y permite la participación de las Empresas Productivas del Estado (EPE) y empresas privadas en igualdad de circunstancias, lo que demanda una organización más eficiente y la participación activa de diferentes órganos reguladores que, de manera conjunta y coordinada, atienden las actividades derivadas de la cadena productiva de los energéticos.

Asimismo, en materia de regulación de las actividades para petrolíferos, la Ley de Hidrocarburos y sus reglamentos, establece que las diversas actividades que dentro de la cadena de valor se realizan, requieren de permiso estableciendo el cumplimiento de diversas obligaciones de reporte y de trámites para la mejor vigilancia y supervisión de los mismos.

La Secretaría de Energía funge como regulador para los permisos en materia de refinación y tratamiento de petróleo crudo y de los permisos previos de importación y exportación, con apoyo de la legislación en comercio exterior. La Comisión Reguladora de Energía otorga y regula las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión regasificación, comercialización y expendio al público de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.

Capítulo Dos. Mercado Histórico Nacional de Petróleo Crudo y Petrolíferos

Al 1 de enero de 2017, México registró un nivel de reservas totales de hidrocarburos (3P) de 25,858 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), cifra menor en 1.1% con respecto al 2016.

Durante los últimos diez años se ha presentado una tendencia descendente en la producción de petróleo crudo que equivale a una tasa media de crecimiento anual de -3.8%. En 2016, la producción nacional de petróleo se ubicó en 2154.5 miles de barriles diarios (mbd), 5.0 % menor al año anterior equivalente a 112.3 mbd. De acuerdo a su clasificación por ubicación, el 79.3 % de petróleo crudo se produce en mar y el 20.7 % en tierra. El 43.8% de la producción de petróleo crudo se destinó al consumo interno y el 56.2 % de la producción restante, se distribuyó a terminales de exportación. Se incrementó en 1.9% el volumen de crudo enviado a las terminales de exportación en comparación al 2015, comportamiento atribuible a la disminución del crudo ligero y superligero destinado a terminales de exportación, el cual fue 13.1% y 21.3% respectivamente menor a la exportación diaria promedio de 2015.

El 50% de las exportaciones de petróleo mexicano se orientaron al mercado de América, 10 % menos comparado con 2015. Debido a una mayor actividad en la extracción de crudo no convencional por parte de Estados Unidos. Otros mercados de exportación fueron Europa con 23 % y Lejano Oriente con 27%.

En 2016, PEMEX TRI, procesó un total de 935.2 mbd de petróleo crudo, volumen menor en un 12.1 % con relación al 2015. De la producción total de petrolíferos; 32.4 % se centró en la obtención de gasolinas, 27.2 % en diésel, 31.1 % en combustóleo, 5.2 % en turbosina, y 3.9 % en coque de petróleo.

El nivel de importación de gasolinas en 2016 fue 17.6% mayor respecto al año anterior, resultado de la combinación de una menor producción (16.2%) y un aumento en el consumo (3.7%) de este petrolífero. Se registró el volumen más alto en la importación de diesel, incrementando en 29.4%. La producción de coque de petróleo fue insuficiente, aumentando las importaciones en 21.92% respecto a 2015.

El combustóleo fue el único combustible con participación en las exportaciones de petrolíferos en 2016, al registrar un promedio de 113.3 mbd, no obstante, mostró una reducción de 8.6 % respecto a 2015.

En 2016, el 43.8% de la demanda interna de turbosina fue abastecida mediante importaciones, las cuales registraron un volumen de 33.4 mbd.

La demanda total de petrolíferos durante el 2016 fue de 1,548.6 mbd; 2.9% más respecto a 2015. La demanda por sector fue de: 80.7 % para el sector de transporte, el 9.4 % representó el consumo del sector eléctrico, el 7.9 % representó la demanda de petrolíferos en el sector industrial y el 2.0 % correspondió al sector petrolero.

Las importaciones de los productos petrolíferos aumentaron en 23.9 % en comparación con 2015; como consecuencia de la baja producción en las refinerías del SNR. El sector transporte en 2016 requirió 1,249.5 mbd para cubrir las necesidades de consumo, 3.3 % más respecto a 2015. El 91.6% se destinó al autotransporte, 6.1% al aéreo, 1.2% al marítimo y el 1.1% a ferroviario. El consumo de gasolinas y diésel creció 3.8 % y 1.5 % respectivamente en relación a 2015.

En 2016 se requirió de 73.8 mbdpce de turbosina, 7.6 % más que en 2015; de acuerdo a Aeropuertos y Servicios Auxiliares (ASA), en 2016, las operaciones por tipo de aviación crecieron 4.6 % respecto al año anterior.

El transporte marítimo presentó una demanda de diesel de 14.5 mbd, 4.6 % menos respecto al 2015, la demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico se ubicó en 951.8 mbdpce, 4.3% más respecto a 2015 y 20.8 % en relación con 2006.

El uso de combustibles en el sector eléctrico fue de: 69.6 % de gas natural y 12.9 % de combustóleo aumentando 11.5 %. Los combustibles de menor participación fueron el carbón, coque de petróleo y diésel con 14.7 %, 1.6 % y 1.2 % respectivamente.

El sector industrial aumentó la demanda de combustibles en 6.8 %. Del total de combustibles demandados por este sector: el consumo de gas natural ha crecido en los últimos diez años 43.4 %, el coque de petróleo incremento 20.6%, y el combustóleo aumentó 46.0 %.

En 2016, el consumo de petrolíferos en el sector petrolero se centró en combustóleo y diésel, al representar en conjunto el 96.9% de la demanda registrada, disminuyendo en 29.8% respecto al 2015.

En 2016, se terminaron 149 pozos, de los cuales 21 fueron de exploración y 128 en desarrollo. Hubo reducción del 52.2% respecto al 2015. Sin embargo, el éxito alcanzado en la terminación de pozos de exploración fue de 30.0% y 90.0% en pozos productivos.

En 2016, el total de campos productores fue de 404, significando una disminución de 6.9% respecto a 2015. De este total, 53.9% correspondieron a petróleo y gas asociado, y 46.1% a campos de gas no asociado.

Durante el 2017 se llevaron a cabo algunos procesos de adjudicación de áreas contractuales:

- Ronda 0; al 13 de agosto de 2017, PEMEX cuenta con un total de 462 Asignaciones, de las cuales 119 poseen derechos para la exploración y extracción, 271 de extracción, y 72 que corresponden a campos de producción asignados hasta que el Estado las licite.
- La Ronda Uno incluyó 54 áreas contractuales para exploración y extracción de hidrocarburos, que abarcan una superficie superior a los 29 mil km².
- La Ronda Dos, consideró descubrimientos que permitan incrementar el nivel de reservas probadas y probables.
- La Ronda Tres se conforma por 35 áreas de exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras bajo la modalidad de producción compartida. Dichas áreas abarcan una superficie total de 26,265 km².

Desde el 1 de abril de 2016 se otorgaron permisos de importación de gasolinas y diésel, por lo que las franquicias propiedad de terceros pueden optar por importar gasolina en lugar de depender exclusivamente del combustible de PEMEX. Al 26 de septiembre de 2017, se encuentran vigentes un total de 652 permisos de importación de petrolíferos, de los cuales 345 corresponden a diésel y 234 a gasolinas.

Capítulo Tres. Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos, 2017-2031

Al 31 de diciembre de 2016, México cuenta con recursos prospectivos de 112.8 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce), de los cuales el 53% se encuentran en plays no convencionales.

La estimación de la plataforma de producción de petróleo crudo en México se presenta en dos escenarios; mínimo y máximo. Ambos escenarios parten de una plataforma de producción de petróleo estimada en 1,964 mbd en 2017. En el escenario máximo, la producción alcanza 3,252 mbd en 2031. Por otro lado, el escenario mínimo se reduce 9.3 %, al registrar un volumen de 1,780 mbd en el 2031

Durante todo el periodo de proyección, la producción de hidrocarburos se centra en áreas marinas someras. En 2017, éstas representan el 81% en el escenario máximo y mínimo. Para 2031, su participación disminuye a 57.2% y 55.2% respectivamente. Las áreas marinas profundas presentan actividad a partir del año 2024, escenario máximo, y 2027, escenario mínimo. En 2031, aportan el 31.1% y 17.8% de la producción en ambos escenarios.

En México, entre 2017 y 2031; destaca el incremento en las capacidades de la hidrodesulfuración de 1,230.0 mbd a 1,899.9 mbd y de coquización de 155.8 a 431.6 mbd. La nueva capacidad¹ de 275 mbd en el 2026 podría realizarse en algunas de las distintas refinerías que integran el SNR. El incremento esperado de procesamiento de crudo es de 79.6% para el periodo 2017-2031.

Al final del periodo de análisis, Tula presenta el más alto rendimiento de producción de gasolinas, seguido de Minatitlán y Salina Cruz. Para diésel, el mayor rendimiento lo tendrá Cadereyta seguida de Salamanca y Madero. En el caso de turbosina, el rendimiento más alto lo tendrán Salamanca y Tula. En el caso del combustóleo, Minatitlán será el de mayor rendimiento, seguido de Salina Cruz, Madero y Cadereyta, el resto del SNR no producirá combustóleo.

La expectativa de crecimiento en la producción de petrolíferos es de 4.2% en promedio anual para los próximos 15 años, para alcanzar 1,320.3 mbdpce en 2031. En cuanto a las refinerías existentes, Madero será la de mayor incremento en su producción, seguida de Salina Cruz y Minatitlán.

En el periodo 2017-2031, la producción y demanda interna de turbosina tendrán una tasa de crecimiento media anual de 3.02%. Por su parte, la producción de coque de petróleo durante el periodo 2017 a 2023 será insuficiente para satisfacer la demanda interna. A partir de 2023 las nuevas reconfiguraciones de conversión profunda en Tula, Salamanca y Salina Cruz, permitirán tener un mejor aprovechamiento de residuales, de tal manera que, de 2023 a 2031, la producción será mayor en relación las necesidades de consumo de coque de petróleo, dando como resultado un superávit en la balanza comercial de este combustible

Durante el periodo de proyección, las gasolinas continúan como el principal combustible de consumo en el segmento de autotransporte. Se estima que la demanda de gasolinas automotrices se incremente 21.3%, resultado que se explica por el crecimiento esperado del 8.4% del parque vehicular a gasolina. La demanda nacional de diésel en el autotransporte representa un incremento de 41.9% en el periodo, lo cual se fundamenta por el incremento en el parque vehicular de uso intensivo que emplea este combustible.

¹ El concepto “nueva capacidad” se refiere a la posibilidad de llevarse a cabo proyectos de modernización en las refinerías actuales que integran el SNR.

El combustible de mayor demanda en el sector industrial es el gas natural, cuya tasa de crecimiento promedio se estima en 2.0% en los próximos 15 años. Las altas emisiones de contaminantes, así como las restricciones en su uso y las ventajas del gas natural frente al combustóleo, indica una alta probabilidad de que, en el corto plazo, el sector industrial deje de consumir este petrolífero y sea sustituido en su totalidad por gas natural

Durante todo el periodo de estimación, las importaciones de gasolina representarán en promedio el 30.8% de la demanda interna. En relación a diésel, las importaciones de dicho combustible en 2031 disminuirán a 32.5 mbd

CAPÍTULO UNO. MARCO REGULATORIO

El nuevo modelo energético nacional ha impulsado la transformación de todas las actividades estratégicas del sector energético con el propósito de dirigir a la industria de los hidrocarburos hacia un rumbo más eficiente, competitivo y confiable, permitiendo la participación de Empresas Productivas del Estado (EPE) y empresas privadas en igualdad de circunstancias bajo los principios de acceso abierto y competencia efectiva, con el fin de llevar a cabo de manera eficiente las actividades de explotación, exploración, refinación, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público, para garantizar un abasto confiable y seguro de la industria de hidrocarburos en todo el territorio nacional.

Este capítulo describe el marco regulatorio vigente para la industria petrolera nacional. Se mencionan los lineamientos constitucionales de regulación e instrumentos jurídicos para las actividades permisionadas en materia de hidrocarburos. Además, se muestra el papel del Estado a través de sus instituciones y de las empresas paraestatales en materia de hidrocarburos.

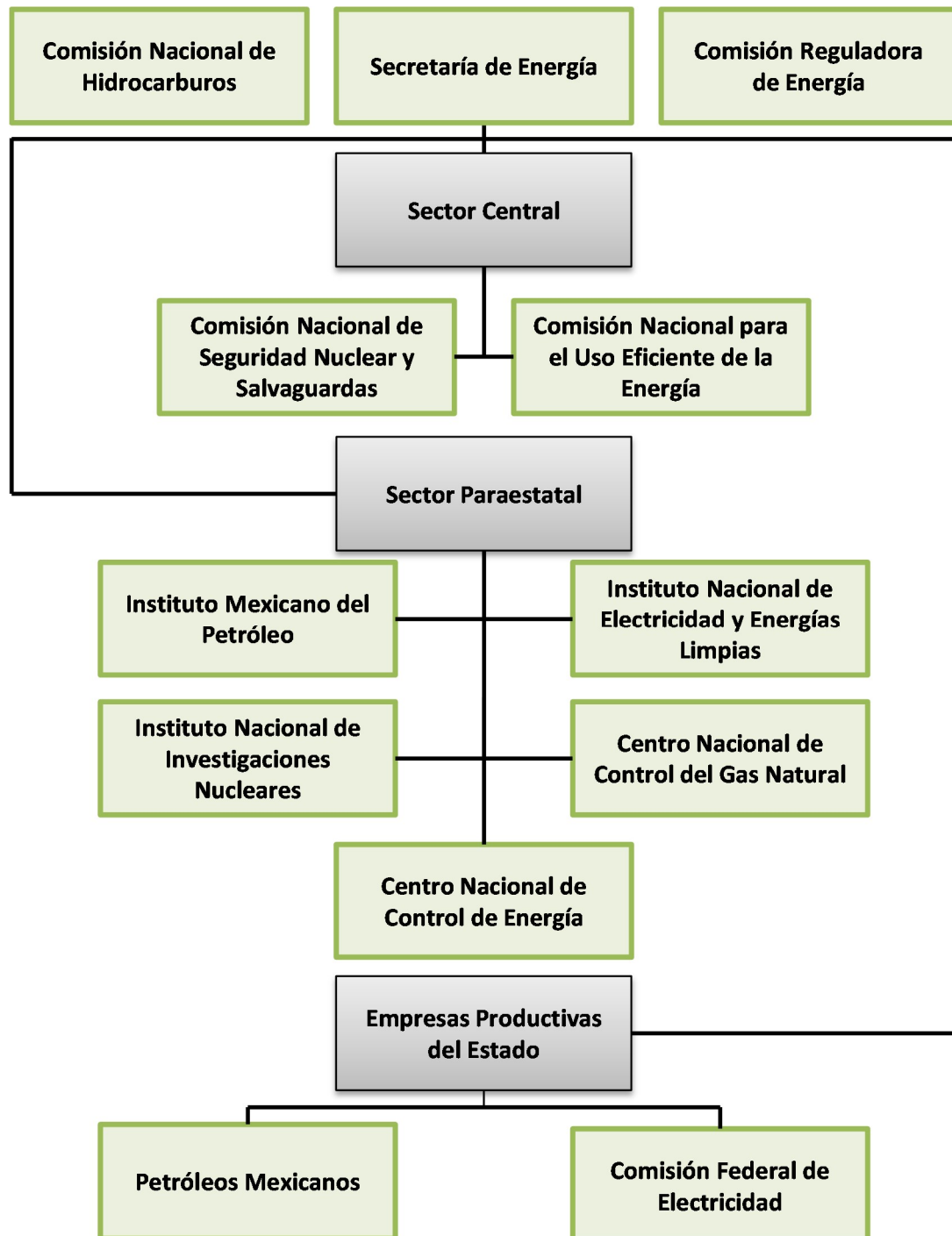
Se presenta el nuevo modelo industrial del sector hidrocarburos y funcionamiento del sector energía, con sus órganos reguladores que, de manera conjunta y coordinada, atienden la regulación de las actividades derivadas de la cadena productiva de los energéticos, desde su obtención primaria, hasta el usuario final.

Se describe el nuevo marco jurídico en el que se desenvuelven las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, delimitado por diversas leyes y reglamentos, que dictan los lineamientos para la participación de los actores públicos y privados que conforman el mercado de los hidrocarburos. Con esta base, fueron realizadas la Ronda 0, la Ronda 1, la Ronda 2 y la convocatoria para la Ronda 3. Así como las disposiciones, metodologías y normas para la migración de contratos, asociaciones estratégicas de Petróleos Mexicanos (Farmouts) e importación de gasolinas, diésel y turbosina.

Este capítulo presenta el nuevo modelo para el transporte y almacenamiento de hidrocarburos, a través del Proyecto de Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos: regularización y metodología para asegurar un suministro confiable de petrolíferos. Aunado al nuevo modelo de regulación, se muestra finalmente el modelo adoptado para los precios y comercialización de petrolíferos.

1.1 Marco Jurídico en Materia de Hidrocarburos

FIGURA 1. 1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ENERGÉTICO DE LA REFORMA ENERGÉTICA



Fuente: IMP 5to. Informe de Labores de la SENER 2016 – 2017

La reforma constitucional dio origen a un marco jurídico y normativo del sector energético que implica la participación de Secretarías de Estado, órganos desconcentrados, organismos descentralizados, organismos constitucionalmente autónomos, así como de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y Empresas Productivas del Estado (EPE)², entre los cuales se mencionan los siguientes:

Secretaría de Energía (SENER); quien conduce la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de energéticos que requiere el desarrollo de la vida nacional.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH); quien regula de manera eficiente y confiable la exploración y extracción de hidrocarburos en México para propiciar la inversión y el crecimiento económico

A través de la CNH, el Ejecutivo Federal ejerce sus facultades de regulación y supervisar su cumplimiento por parte de los asignatarios, contratistas y autorizados en las materias de su competencia y, específicamente, en las siguientes actividades:

- I. Reconocimiento y exploración superficial, incluyendo criterios de confidencialidad y derecho al aprovechamiento comercial de la información que se obtenga derivada de las mismas;
- II. Acopio, resguardo, uso, administración y actualización, así como, en su caso, la publicación de la información referida en el artículo 32 de la Ley de Hidrocarburos (LH), por medio del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos;
- III. Exploración y extracción de hidrocarburos, incluyendo la elaboración de los planes respectivos para emitir el dictamen a que se refiere el artículo 44 de la LH³, así como el abandono y desmantelamiento;
- IV. Perforación de pozos y recolección de hidrocarburos;
- V. Cuantificación de reservas y los recursos prospectivos y contingentes;
- VI. Certificación de Reservas de la Nación por parte de terceros independientes, así como el proceso de selección de los mismos;
- VII. Medición de la producción de hidrocarburos, considerando la instalación y verificación de los sistemas de medición de acuerdo con estándares internacionales y que los mismos sean auditables por terceros con reconocida experiencia internacional;
- VIII. Aprovechamiento del gas natural asociado;
- IX. Estándares técnicos y operativos para maximizar el factor de recuperación de Hidrocarburos, y
- X. Requerimientos de información a los sujetos obligados, así como los lineamientos de transferencia, recepción, uso y publicación de la información recibida.

Comisión Reguladora de Energía (CRE); quien fomenta el desarrollo eficiente de la industria, promueve la competencia en el sector, protege los intereses de los usuarios, propicia una adecuada cobertura nacional y atiende la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

Asimismo, además de las atribuciones que le confieran la Ley de Hidrocarburos (LH) y la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) debe, entre otros, regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades previstas en el Artículo 41 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia de Energía (LORCME), a saber:

² Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

³ Artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos.

- I. Las de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, así como el expendio al público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos;
- II. El transporte por ductos, almacenamiento, distribución y expendio al público de bioenergéticos, y
- III. La generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, la transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad.

Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardas (CNSNS); quien regula la seguridad nuclear, radiológica, física y las salvaguardias del uso de la energía nuclear para proteger la salud de la población y el ambiente, así como atender los compromisos internacionales en el uso pacífico de la energía nuclear.

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE); quien promueve el óptimo aprovechamiento sustentable de la energía, mediante la adopción de medidas y mejores prácticas para el uso eficiente de la energía en los diferentes sectores de la economía y la población.

Instituto Mexicano del Petróleo (IMP); quien crea soluciones competitivas y de valor para la industria petrolera nacional e internacional, como resultado de la investigación científica, mediante el desarrollo, asimilación y transferencia de tecnología, enfocada a resolver problemáticas específicas.

Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL); quien tiene como objetivos principales la investigación, la innovación aplicada, el desarrollo tecnológico, la ingeniería y los servicios técnicos especializados en áreas como la eficiencia energética, la planeación y expansión del sistema eléctrico nacional, la confiabilidad, seguridad, simulación, las energías renovables, la automatización, y las nuevas tecnologías de información.

Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS); quien actúa como Gestor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) y como transportista de gas natural, operando y manteniendo ductos propios.

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE); quién ejerce el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN); la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y garantiza la imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD). Formula los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las RGD, los cuales, en caso de ser autorizados por la SENER, se incorporan al Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

Petróleos Mexicanos (PEMEX); quien tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en materia de hidrocarburos, generando valor económico y rentabilidad para el país, procurando el mejoramiento de la productividad para maximizar la renta petrolera y contribuir al desarrollo nacional.

Comisión Federal de Electricidad (CFE); quien presta el servicio público de energía eléctrica con criterios de suficiencia, competitividad y sustentabilidad, comprometidos con la satisfacción de los clientes, con el desarrollo del país y con la preservación del medio ambiente.

Demás Dependencias Normativas en Materia de Hidrocarburos:

Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), quien establece el régimen de los ingresos que recibe el país derivado de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se realicen a través de las asignaciones y contratos a que se refiere la ley de hidrocarburos, así como las contraprestaciones de los contratos⁴.

⁴ Artículo 1 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

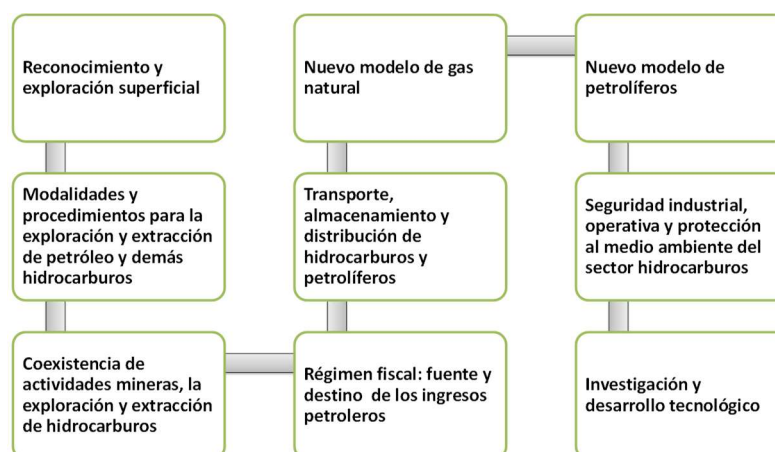
Secretaría de Gobernación (SEGOB), quien tiene por objeto establecer los delitos en particular y sanciones aplicables en materia de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos y demás bienes asociados al proceso de producción, transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos⁵.

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), quien a través de **la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA)**, tiene a su cargo el ejercicio de las facultades que resulten aplicables en materia de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente para el sector de hidrocarburos a través de lineamientos, directrices, criterios u otras disposiciones administrativas de carácter general y, en su caso, normas oficiales mexicanas, en materia de protección al medio ambiente, seguridad industrial y seguridad operativa⁶.

1.2 Cadena de Valor del Sector Hidrocarburos

Las actividades que integran la cadena de valor del sector energético en México permiten la participación de la iniciativa privada, directamente bajo esquemas regulados. En dicha cadena, se encuentra el transporte, tanto de los productos obtenidos del subsuelo (petróleo crudo, gas natural y sus líquidos), como de aquellos que son resultado de la transformación (petroquímicos y refinados), siempre en los términos que establezca la legislación secundaria, a través de permisos que otorgue el Ejecutivo Federal. Esto de una manera más amplia de la ya establecida en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (véase Figura 1.2).

FIGURA 1. 2 NUEVO MODELO INDUSTRIAL DEL SECTOR HIDROCARBUROS



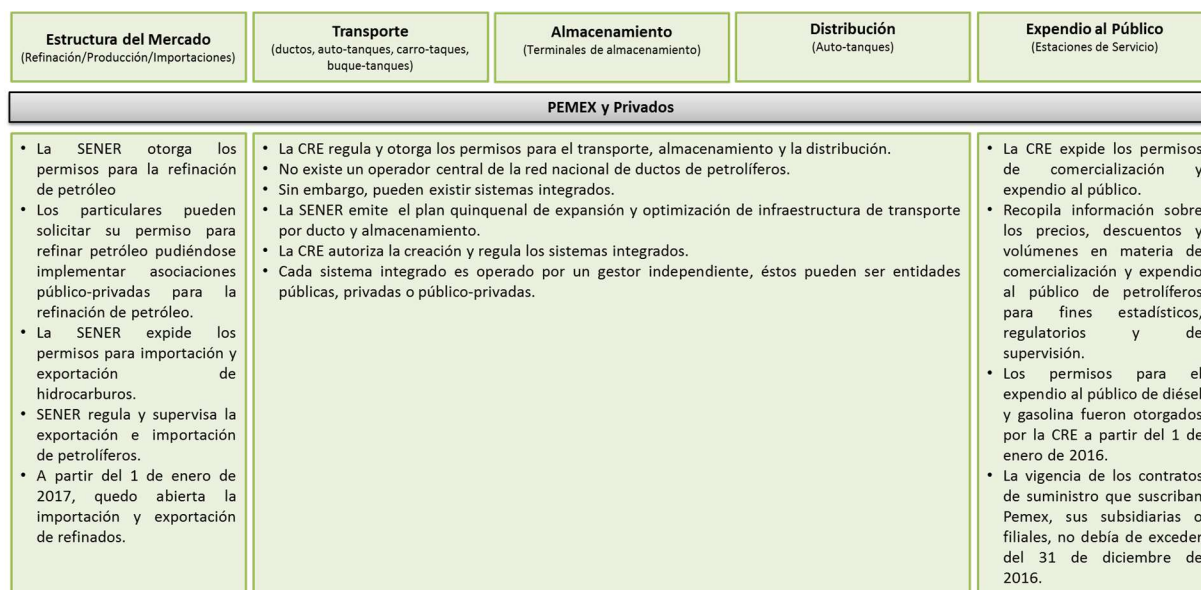
Fuente. SENER con información de LA EVOLUCIÓN CONSTITUCIONAL DE LA ENERGÍA APARTIR DE 1917.

En relación al mercado de petrolíferos, éste deja de ser controlado y suministrado por Pemex, con la existencia de una diferenciación de precios y costos. Además, se establece un periodo de transición de liberalización, el cual permite la entrada de nuevos actores interesados en proporcionar todos los diferentes servicios de la cadena productiva relacionadas con la venta de gasolinas y diésel (importación, producción, almacenamiento, transporte, distribución, comercialización y expendio al público).

⁵ Artículo 1 y 3 de Ley Federal para prevenir y sancionar los delitos cometidos en materia de hidrocarburos.

⁶ Artículo 1 del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

FIGURA 1. 3 NUEVO MODELO DE PETROLÍFEROS



Fuente. SENER con información de LA EVOLUCIÓN CONSTITUCIONAL DE LA ENERGÍA APARTIR DE 1917.

1.3 Exploración y Extracción de Hidrocarburos

La Reforma Energética implica una transformación profunda del marco legal e institucional del sector energético de México, que busca promover el aprovechamiento sustentable y eficiente de nuestros recursos naturales para detonar el potencial del sector y contribuir al desarrollo del país.

En marzo de 2017, la SENER publicó la Nueva Estrategia del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019 en la que se define una estandarización del tamaño de las áreas a licitar y a diferencia de la anterior, pretende abrir todas las áreas para nominación en aguas profundas, aguas someras, terrestres no convencionales y terrestres convencionales, las cuales serán divididas por categoría y se programarán dos procesos licitatorios por año de acuerdo a su categoría, de manera que el primer semestre de los próximos años será para áreas en aguas profundas y terrestres no convencionales, y el segundo semestre será para áreas en aguas someras y terrestres convencionales, además se privilegiarán aquellas áreas de exploración que contienen campos de extracción⁷

⁷ Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, Nueva Estrategia.

1.3.1 Rondas

Ronda Cero⁸

Proceso de adjudicación de áreas contractuales llevado a cabo por la SENER, con asistencia técnica de la CNH el cual consistió en la adjudicación de asignaciones a Pemex, en base a las capacidades técnicas, financieras y de ejecución con las que cuenta la Empresa Productiva del Estado (EPE), para poder operar de manera eficiente y competitiva.

El principal objetivo del proceso denominado Ronda Cero, fue fortalecer a PEMEX dotándolo de los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción a un ritmo constante y una adecuada restitución de reservas y permitir que establezca alianzas y asociaciones (farmouts) con diferentes empresas a nivel mundial que incrementen su capacidad de inversión para acceder a nuevos yacimientos. Esto constituyó un paso fundamental para su fortalecimiento ya que establece la base a partir de la cual inicia su etapa como EPE.

Ronda Uno⁹

Este proceso comprendió cuatro licitaciones públicas internacionales para la adjudicación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos. La primera licitación de esta ronda se realizó en agosto de 2014 y consistió en un portafolio de áreas y campos de diversas categorías, con esta primera licitación se inició a la participación competitiva, tanto de empresas privadas como de las EPE's en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural.

Ronda Dos¹⁰

La Ronda Dos, consideró áreas contractuales para exploración con descubrimientos que permitan incrementar el nivel de reservas probadas y probables. El 19 de julio de 2017, se presentó la cuarta Convocatoria de la Ronda Dos para la licitación de áreas en aguas profundas. El proceso licitatorio de esta convocatoria está previsto para el 31 de enero de 2018.

Ronda Tres¹¹

El 29 de septiembre de 2017, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la primera Convocatoria de la Ronda Tres, la cual busca impulsar el sector petrolero marino a partir de la exploración y descubrimiento de nuevos recursos que restituyan las reservas del país, del aumento de la producción de aceite y gas, de la consolidación de zonas petroleras de desarrollo integral y de la atracción a la inversión y creación de empleos de calidad.

1.3.2 Migración de Contratos¹²

Petróleos Mexicanos y las demás EPE's, podrán solicitar a la Secretaria de Energía la migración de las Asignaciones de las que sean titulares a Contratos para la Exploración y Extracción. La SENER resolverá lo conducente con la asistencia técnica de la CNH¹³.

⁸ https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/200397/Plan_Quinquenal_2017_vf_140320173.pdf

⁹ https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/261225/Programa_Quinquenal_sep_2017.pdf

¹⁰ https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/261225/Programa_Quinquenal_sep_2017.pdf

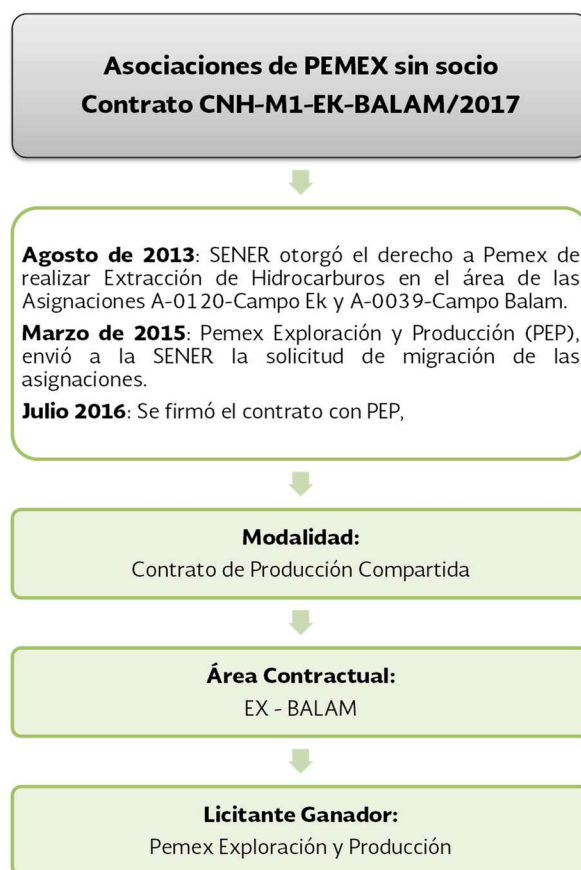
¹¹ https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/261225/Programa_Quinquenal_sep_2017.pdf

¹² <http://rondasmexico.gob.mx/a1-ayin-xulum-2017/>

¹³ Artículo 12 de la Ley de Hidrocarburos.

En caso de que la migración sea procedente, la SHCP establecerá las condiciones económicas relativas a los términos fiscales que correspondan, según lo dispuesto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos¹⁴ (véase Figura 1.4).

FIGURA 1. 4 MIGRACIÓN DE CONTRATOS



Fuente. SENER con información de la CNH.

1.3.3 Asociaciones Estratégicas de Petróleos Mexicanos: Farmouts¹⁵

El proceso de licitación para la selección de socios para la exploración y extracción de hidrocarburos fortalece la estrategia de PEMEX de establecer asociaciones para estabilizar la producción de petróleo y comenzar a incrementarla de manera rentable, segura y sustentable.

Con ello, continúa implementándose el Plan de Negocios de Pemex que considera fundamental aprovechar los instrumentos de la Reforma Energética para realizar alianzas y asociaciones. De este modo, será posible incrementar la disponibilidad de recursos para aumentar la producción y acelerar la recuperación financiera de la empresa¹⁶.

¹⁴ Artículo 12 de la Ley de Hidrocarburos.

¹⁵ <http://rondasmexico.gob.mx/>

¹⁶ http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2017-021-nacional.aspx

1.3.4 Importación de Gasolinas, Diesel y Turbosina

Con el antiguo modelo de mercado monopólico, la importación de gasolinas, diésel, turbosina y combustóleo era una de las actividades de la cadena de valor de petrolíferos que se encontraba reservada únicamente para el Estado con fines de comercialización, limitando la participación privada. Sin embargo, a partir del 1 de abril de 2016, se abrió la libre importación de los combustibles mencionados a través de permisos otorgados por la Secretaría de Energía (SENER) de conformidad con la Ley de Hidrocarburos, en términos de la Ley de Comercio Exterior, con el apoyo de la Secretaría de Economía, así como de la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

La SENER regulara y supervisara la importación y exportación de hidrocarburos y petrolíferos en los términos y condiciones señalados en el “ACUERDO por el que se establece la clasificación y codificación de Hidrocarburos y Petrolíferos cuyas importación y exportación está sujeta a Permiso Previo por parte de la Secretaría de Energía¹⁷”, modificado el 30 de diciembre de 2015.

1.4 Apertura del Transporte y Distribución de Hidrocarburos

La cadena de suministro de petrolíferos representa el conjunto de actividades e infraestructura por medio de la cual los petrolíferos elaborados en las refinerías y los de importación, se transportan desde su origen, se almacenan y se distribuyen hasta los puntos de comercialización y uso final¹⁸. El transporte de los productos desde las Terminales de Almacenamiento y Reparto (TAR) para su distribución a los puntos de expendio al público se realiza mediante auto tanques propiedad de Pemex o de empresas privadas.

A partir de la Reforma Energética, las actividades de la cadena de suministro de petrolíferos quedaron sujetas a regulación de diferentes entidades gubernamentales; La SENER es quien regula la refinación y tratamiento del petróleo, así como la importación y exportación de petrolíferos, mientras que las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de petrolíferos son actividades reguladas por la Comisión Reguladora de Energía.

1.4.1 Temporada Abierta

En enero de 2016 se publicó en el DOF, la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de petrolíferos y petroquímicos. Conforme al Séptimo Transitorio de las DACG, Pemex y sus subsidiarias deben asignar la capacidad objeto de Reserva Contractual en sus sistemas de transporte por ducto y almacenamiento de petrolíferos y petroquímicos, mediante el procedimiento de Temporada Abierta¹⁹.

Bajo los lineamientos emitidos por la CRE, Pemex, a través de su Subsidiaria Pemex Logística, realizará esta apertura por medio de una Temporada Abierta, que consiste en un procedimiento de subasta transparente y competitivo, donde cualquier participante puede contender por la capacidad que requiera, mediante un mecanismo de subasta.

¹⁷ ACUERDO publicado el 29/12/2014 en el DOF

¹⁸ Diagnóstico de la Industria de Petrolíferos.pdf.

¹⁹ http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422482&fecha=12/01/2016

En una primera etapa (Etapa 1.1), Pemex Logística contempla un programa de Temporada Abierta en el que ofrece su capacidad al norte del país, considerando la zona de Rosarito, y la zona de Guaymas por espacio de tres años, lo que permitirá transportar y almacenar combustibles en la infraestructura de PEMEX, y comercializarlos dentro del país y abastecer a clientes como estaciones de servicio y usuarios finales en los estados de Baja California y Sonora.

El 2 de mayo de 2017 se dio a conocer el fallo de asignación para la Etapa 1.1 de la Temporada Abierta. En este proceso participaron alrededor de 22 empresas, de las cuales sólo siete estuvieron precalificadas y entregaron garantía de seriedad. Sin embargo, la propuesta económica y el requerimiento de capacidad de transporte y almacenamiento de petrolíferos que ofertó la empresa estadounidense Tesoro Corporation, lograron que ésta ganara. Por lo tanto, la compañía contará con una capacidad de almacenamiento de poco más de 320 mil barriles, así como capacidad de transporte por ducto de 9,535 Mbd.

Cabe señalar que el pasado 18 de junio de 2017, la empresa de capital estadounidense, Tesoro Corporation, firmó el contrato de asignación de capacidad con Pemex Logística, el cual será válido por un periodo de tres años

1.5 Almacenamiento de Hidrocarburos

El 12 de diciembre de 2017, la SENER publicó en el DOF la Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos, que tiene como objetivo incrementar la seguridad energética en México, al crear la obligación de mantener almacenado un volumen mínimo de gasolina, diésel y turbosina en todas las regiones del país.

Este Proyecto plantea las directrices generales que contribuir al desarrollo de un mercado con suministro confiable de productos petrolíferos, lo cual generará certidumbre entre sus participantes y la población en general, además de sentar bases para el desarrollo de un mercado robusto y competitivo. Dicha Política es aplicable a los comercializadores y distribuidores de productos petrolíferos que realicen ventas a estaciones de servicio o usuarios finales.²⁰

1.6 Precios de Petrolíferos: Gasolinas y Diesel

El 24 de diciembre de 2015 se publicó en el DOF, el Acuerdo por el que se da a conocer la banda de precios máximos de gasolinas y diésel para 2016, donde la SHCP establece mensualmente una banda con valores mínimos y máximos para los precios máximos al público de la gasolina menor a 92 octanos, la gasolina mayor o igual a 92 octanos y de diésel para el ejercicio fiscal de 2016²¹.

En noviembre de 2016 se publicó en el DOF, el Decreto por el que se expide la Ley de Ingresos de la Federación (LIF) para el Ejercicio Fiscal 2017, donde se establece que la liberalización de precios de las gasolinas y diésel se realizara de forma gradual y ordenada, para lo cual la CRE con la opinión de la COFEC, establecieron los criterios y el calendario de la liberación por regiones para 2017.

El 27 de diciembre de 2016 se publicó en el DOF el “ACUERDO por el que se dan a conocer las regiones en que se aplicarán precios máximos al público de las gasolinas y diésel, así como la metodología para su determinación”. En este ACUERDO se sientan las bases para la determinación de los precios máximos en las zonas cuyo precio no es determinado por condiciones de mercado. Además, se dieron a conocer las 83 regiones en que se aplicarán los precios máximos al público de las gasolinas y diésel.

²⁰ http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5507473&fecha=12/12/2017

²¹ http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421290&fecha=24/12/2015

Fue publicado en el DOF el 17 de febrero de 2017, el “ACUERDO por el que se modifica el diverso por el que se dan a conocer las regiones en que se aplicarán precios máximos al público de las gasolinas y diesel, así como la metodología para su determinación, publicada el 27 de diciembre de 2016”. Este ACUERDO modifica la fórmula de precios máximos para las zonas que no hayan sido liberalizadas, por lo que la SHCP mantendrá un esquema de precios máximos. Asimismo, en caso de que la CRE detecte incrementos de precios no justificados, lo hará de conocimiento de dicha Secretaría, la cual podrá determinar precios máximos temporales.

Una vez liberalizados los precios en todo el territorio nacional, la SHCP continuará con el mecanismo de suavizamiento de los precios, a través de ajustes al IEPS. El 29 de noviembre de 2017, se publica en el DOF el “ACUERDO por el que se da a conocer la metodología para determinar el estímulo fiscal en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicable a los combustibles que se indican.

La metodología de precios máximos que aplica en las regiones pendientes por liberar y que expira el próximo 31 de diciembre de 2018, considera los siguientes elementos:

- Precios internacionales de referencia: precio de gasolina y diésel al mayoreo en la Costa Norteamericana del Golfo de México (Houston).
- Ajuste por calidad: se considera ajuste por nivel de octano y presión de vapor para las gasolinas; y por número de cetano y azufre para el diesel.
- Costo de logística: incluye el costo de transporte marítimo, distribución en territorio nacional y almacenamiento.
- Margen comercial: cubre los costos de venta y margen de las estaciones de servicio.
- IEPS: cuota del impuesto Especial sobre Producción y Servicios, y
- Otros: incluye las cuotas de IEPS aplicables y el impuesto al Valor Agregado.

Con la liberalización del precio de los combustibles en todo el país, se venden a precio de mercado 6,944 millones de litros de gasolina Premium, 30,175 litros de gasolina Magna y 12,963 litros de diésel.

1.7 Comercialización de Hidrocarburos

Conforme a lo establecido en la LH, a partir del 1 de enero de 2016, los particulares pueden participar en el expendio al público de combustibles bajo un esquema de permisos otorgados por la CRE. En agosto de 2016, en el DOF se publicó el Acuerdo de la CRE (Acuerdo Núm. A/034/2016), que establece el criterio que deberá prevalecer en el desarrollo de las actividades de comercialización de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos.

Durante 2017, los mercados de gasolinas y diésel en México transitarán de un modelo de proveedor único, encargado de abastecer a todo el país, a un esquema abierto y competitivo en el que más jugadores competirán por distribuir estos combustibles a todo el territorio nacional.

Al mes de septiembre de 2017, la CRE ha otorgado un total de:

- 106 permisos de comercialización de petrolíferos, incluyendo los permisos otorgados a PEMEX y sus empresas filiales
- 22 permisos de comercialización combinado de petrolíferos, que comprenden la compraventa de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.

1.8 Regulación Específica en el Ramo de Hidrocarburos

Actualmente las actividades de exploración, extracción, transformación industrial, transporte, almacenamiento, comercialización, distribución y expendio al público de hidrocarburos, pueden ser desarrolladas por cualquier empresa siempre y cuando obtenga los permisos respectivos que expiden las autoridades competentes, de acuerdo a las reglas y disposiciones generales establecidas en la regulación vigente, (véase TABLA 1. 1).

TABLA 1. 1 REGULACIÓN 2016 – 2017 EN EL RAMO DE HIDROCARBUROS

Fecha de Publicación	Dependencia	Regulación
2016		
7/1/2016	CNH	DISPOSICIONES Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.
7/1/2016	CRE	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de almacenamiento de petróleo, petrolíferos y petroquímicos.
12/1/2016	CRE	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de petrolíferos y petroquímicos.
27/1/2016	PEMEX	ACUERDO mediante el cual se aprobaron las modificaciones a las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias
11/2/2016	CNH	ACUERDO CNH.E.02.001/16, mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica los artículos 43, fracción II y 46, primer párrafo y adiciona el transitorio séptimo a los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, publicados el 29 de septiembre de 2015.
12/2/2016	SHCP	ACUERDO por el que se adicionan diversas disposiciones a las Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos.
23/2/2016	SENER	AVISO por el que se informa que a partir del 1 de abril de 2016, la Secretaría de Energía podrá otorgar permisos de importación de gasolinas y diésel a cualquier interesado que cumpla con las disposiciones jurídicas aplicables.
3/3/2016	CRE	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía interpreta para efectos administrativos la participación cruzada a la que hace referencia el segundo párrafo del artículo 83 de la Ley de Hidrocarburos y establece el procedimiento para autorizarla.
11/3/2016	CRE	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía modifica la diversa por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos para la presentación de las solicitudes de permisos de comercialización de gas natural, petrolíferos y petroquímicos identificada bajo el número RES/370/2015, con el objeto de adicionar a los hidrocarburos en la lista de productos sujetos a permiso de comercialización.
14/3/2016	CRE	RESOLUCIÓN por la que se expiden las metodologías para determinar los precios de ventas de primera mano de los productos petroquímicos y petrolíferos distintos de la gasolina y diésel, sujetos a regulación.
22/3/2016	CRE	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía emite las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las ventas de primera mano y la comercialización de gasolina y diésel, con condiciones de regulación asimétrica a Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, sus empresas filiales y divisiones y cualquier otra entidad controlada por dichas personas.
23/3/2016	SENER	ACUERDO por el que se da a conocer el formato para notificar a la Secretaría de Energía del inicio de las negociaciones para el uso, goce, afectación o, en su caso, adquisición de los terrenos, bienes o derechos necesarios para realizar diversas actividades previstas en la Ley de Hidrocarburos.
23/3/2016	CRE	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía emite las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las ventas de primera mano y la comercialización de petrolíferos y petroquímicos, con excepción de gasolina, diésel y gas licuado de petróleo, con condiciones de regulación asimétrica a Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, sus empresas filiales y divisiones y cualquier otra entidad controlada por dichas personas.

25/3/2016	SHCP	ACUERDO por el que se dan a conocer las cuotas complementarias y las cuotas definitivas del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a las gasolinas y al diésel, así como los precios máximos de dichos combustibles, aplicables en el mes de abril de 2016.
28/3/2016	SHCP	ACUERDO por el que se dan a conocer los estímulos fiscales a la gasolina y al diésel en los sectores pesquero y agropecuario para el mes de abril de 2016.
30/3/2016	CRE	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía modifica la disposición séptima transitoria de las Disposiciones Administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de petrolíferos y petroquímicos.
8/4/2016	CNH	LINEAMIENTOS para la transferencia de información histórica.
12/4/2016	SHCP	ACUERDO por el cual se dan a conocer los montos de los estímulos fiscales, las cuotas disminuidas y los precios máximos al público de las gasolinas que se enajenen en la región fronteriza con los Estados Unidos de América, durante el período comprendido del 13 al 19 de abril de 2016.
15/4/2016	CNH	ACUERDO CNH.E.09.002/16, mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica el artículo 17 y adiciona el transitorio octavo de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados.
21/4/2016	CNH	ACUERDO CNH.03.005/16, mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos lleva a cabo diversas modificaciones y adiciones a los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones
26/5/2016	CRE	RESOLUCIÓN por la que se aclara la diversa RES/955/2015 por la que se expiden las metodologías para determinar los precios de venta de primera mano de las gasolinas y diésel.
2/6/2016	SENER	ACUERDO por el que se emiten los Lineamientos y Modelos de Contratos para el uso, goce, afectación o, en su caso, adquisición de los terrenos, bienes o derechos para realizar las actividades de la exploración y extracción de hidrocarburos y de transporte por medio de ductos.
20/7/2016	CNH	PRIMERA Convocatoria número CNH-R02-C01/2016 para la Licitación Pública Internacional CNH-R02-L01/2016, respecto de la Ronda 2.
28/7/2016	CNH	CONVOCATORIA número CNH-A1-Trion-C1/2016 para el proceso de Licitación Pública Internacional CNH-A1-Trion/2016.
2/8/2016	CNH	ACUERDO CNH.E.29.002/16 mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica los artículos 42 y 43 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.
10/8/2016	CRE	ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía que establece el criterio que deberá prevalecer en el desarrollo de las actividades de comercialización de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos.
24/8/2016	CNH	SEGUNDA Convocatoria número CNH-R02-C02/2016 para la Licitación Pública Internacional CNH-R02-L02/2016, respecto de la Ronda 2.
29/8/2016	CNH	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos.
14/10/2016	CNH	LINEAMIENTOS de perforación de pozos. (Continúa en la Quinta Sección) PEMEX
7/11/2016	ASEA	Norma Oficial Mexicana NOM-005-ASEA-2016, Diseño, construcción, operación y mantenimiento de Estaciones de Servicio para almacenamiento y expendio de diésel y gasolinas.
14/11/2016	ASEA	Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-002-ASEA- 2016, Que establece los métodos de prueba y parámetros para la operación, mantenimiento y eficiencia de los sistemas de recuperación de vapores de gasolinas en estaciones de servicio para expendio al público de gasolinas, para el control de emisiones
15/11/2016	CNH	TERCERA Convocatoria CNH-R02-C03/2016 para el Proceso de Licitación Pública Internacional CNH-R02-L03/2016, Ronda 2.
13/12/2016	CNH	FALLO de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L04/2015.
24/11/2016	ASEA	Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-003-ASEA- 2016, Especificaciones y criterios técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-Arranque, Operación y Mantenimiento de las instalaciones terrestres de Almacenamiento de Petrolíferos, excepto para Gas Licuado de Petróleo
2017		
30/1/2017	CNH	LINEAMIENTOS por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones en las que se lleve a cabo la cesión del control corporativo y de gestión o del control de las operaciones, respecto de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

7/2/2017	CNH	ANEXOS de los Lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones en las que se lleve a cabo la cesión del control corporativo y de gestión o del control de las operaciones, respecto de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.
7/3/2017	CNH	CONVOCATORIA número CNH-A2-AYIN-BATSIL-C1/2017 para el proceso de Licitación Pública Internacional CNH-A2-AYIN-BATSIL/2017.
15/3/2017	CNH	ACUERDO CNH.E.02.002/17, por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite los formatos oficiales para la entrega de la información o documentación correspondiente a las solicitudes, autorizaciones, avisos, notificaciones, informes y reportes relacionados con la regulación que en los propios formatos se indica.
16/8/2017	CNH	ACUERDO CNH.E.31.001/17 mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica los artículos 15, primer párrafo y las fracciones I y II; 26, en su encabezado; 27 y 39, y adiciona una fracción III al artículo 15 y un segundo párrafo al artículo 26 de las Disposiciones administrativas de carácter general, en materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos.
18/09/2017	CNH	Convocatoria número CNH-A5-NOBILIS-MAXIMINO-C4/2017 para el Proceso de Licitación Pública Internacional CNH-A5-NOBILIS-MAXIMINO/2017.
29/9/2017	CNH	Primera Convocatoria número CNH-R03-C01/2017, para el proceso de la Licitación Pública Internacional CNH-R03-L01/2017, respecto de la Ronda 3.
17/10/2017	CNH	Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-A4- OGARRIO/2017.
17/10/2017	CNH	Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-A3-CÁRDENAS MORA/2017.
17/10/2017	CNH	Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-A2-AYIN-BATSIL/ 2017.
31/10/2017	ASEA	Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-005-ASEA- 2017, Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, así como los elementos y procedimientos para la formulación de los Planes de Manejo de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos.
28/11/2017	CNH	Acuerdo CNH.E.60.001/17 mediante el cual se modifican, adicionan y derogan diversos artículos de los Lineamientos de Perforación de Pozos.
11/12/2017	CNH	Acuerdo CNH.E.61.005/17 por el que se modifican y adicionan diversos artículos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.
22/12/2017	CNH	Acuerdo CNH.E.60.002/17 mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos deroga diversos numerales del Anexo I, Guía para los Planes de Exploración de Hidrocarburos de los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones.

Fuente. SENER.

CAPÍTULO DOS. MERCADO HISTÓRICO NACIONAL DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS

El Capítulo Dos, muestra un análisis de la evolución del mercado nacional de petróleo y petrolíferos para el periodo 2006 a 2016; los pozos perforados en exploración y desarrollo, terrestres y marinos, con su porcentaje de éxito. Así como, los campos que están produciendo actualmente y los incorporados a las reservas nacionales.

Se muestra información sobre la oferta nacional de petróleo y su destino; la distribución de las reservas por tipo de fluido y región; así como la inversión realizada por PEMEX en 2016.

Se describe la capacidad instalada del Sistema Nacional de Refinación (SNR), el tipo de crudo procesado, la producción de petrolíferos (gasolinas, diésel, turbosina, combustóleo y coque de petróleo) por refinería y los rendimientos de producción a nivel nacional; se plantean las técnicas (reconfiguraciones, cierre por mantenimientos) que propiciaron algún cambio respecto al 2015. Además de la demanda interna y exportación de cada uno de los petrolíferos,

La importación de petrolíferos se analiza más detalladamente debido al nuevo modelo del sector de hidrocarburos con el cual se han otorgado permisos de importación de gasolinas, diésel y turbosinas, obteniendo un mejor abasto de combustibles.

Debido a la importancia que tiene la demanda de combustibles por sector, se presenta información desglosada por petrolífero y sector de consumo haciendo hincapié en el sector autotransporte, mencionando los factores que han sido motivo de un mayor consumo de gasolinas y diésel, así como las modificaciones fiscales respecto al consumo. En este sentido, se incluye información de la evolución nacional del parque vehicular y su impacto sobre la demanda de combustibles.

Este Capítulo presenta las áreas contractuales licitadas y adjudicadas en las Rondas realizadas en el 2017, las empresas con las que PEMEX se ha asociado estratégicamente (Farmouts).

2.1 Demanda Nacional

2.1.1 Petróleo

En 2016, el 43.8% de la producción de petróleo crudo se destinó al consumo interno, es decir, se distribuyó en el Sistema Nacional de Refinación y el 56.2 % de la producción restante, se envió a terminales de exportación²² (véase Tabla 2.1).

TABLA 2. 1 DISTRIBUCIÓN DE PETRÓLEO POR DESTINO, 2006 – 2016
(Miles de Barriles Diarios)

Distribución	Datos anuales										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total	3,233.7	3,057.8	2,754.2	2,593.5	2,548.7	2,515.2	2,479.3	2,419.5	2,309.7	2,241.7	2,133.7
Terminales de Exportación	1,789.1	1,701.3	1,406.9	1,231.7	1,358.0	1,342.9	1,268.3	1,190.4	1,148.6	1,177.7	1,198.7
Refinerías	1,242.1	1,230.9	1,216.2	1,264.4	1,190.7	1,172.3	1,211.0	1,229.1	1,161.1	1,064.0	935.0
La Cangrejera	122.3	125.5	131.1	97.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Maquila	80.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente. SENER con información del SIE.

2.1.2 Petrolíferos

En 2016, se registró una demanda total de petrolíferos de 1,391.0²³ mbdpce; 2.9% más respecto a 2015 (véase Tabla 2.2). La participación por sector de consumo se distribuyó de la siguiente manera:

- 79.5 % se destinó a las necesidades de consumo del sector transporte.
- 10.7 % representó el consumo del sector eléctrico.
- 7.4 % representó la demanda de petrolíferos en el sector industrial.
- 2.3 % correspondió al sector petrolero.

²² La diferencia que existe entre la producción nacional de petróleo crudo y su distribución se asocia a los ajustes en la medición, mermas y fugas, naftas y condensados adicionados al petróleo crudo.

²³ Considera gasolinas automotrices, diesel, turbosina, combustóleo y coque de petróleo.

TABLA 2. 2 DEMANDA DE PETROLÍFEROS POR SECTOR Y COMBUSTIBLE, 2006 – 2016
(Miles de Barriles Diarios de Petróleo Crudo Equivalente)

Sector	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Total	1,406.1	1,463.0	1,460.9	1,406.9	1,396.4	1,427.9	1,463.7	1,431.5	1,346.5	1,351.9	1,391.0	-0.1
Transporte	968.1	1,025.8	1,069.6	1,037.1	1,057.4	1,063.6	1,077.8	1,058.9	1,058.0	1,071.4	1,105.7	1.3
Gasolinas	595.2	630.0	656.3	656.2	664.2	662.2	665.5	652.0	643.2	657.0	681.9	1.3
Diesel	312.5	328.8	349.4	327.0	338.3	346.5	354.7	346.6	350.1	345.5	349.6	1.4
Combustóleo	1.3	1.3	1.1	0.7	0.9	0.7	0.2	0.0	0.3	0.5	0.4	1.2
Turbosina	59.2	65.7	62.8	53.2	54.0	54.3	57.4	60.2	64.3	68.5	73.8	0.5
Eléctrico	253.0	245.7	218.4	215.1	197.9	219.5	247.0	224.0	151.5	136.6	149.2	0.5
Diesel	7.8	4.5	6.8	8.6	8.0	9.5	14.1	13.8	9.5	9.3	11.2	-0.8
Combustóleo	230.5	226.5	197.5	192.5	172.5	193.2	215.6	192.4	124.2	110.0	122.6	-0.2
Coque de Petróleo	14.8	14.7	14.1	14.1	17.4	16.8	17.4	17.8	17.7	17.4	15.4	-10.1
Industrial	128.9	134.1	115.9	98.4	90.7	93.7	92.2	97.4	88.3	98.2	103.6	2.2
Diesel	24.3	24.8	25.5	23.1	24.5	27.3	31.4	30.9	29.4	29.7	26.3	2.2
Combustóleo	52.7	49.2	38.3	32.2	26.0	22.5	15.4	11.8	7.0	10.0	14.6	-5.1
Coque de Petróleo	51.9	60.1	52.1	43.2	40.2	43.9	45.3	54.7	51.9	58.5	62.6	3.7
Petrolero	56.0	57.5	57.1	56.3	50.4	51.1	46.7	51.2	48.7	45.7	32.5	-6.1
Gasolinas	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	1.0	1.1	1.7	1.5	0.8	0.0
Diesel	15.0	17.1	17.6	19.9	19.1	17.6	19.8	22.2	20.7	19.8	10.3	-2.2
Combustóleo	40.5	39.8	39.0	35.8	30.7	32.8	25.9	27.9	26.2	24.4	21.4	0.8

Nota: Debido a que la unidad de medida de algunos petrolíferos es diferente, mbd y mta, se expresa en mbdpce (energía) para hacerlos comparables y evitar las unidades de volumen.

Fuente: Elaborado por SENER, IMP con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, Pemex, SE y empresas privadas.

2.1.2.1 Sector Transporte

El sector transporte en 2016 requirió 1,105.7 mbdpce para cubrir las necesidades de consumo, 3.1 % más respecto a 2015. El 90.8 % se destinó al autotransporte, 6.7% al aéreo, 1.3% al marítimo y el 1.2% a ferroviario. La demanda de petrolíferos en el autotransporte está en gran medida vinculada al comportamiento creciente del parque vehicular a gasolina y diésel. (véase Tabla 2.3).

TABLA 2. 3 DEMANDA SECTOR TRANSPORTE POR COMBUSTIBLE, 2006 – 2016
(Miles de Barriles Diarios de Petróleo Crudo Equivalente)

Sector Transporte	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Total	968.1	1025.8	1069.6	1037.1	1057.4	1063.6	1077.8	1058.9	1058.0	1071.4	1105.7	1.3
Autotransporte	880.1	931.6	976.1	959.2	976.5	979.1	992.0	972.2	966.6	973.9	1003.7	1.3
Gasolinas	595.2	630.0	656.3	656.2	664.2	662.2	665.5	652.0	643.2	657.0	681.9	1.4
Diesel	285.0	301.6	319.8	303.1	312.2	316.9	326.4	320.2	323.3	316.9	321.8	1.2
Transporte Ferroviario	12.7	12.6	11.8	11.2	12.5	13.5	12.7	12.7	12.8	13.4	13.4	0.5
Diesel	12.7	12.6	11.8	11.2	12.5	13.5	12.7	12.7	12.8	13.4	13.4	0.5
Transporte Marítimo	16.1	15.9	18.8	13.5	14.4	16.8	15.8	13.8	14.3	15.6	14.9	-0.8
Diesel	14.8	14.6	17.7	12.8	13.5	16.1	15.6	13.7	14.0	15.2	14.4	-0.2
Combustóleo	1.3	1.3	1.1	0.7	0.9	0.7	0.2	0.0	0.3	0.5	0.4	-10.1
Transporte Aéreo	59.2	65.7	62.8	53.2	54.0	54.3	57.4	60.2	64.3	68.5	73.8	2.2
Turbosina	59.2	65.7	62.8	53.2	54.0	54.3	57.4	60.2	64.3	68.5	73.8	2.2

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de ASA, SCT, PEMEX y SENER.

Autotransporte

El consumo de gasolinas y diésel creció 3.8 % y 1.5 % respectivamente en relación con 2015. Factores como una mayor eficiencia energética vehicular, asociada a exigentes regulaciones ambientales, el comportamiento del precio de gasolinas y diesel, así como la venta clandestina de los mismos, son elementos que contribuyeron en la demanda de estos combustibles en el sector autotransporte.

Parque vehicular, es la variable referente para explicar la demanda de combustibles automotrices. En los últimos diez años se estima creció 71.6 % y el último año aumento 3.3 % más comparado con 2015²⁴ (véase Tabla 2.4).

²⁴ Es importante considerar que unos de los determinantes para la adquisición de un vehículo es el precio del mismo, ingreso disponible del consumidor, características técnicas, costos de mantenimiento, opciones de sustitución, rendimiento por kilómetro, etc.

TABLA 2. 4 ESTRUCTURA DEL PARQUE VEHICULAR, 2006 – 2016
(Millones de Vehículos)

Clase	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Total	20.1	22.1	24.1	25.1	26.2	27.8	29.4	31.3	31.9	33.4	34.5	5.5
Subcompacto	4.7	4.9	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.7	5.7	5.9	6.2	2.8
Compacto	4.7	5.1	5.5	5.7	5.9	6.3	6.6	7.0	7.0	7.3	7.4	4.6
Lujo y deportivo	1.5	1.7	1.8	1.9	2.1	2.2	2.4	2.5	2.6	2.6	2.7	6.2
Camionetas	6.3	7.2	8.2	8.7	9.2	9.9	10.6	11.4	11.7	12.2	12.4	7.1
Camionetas de uso intensivo	1.4	1.5	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.8	1.7	1.7	1.6	1.1
Autobuses	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.9
Camiones medianos	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-1.1
Camiones pesados	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.9
Metrobús ¹	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.8
Motocicletas	0.7	0.9	1.1	1.2	1.2	1.3	1.6	1.9	2.3	2.8	3.3	16.5

¹ Por redondeo los valores que se presenta se visualizan como cero.

Nota: Se incluyen híbridos, metrobús y motocicletas; y se excluyen vehículos eléctricos.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de empresas privadas.

En 2016, de acuerdo al tipo de motor (véase Tabla 2.5):

- El 97.4% del parque vehicular empleaba motores con base en gasolina, es decir, 33.7 miles de vehículos, 4.3 % más comparado con 2015.
- El 2.6% del parque vehicular empleaba motor a diésel, lo que represento un aumento del 12.5% respecto al año anterior.

TABLA 2. 5 EVOLUCIÓN DEL PARQUE VEHICULAR A GASOLINA Y DIESEL, 2006 – 2016
(Millones de Vehículos)

Clase	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Gasolina	19.2	21.2	23.1	24.2	25.2	26.8	28.4	30.1	30.7	32.3	33.7	5.8
Diesel	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.8	0.9	2.3

Nota: Se incluyen híbridos y motocicletas

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de empresas privadas.

Transporte Aéreo

Para cubrir las necesidades de consumo en el sector aéreo, en 2016 se requirió de 73.8 mbdpge de turbosina, 7.7 % más que en 2015, (véase Tabla 2.3)

En México, Aeropuertos y Servicios Auxiliares (ASA) es el organismo encargado de suministrar el combustible a estaciones de servicio localizadas en los aeropuertos nacionales²⁵; de acuerdo con su estadística, en 2016, las operaciones por tipo de aviación crecieron 4.6% respecto al año anterior.

TABLA 2. 6 OPERACIONES POR TIPO DE AVIACIÓN, 2006 – 2016

(Miles de Operaciones)

Tipo	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Total	1,696.6	1,899.4	1,828.5	1,626.6	1,650.3	1,633.5	1,683.3	1,700.2	1,780.6	1,821.6	1,905.4	1.2
Comercial regular ¹	1,064.5	1,232.1	1,164.9	988.5	960.6	922.7	979.2	1,023.2	1,091.3	1,153.9	1,241.0	1.5
Charter ²	30.7	31.2	27.6	20.3	16.6	17.0	13.7	12.7	10.2	11.5	11.5	-9.4
Comercial no regular ³	224.5	245.3	247.6	246.5	267.8	262.9	268.3	248.8	259.0	244.9	228.1	0.2
Aviación general ⁴	336.0	352.9	349.5	335.7	362.4	385.5	374.0	370.1	378.9	373.1	383.9	1.3
Carga	40.9	37.9	38.9	35.6	42.9	45.4	48.1	45.4	41.2	38.2	40.9	0.0

¹ Se refiere a aeronaves en líneas aéreas con rutas e itinerarios establecidos.

² Se refiere a aeronaves comerciales con rutas no concesionadas y/o fuera de itinerario, que operan esporádicamente.

³ Se refiere a taxis aéreos.

⁴ Se refiere a aeronaves privadas, oficiales, militares y aviación general con matrícula extranjera.

Fuente: ASA.

Transporte Marítimo y Ferroviario

El transporte marítimo en 2016, presentó una demanda de diesel de 14.4 mbdpqe, 5.2 % menos respecto al 2015, debido al uso cada vez mayor de buques que funcionan con combustibles alternativos como el gas natural.

En 2016, la demanda promedio de diesel en el transporte ferroviario se mantuvo en 13.4 mbd, con respecto al 2015 al igual que el transporte de carga y la intensidad energética promedio de este medio de transporte.

El ferrocarril sigue siendo un medio para transportar bienes de la industria automotriz, cementera, acerera y agrícola. Las toneladas-kilometro transportadas en 2016 en dicho transporte fueron de 83.4 miles de millones, (véase Tabla 2.7).

²⁵ Desde 1979, Aeropuertos y Servicios Auxiliares, organismo descentralizado sectorizado a la SCT, es el encargado de prestar los servicios de almacenamiento, distribución y suministro de combustible a los transportistas aéreos, no obstante, la legislación actual establece que cualquier interesado que cumpla con los requisitos puede solicitar ante la CRE un permiso para desarrollar esta actividad.

TABLA 2. 7 TRANSPORTE DE CARGA E INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL TRANSPORTE FERROVIARIO, 2006 – 2016

Datos anuales										
2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Transporte de carga por ferrocarril (millones de toneladas-kilómetro)										
73,726	77,169	74,582	69,185	78,770	79,728	79,353	79,353	80,683	83,401	83,401
Intensidad energética del transporte ferroviario de carga (kilojoules por tonelada-kilómetro)										
364.8	344.0	333.3	333.9	330.6	333.4	336.2	336.2	330.9	330.4	330.4

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de SCT.

2.1.2.2 Sector Eléctrico

En 2016, la demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico se ubicó en 951.8 mbdpce, 3.3 % más respecto a 2015 y 20.8 % en relación con 2006, (véase Tabla 2.8).

El uso de combustibles en el sector eléctrico fue:

- 69.6 % de gas natural, siendo el de mayor consumo en este sector.
- 12.9 % de combustóleo, reduciendo su participación debido al programa de sustitución de centrales de generación de combustóleo a gas natural que la CFE ha implementado. Sin embargo, de 2015 a 2016 su consumo aumentó 11.5 %, debido a la baja producción de electricidad a partir de hidroeléctricas.
- Los combustibles de menor participación fueron el carbón, coque de petróleo y diésel con 14.7 %, 1.6 % y 1.2 %, respectivamente.

El mayor consumidor de combustibles en México para la generación de electricidad es CFE (véase Tabla 2.8). Entre sus objetivos de reducción de costos, CFE desarrolla una estrategia de sustitución de combustibles caros y de altas emisiones por gas natural, que es de menor precio y más limpio. En 2016 continuo el aprovechamiento del gas natural, la conversión de plantas para emplear combustibles más limpios, el avance en proyectos de ciclo combinado y la construcción de infraestructura de transporte del energético.

El programa de inversión ambiental de la CFE está concentrado en las áreas de modernización de plantas, sustitución de bases para disminuir la contaminación, control de emisiones y construcción de plantas de tratamiento de agua, en lugar de enfocarse en la construcción de nuevas plantas de generación.

Es importante recordar que se eliminó la restricción de que CFE sea responsable de abastecer el consumo eléctrico nacional, con lo cual se establecen las condiciones para el desarrollo del mercado eléctrico, en el cual confluyen tanto generadores y suministradores públicos y privados en condiciones de competencia. Un aspecto considerable es que ahora los suministradores (CFE o empresas privadas) y los usuarios calificados están obligados a comprar Certificados de Energías Limpias para la generación y el consumo de energía eléctrica, con la finalidad de promover el uso de tecnologías limpias, evitar su sobre costo en el corto plazo, así como la dependencia del gas natural.

TABLA 2. 8 COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2006 – 2016
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Tipo	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Total	787.6	823.2	785.9	829.3	824.9	878.6	912.0	916.5	884.6	920.8	951.8	1.9
Gas Natural	407.3	450.2	473.6	495.3	499.3	524.3	531.1	566.8	603.6	648.3	662.7	5.0
Generación pública de electricidad (CFE)	142.1	146.2	149.8	164.7	164.7	170.0	182.2	206.0	212.5	246.5	244.0	5.6
Generación pública de electricidad (LFC)	5.2	9.5	8.3	9.8	8.3	10.6	9.6	10.2	7.0	11.6	10.9	7.8
Producción independiente de energía	197.4	231.8	248.9	255.8	263.5	280.6	271.6	277.1	298.3	293.4	287.7	3.8
Autogeneración de electricidad	39.3	41.7	41.4	41.7	45.0	44.9	45.1	51.0	61.2	72.9	100.5	9.8
Exportación de electricidad	23.4	21.0	25.1	23.4	17.8	18.2	22.6	22.5	24.7	23.9	19.5	-1.8
Diesel	7.8	4.5	6.8	8.6	8.0	9.5	14.1	13.8	9.5	9.3	11.2	3.7
Generación pública de electricidad (CFE)	6.8	2.9	4.5	6.7	6.2	7.6	12.2	11.8	6.8	6.6	7.6	1.1
Producción independiente de energía	0.0	0.3	0.6	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	0.6	0.9	1.7	46.0
Autoabastecimiento	0.6	0.9	1.3	1.5	1.5	1.7	1.4	1.4	2.0	1.6	1.6	10.6
Cogeneración	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	-0.3
Usos propios continuos	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.3	0.1	0.2	0.1	-2.8
Combustóleo	230.5	226.5	197.5	192.5	172.5	193.2	215.6	192.4	124.2	110.0	122.6	-6.1
Generación pública de electricidad (CFE)	221.3	217.5	192.0	186.6	168.1	190.0	211.9	189.4	121.3	108.0	120.9	-5.9
Autoabastecimiento	2.2	3.4	1.8	1.7	1.4	1.0	1.3	0.9	1.6	0.5	0.5	-13.3
Cogeneración	1.1	1.1	0.8	0.9	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	1.2	1.0	-0.9
Usos propios continuos	6.0	4.6	2.9	3.2	2.2	1.5	1.7	1.5	0.7	0.3	0.2	-29.4
Carbón	127.3	127.4	94.0	118.8	127.7	134.8	133.9	125.8	129.5	135.9	140.0	1.0
Generación pública de electricidad (CFE)	127.1	126.8	93.5	118.3	127.1	134.2	133.3	125.2	129.0	135.7	140.0	1.0
Usos propios continuos	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	NA
Autoabastecimiento	0.0	0.6	0.5	0.5	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.2	0.0	NA
Coque de Petróleo	14.8	14.7	14.1	14.1	17.4	16.8	17.4	17.8	17.7	17.4	15.4	0.4
Autoabastecimiento	14.8	14.7	14.1	14.1	17.4	16.8	17.4	17.8	17.7	17.4	15.4	0.4

Fuente: Elaborado por SENER con información del IMP, con base en información de CFE, PEMEX y SENER y empresas privadas.

2.1.2.3 Sector Industrial

En el último año, el sector industrial aumentó la demanda de combustibles 6.8 %, al pasar de 347.8 mbdpce en 2015 a 371.4 mbdpce en 2016, (véase Tabla 2.9).

Del total de combustibles demandados por este sector:

- El consumo de gas natural ha crecido en los últimos diez años 43.5 %.
- El coque de petróleo es el petrolífero de mayor consumo en las ramas industriales intensivas, principalmente en la industria del cemento, de 2006 a 2016 su demanda incremento 20.6%.

- La demanda el combustóleo ha disminuido 72.2% de 2006 a 2016, factor asociado en gran medida a la sustitución de este combustible por gas natural. Sin embargo, de 2015 a 2016 su consumo aumentó 46.8 %, debido a la baja producción de electricidad a partir de hidroeléctricas.

TABLA 2. 9 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2006 – 2016

(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

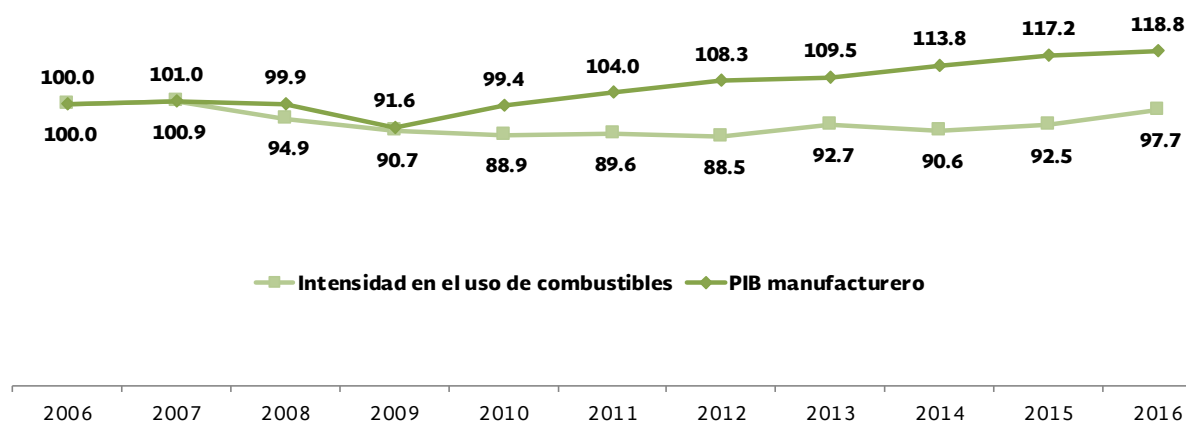
Tipo	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Total	320.8	327.0	303.6	266.7	283.8	299.1	306.6	325.6	331.1	347.8	371.4	1.5
Combustóleo	52.7	49.2	38.3	32.2	26.0	22.5	15.4	11.8	7.0	10.0	14.6	-12.0
Coque de petróleo	51.9	60.1	52.1	43.2	40.2	43.9	45.3	54.7	51.9	58.5	62.6	1.9
Diesel	24.3	24.8	25.5	23.1	24.5	27.3	31.4	30.9	29.4	29.7	26.3	0.8
Gas LP	19.9	19.5	18.2	18.3	19.3	18.3	18.3	20.1	20.3	21.0	21.1	0.6
Gas natural	172.0	173.4	169.5	150.0	173.8	187.0	196.1	208.1	222.4	228.6	246.7	3.7

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de CRE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

El sector industrial se caracteriza por una alta intensidad energética²⁶ en sus procesos. Entre 2015 y 2016, ésta aumentó 1.3%, lo que implicó que, para producir un peso de Producto Interno Bruto (PIB) manufacturero en 2016, se requirió un volumen mayor de energía. No obstante, este sector ha llevado a cabo la sustitución de equipos ineficientes mediante programas de apoyo que contribuyan a un menor consumo de combustibles, (véase Figura 2.1).

FIGURA 2. 1. INTENSIDAD EN EL USO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL Y EL PIB MANUFACTURERO, 2006 - 2016

(Índice 2006 = 100)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

²⁶ Mide la cantidad de energía necesaria para producir un peso del Producto Interno Bruto de la economía nacional. Es decir, cuanto más energía se consume por cada unidad menor eficiencia energética tendrá ese sistema, en este caso un país, pues estamos relacionándolo con el PIB.

2.1.2.4 Sector Petrolero

En 2016, el 97.6% del consumo de petrolíferos en el sector petrolero se centró en combustóleo y diésel, 28.9% menos respecto al 2015. El combustóleo se utiliza para proyectos de cogeneración de PEMEX, así como para la generación de calor y vapor en las plantas de servicios auxiliares en este sector. Por otro lado, el diésel se requiere para servicios de transporte y generación eléctrica de respaldo, (véase Tabla 2.10).

TABLA 2. 10 DEMANDA TOTAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2006 – 2016

(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Tipo	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Total	56.0	57.5	57.1	56.3	50.4	51.1	46.7	51.2	48.7	45.7	32.5	-5.3
Gasolinas	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	1.0	1.1	1.7	1.5	0.8	3.6
Diésel	15.0	17.1	17.6	19.9	19.1	17.6	19.8	22.2	20.7	19.8	10.3	-3.7
Combustóleo	40.5	39.8	39.0	35.8	30.7	32.8	25.9	27.9	26.2	24.4	21.4	-6.2

Fuente: Elaborado por SENER con base en información de PEMEX.

2.2 Oferta Nacional

2.2.1 Reservas de Hidrocarburos

Al 1 de enero de 2017, México registró un nivel de reservas totales de hidrocarburos (3P)²⁷ de 25,858 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), cifra menor en 1.1% con respecto al 2016. De acuerdo con el tipo de fluido, el aceite es el de mayor contribución con 77.2%, el condensado con 0.7%, líquidos de planta 6.2% y 15.8% corresponde al gas seco equivalente, (véase Tabla 2.11)

TABLA 2. 11 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS TOTALES DE HIDROCARBUROS POR TIPO DE FLUIDO, 2006 – 2017

(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos Anuales												TMCA 2006-2017
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Total	46,417.5	45,376.3	44,482.7	43,562.6	43,074.7	43,073.6	43,837.3	44,530.0	42,158.4	37,404.8	26,140.0	25,858.0	-5.2
Aceite	33,093.0	31,908.8	31,211.6	30,929.8	30,497.3	30,559.8	30,612.5	30,816.5	29,327.8	25,825.1	19,455.0	19,970.0	-4.5
Condensado	863.0	941.2	879.0	561.7	417.3	294.1	367.8	328.1	295.6	260.2	193.0	187.0	-13.0
Líquidos de planta	3,479.4	3,417.5	3,574.7	3,491.3	3,563.1	3,573.3	3,953.1	4,010.4	3,575.0	2,914.7	1,822.0	1,606.0	-6.8
Gas seco equivalente	8,982.2	9,108.9	8,817.4	8,579.7	8,597.0	8,646.5	8,903.9	9,375.0	8,960.1	8,404.8	4,670.0	4,095.0	-6.9

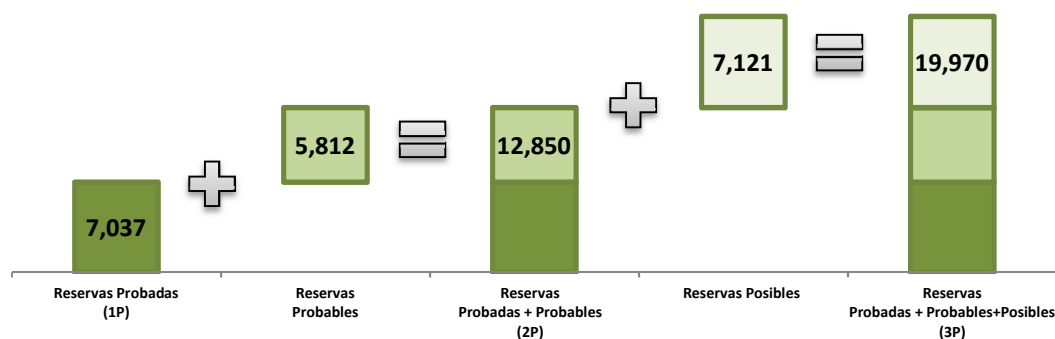
Fuente: Elaborado por SENER con información de la CNH.

Las reservas remanentes totales de aceite crudo (3P) superaron 2.6% lo evaluado en 2016; dichas reservas se integraron por 35.2% de reservas probadas, 29.1% de reservas probables y 35.7% de reservas posibles (véase Figura 2.2).

²⁷ Suma de las reservas probadas, probables y posibles de hidrocarburos.

FIGURA 2. 2 RESERVAS TOTALES DE ACEITE EN MÉXICO AL 1º DE ENERO DE 2017

(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por SENER con información de la CNH.

De acuerdo a su clasificación por densidad²⁸ (véase Tabla 2.12):

- Reservas Probadas 1P: el aceite pesado contribuyó con 58.8 %, aceite mediano 15.6 %, aceite ligero con 14.8 %, aceite súper- ligero 6.1 %, extra-pesado con 3.1 % y la Ronda 1 con 1.6 %.
- Reservas 2P (Probadas+Probables): se conformaron por 53.2 % de aceite pesado, 21.3 % de aceite mediano, 14.5 % de aceite ligero, 5.3 % de aceite super-ligero, 3.7 % de extra-pesado y 2.0 % de la Ronda 1.
- Reservas 3P (Probadas+Probables+Posibles): corresponde 46.8 % al aceite pesado, 21.5 % al aceite mediano, 14.0 % de ligero, 8.4 % de súper-ligero, 7.2 % de extra-pesado y 2.1 % de la Ronda 1.

²⁸ No se cuenta con la clasificación por tipo de aceite para reservas reportadas en campos licitados hasta contar con la clasificación del operador

TABLA 2. 12 COMPOSICIÓN DE LAS RESERVAS REMANENTES DE ACEITE POR TIPO, 2012 - 2017
(Millones de barriles)

Reserva	Tipo	Datos anuales						TMCA 2012-2017	Variación (%) 2016/2015
		2012	2013	2014	2015	2016	2017		
1P	Extra-pesado	222.1	228.7	262.5	318.5	772.0	217.7	-0.4	-31.6
	Ligero	2,004.9	2,008.0	1,932.1	2,025.6	1,559.3	1,043.7	-12.2	-48.5
	Mediano	1,574.0	1,600.0	1,586.2	1,571.6	1,241.5	1,098.2	-6.9	-30.1
	Pesado	5,398.0	5,425.2	5,275.9	5,156.0	3,612.1	4,135.5	-5.2	-19.8
	Súper-ligero	826.1	811.3	755.4	639.2	455.8	428.5	-12.3	-33.0
	Ronda 1*	NA*	NA*	NA*	NA*	NA*	113.5	NA*	NA*
	Total	10,025	10,073	9,812	9,711	7,641	7,037	-6.8	-27.5
2P	Extra-pesado	542.0	607.0	625.0	623.4	1,482.3	473.4	-2.7	-24.1
	Ligero	4,459.5	4,605.7	4,350.9	4,136.6	2,682.4	1,862.8	-16.0	-55.0
	Mediano	3,444.1	3,585.5	3,438.1	3,242.7	2,949.8	2,732.8	-4.5	-15.7
	Pesado	8,619.9	8,307.1	7,796.1	7,340.9	4,375.1	6,834.9	-4.5	-6.9
	Súper-ligero	1,507.7	1,424.9	1,402.2	1,131.8	705.5	684.5	-14.6	-39.5
	Ronda 1*	NA*	NA*	NA*	NA*	NA*	261.1	NA*	NA*
	Total	18,573	18,530	17,612	16,475	13,273	12,850	-7.1	-22.0
3P	Extra-pesado	1,674.0	1,667.1	1,773.3	1,757.9	2,767.6	1,432.3	-3.1	-18.5
	Ligero	8,258.9	8,276.7	7,562.1	6,584.3	3,801.0	2,800.8	-19.4	-57.5
	Mediano	6,406.0	6,875.5	6,261.7	5,428.4	4,363.1	4,290.8	-7.7	-21.0
	Pesado	11,589.2	11,194.1	10,884.0	9,972.6	5,261.7	9,351.2	-4.2	-6.2
	Súper-ligero	2,684.5	2,803.2	2,846.7	2,081.8	1,316.7	1,669.0	-9.1	-19.8
	Ronda 1*	NA*	NA*	NA*	NA*	NA*	426.2	NA*	NA*
	Total	30,613	30,817	29,328	25,825	19,455	19,970	-8.2	-22.7

* NA: No aplica

Fuente: Elaborado por SENER con información de la CNH.

De acuerdo con su clasificación por ubicación:

- Reservas Probadas: el 75.6 % se ubica en aguas someras y 24.4 % en terrestres
- Reservas Probables: la mayor concentración se tiene en aguas someras con el 67.1 % y 32.9 % en terrestres.
- Reservas Posibles: se registra 58.6 % en aguas someras, 40.9 % en terrestres y 0.5 % en aguas profundas.

Por ubicación, la mayor participación se centra en las reservas de aguas someras (véase Tabla 2.13).

TABLA 2. 13 RESERVAS DE ACEITE POR UBICACIÓN, 2016 - 2017
(Millones de barriles)

Ubicación	Posibles		Probables		Probadas		Total	
	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017
Aguas Profundas	258.1	32.6	0.0	0.0	0.0	0.0	258.1	32.6
Aguas Someras	3,864.0	4,176.1	3,410.2	3,899.3	5,695.8	5,322.9	12,970.0	13,398.3
Terrestres	2,060.0	2,912.0	2,222.1	1,913.2	1,944.9	1,714.2	6,227.0	6,539.4
Total	6,182.1	7,120.8	5,632.3	5,812.5	7,640.7	7,037.0	19,455.1	19,970.3

Fuente: Elaborado por SENER con información de la CNH.

2.2.2 Exploración y Producción

En marzo de 2017, la SENER publicó la Nueva Estrategia del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019 en la que, abre todas las áreas para nominación en aguas profundas, aguas someras, terrestres no convencionales y terrestres convencionales.

La Nueva Estrategia del Plan Quinquenal brindará las condiciones necesarias para que México aproveche plenamente 579 áreas contractuales las cuales suman una superficie de 239,007.3 km², de esta manera se busca revertir el declive de la producción nacional y a la vez incrementar la tasa de sustitución de reservas.²⁹

2.2.2.1 Rondas

Ronda Cero³⁰

Proceso de adjudicación de áreas contractuales llevado a cabo por la SENER, con asistencia técnica de la CNH el cual consistió en la adjudicación de asignaciones a Pemex, con el objetivo de fortalecer a esta Empresa Productiva del Estado. Al 13 de agosto de 2017, PEMEX cuenta con un total de 462 Asignaciones, de las cuales 119 poseen derechos para la exploración y extracción, 271 de extracción, y 72 que corresponden a campos de producción asignados hasta que el Estado las licite.

Ronda Uno³¹

La Ronda Uno incluyó 54 áreas contractuales para exploración y extracción de hidrocarburos, que abarcan una superficie superior a los 29 mil km², las cuales se adjudicaron tal como se describe en la Tabla 2.14.

TABLA 2. 14 ÁREAS CONTRACTUALES, RONDA UNO

²⁹ Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, Nueva Estrategia.

³⁰ https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/200397/Plan_Quinquenal_2017_vf_140320173.pdf

³¹ https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/261225/Programa_Quinquenal_sep_2017.pdf

Licitación y Fecha de Publicación	Áreas Contractuales Licitadas	Superficie Total de los Bloques Licitados (km2)	Empresas Ganadoras (Algunas bajo consorcio)
Primera Convocatoria Diciembre de 2014	14 áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras bajo la modalidad de producción compartida.	4222	3
Segunda Convocatoria Febrero de 2015	5 áreas contractuales para la adjudicación de contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en nueve campos agrupados en aguas someras.	280	5
Tercera Convocatoria Mayo de 2015	25 áreas contractuales para la extracción de hidrocarburos en zonas terrestres.	777	22
Cuarta Convocatoria Diciembre 2015	10 áreas con un contrato de licencia en aguas profundas y ultra profundas.	23835	13

Fuente: Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019.

Ronda Dos³²

La Ronda Dos, consideró descubrimientos que permitan incrementar el nivel de reservas probadas y probables, actualmente se han llevado a cabo tres licitaciones desglosadas en la Tabla 2.15.

TABLA 2. 15 ÁREAS CONTRACTUALES, RONDA DOS

Licitación y Fecha de Publicación	Áreas Contractuales Licitadas	Superficie Total de los Bloques Licitados (km2)	Empresas Ganadoras (Algunas bajo consorcio)
Primera Convocatoria Julio de 2016	15 áreas contractuales en modalidad de producción compartida	8900	12
Segunda Convocatoria Agosto de 2016	10 áreas contractuales para exploración terrestre con capacidad de producción probada	4221	4
Tercera Convocatoria Noviembre de 2016	14 contractuales bajo la modalidad de contrato de licencia.	2595	11

Fuente: Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019.

El 19 de julio de 2017, se presentó la cuarta Convocatoria de la Ronda Dos para la licitación de áreas en aguas profundas, la cual incluirá 29 áreas contractuales a ser licitadas bajo la modalidad de licencia, las cuales abarcan una superficie total de 66,466 km².

Ronda Tres³³

El 29 de septiembre de 2017, se publicó la primera Convocatoria de la Ronda Tres. Se encuentra conformada por 35 áreas de exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras bajo la modalidad de producción compartida. Dichas áreas abarcan una superficie total de 26,265 km², divididas en tres sectores: Burgos, Tampico- Misantla-Veracruz y Cuencas del Sureste. Cuentan con aproximadamente 1,988 mmbpce de recursos prospectivos, así como un volumen remanente de 290 mmbpce.

³² https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/261225/Programa_Quinquenal_sep_2017.pdf

³³ https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/261225/Programa_Quinquenal_sep_2017.pdf

2.2.2.2 Asociaciones Estratégicas de Petróleos Mexicanos: Farmouts³⁴

El proceso de licitación para la selección de socios para la exploración y extracción de hidrocarburos fortalece la estrategia de PEMEX de incrementar la disponibilidad de recursos para aumentar la producción y acelerar su recuperación financiera³⁵. Las asociaciones de esta Empresa Productiva del Estado en Farmouts se muestran en la Figura 2.3.

FIGURA 2. 3 ASOCIACIONES DE PEMEX EN FARMOUTS



Fuente: Elaborado por SENER con información de la CNH.

2.2.3 Actividad Exploratoria de Hidrocarburos

En 2016, se terminaron 149 pozos, de los cuales 21 fueron de exploración y 128 en desarrollo. Respecto al 2015 la perforación de pozos se redujo 52.2%, lo cual se debió a una menor programación de pozos de desarrollo, y a un cambio en la estrategia exploratoria que derivó en la reducción de la actividad de perforación en los Activos. Sin embargo, el éxito alcanzado en la terminación de pozos de exploración fue de 30.0% y 90.0% en pozos productivos (véase Tabla 2.16).

En 2016, el total de campos productores fue de 404, significando una disminución de 6.9% respecto a 2015. De este total, 53.9% correspondieron a petróleo y gas asociado, y 46.1% a campos de gas no asociado.

³⁴ <http://rondasmexico.gob.mx/>

³⁵ http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2017-021-nacional.aspx

TABLA 2. 16 PERFORACIÓN DE POZOS Y EXPLOTACIÓN DE CAMPOS, 2006-2016

Concepto	Datos anuales										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Pozos perforados^a	672	615	822	1,490	994	1,000	1,290	705	538	278	126
Pozos terminados	656	659	729	1,150	1,303	1,034	1,238	823	535	312	149
<u>Pozos exploratorios</u>	69	49	65	75	39	33	37	38	24	26	21
Productivos	32	26	27	29	23	16	21	23	8	13	6
% éxito	50.0	50.0	40.0	40.0	60.0	50.0	60.0	60.0	30.0	50.0	30.0
<u>Pozos de desarrollo</u>	587	610	664	1,075	1,264	1,001	1,201	785	511	286	128
Productivos	541	569	612	1,014	1,200	955	1,159	747	484	266	110
% éxito ^b	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	10.0	10.0	10.0	90.0	90.0	90.0
Equipos perforación^c	105	119	147	176	130	128	136	139	106	67	27
<u>Equipos exploratorios</u>	25	23	34	26	19	17	17	21	14	12	8
Terrestres	16	14	21	18	13	12	12	13	4	1	1
Marinos	9	9	13	8	6	5	5	8	10	11	7
<u>Equipos de desarrollo</u>	79	96	113	150	111	111	119	118	92	55	19
Terrestres	57	68	86	128	89	91	96	68	51	32	8
Marinos	22	28	27	22	22	20	23	50	41	23	11
Campos descubiertos^d	21	20	19	25	18	12	15	13	7	6	5
Aceite	6	8	9	15	8	7	6	5	4	6	5
Gas	15	12	10	10	10	5	9	8	3	0	0
Pozos operando	5,998	5,942	6,247	6,814	7,414	8,271	9,476	9,379	9,077	8,826	8,871
<u>Productores de crudo y gas asociado</u>	3,126	2,884	3,127	3,713	4,406	5,193	6,188	6,164	5,598	5,374	5,445
Terrestres	2,716	2,459	2,681	3,263	3,942	4,694	5,655	5,613	5,038	4,840	4,936
Marinos	410	425	446	450	464	499	533	551	560	534	509
<u>Productores de gas no asociado</u>	2,872	3,058	3,120	3,101	3,008	3,078	3,288	3,215	3,479	3,452	3,426
Terrestres	2,872	3,058	3,120	3,101	3,008	3,078	3,288	3,215	3,479	3,452	3,426
Marinos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Campos productores	364	352	345	394	405	416	449	454	448	434	404
<u>Productores de crudo y gas asociado</u>	214	200	191	220	235	251	266	272	262	253	218
Terrestres	184	170	161	187	201	215	228	230	220	212	177
Marinos	30	30	30	33	34	36	38	42	42	41	41
<u>Productores de gas no asociado</u>	150	152	154	174	170	165	183	182	186	181	186
Terrestres	150	152	154	174	170	165	183	182	186	181	186
Marinos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

a. Pozos perforados hasta el objetivo.

b. Excluye pozos inyectores.

c. Número de equipos promedio.

e. Incluye únicamente campos con reservas probadas. En 2007, fueron excluidos campos Kibo-1 y Lalail-1, que aunque resultaron productores, no incorporan reservas probadas.

Fuente: Elaborado por SENER con información de la CNH.

2.2.4 Sistema Nacional de Refinación

Antes de la Reforma, los organismos subsidiarios PEMEX-Refinación, PEMEX-Gas y Petroquímica Básica y PEMEX-Petroquímica eran las encargadas de realizar las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos y petrolíferos. Es a partir de la Declaratoria de entrada en vigor del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Transformación Industrial³⁶ (PEMEX TRI), quien se encargaría de realizar estas actividades.

De acuerdo a lo anterior, PEMEX TRI puede realizar las operaciones relacionadas directa o indirectamente con su objeto, pudiendo celebrar con personas físicas o morales, nacionales o extranjeras, toda clase de actos, convenios, contratos, de acuerdo a la reglamentación vigente aplicable a cada actividad.

2.2.5 Capacidad de Refinación

Para poder obtener productos de consumo final, el petróleo crudo debe someterse a diferentes procesos físicos y químicos de refinación. En México las seis refinerías que forma parte del SNR cuentan con procesos primarios³⁷ de destilación atmosférica, destilación al vacío, procesos secundarios de desintegración catalítica y térmica, reducción de viscosidad, reformación de naftas, hidrodesulfuración, alquilación e isomerización y tres de ellas (Cadereyta, Madero y Minatitlán) con proceso de coquización.

En 2016, PEMEX TRI, tuvo una capacidad de refinación de³⁸:

- 1,602.0 mbd de destilación atmosférica de crudo
- 1,230.0 mbd de hidrodesulfuración
- 768 mbd de destilación al vacío
- 423 mbd desintegración catalítica
- 279 mbd de reformación de naftas
- 156 mbd de coquización
- 154 mbd de alquilación e isomerización
- 91 mbd de reducción de viscosidad

2.2.6 Proceso de Petróleo en el SNR

En 2016, el SNR procesó un total de 933.1 mbd de petróleo crudo, volumen menor en un 12.3 % con relación al 2015, derivado de mantenimientos programados de plantas, ejecución de trabajos de mantenimiento y rehabilitación no previstos relacionados a la calidad del crudo recibido de las áreas productivas, así como al menor proceso programado derivado de la optimización del SNR (véase Tabla 2.17).

³⁶ El 6 de octubre de 2015 se publica en el Diario Oficial de la Federación la Declaratoria de entrada en vigor del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Transformación Industrial, que emite el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

³⁷ Es la primera etapa de procesamiento de petróleo crudo, en la cual se obtienen productos primarios como son la gasolina, querosenos, turbosina, diésel, gasóleos y residuos pesados.

³⁸ <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico-2016.pdf>

Durante 2016 el SNR procesó 57.1 % de petróleo crudo ligero y 42.8 % de pesado. El 63.3% del proceso de crudo pesado se centró en las refinerías de Cadereyta, Madero y Minatitlán, debido a que son las instalaciones que cuentan con procesos de conversión de residuales; en tanto que en Salamanca, Tula y Salina Cruz se realizó el mayor volumen de proceso de crudo ligero.

Durante el 2017 Petróleos Mexicanos comenzó la inversión en el desarrollo de diversas acciones para mejorar la eficiencia operativa del Sistema Nacional de Refinación:

- Se inauguró el Centro de Formación Tula en la Refinería Miguel Hidalgo, para fortalecer su capital humano a fin de garantizar los más altos estándares de calidad operativa, seguridad y protección medioambiental, donde se capacitará a los trabajadores petroleros.
- Se instaló, en la refinería Miguel Hidalgo de Tula, la torre fraccionadora de la planta de coque, para incrementar la producción de gasolinas, diésel y turbosina. La modernización de la refinería de Tula permitirá aumentar el rendimiento en más de 40 por ciento, se convertirán 74 Mbd de combustóleo pesado en 48 Mbd de gasolina UBA (ultra bajo azufre), 44 Mbd de diesel UBA y 5 Mbd de turbosina. Adicionalmente se generarán 3 mil toneladas diarias de coque del petróleo que podrán emplearse en los hornos cementeros de la región.

TABLA 2. 17 PROCESO DE CRUDO POR REFINERÍA, 2015 - 2016

(Miles de barriles diarios)

Proceso de Petróleo Crudo por Refinería						
Refinería	Pesado		Ligero		Reconstituido*	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016
Total	482.3	399.4	581.2	532.8	1.0	0.9
Cadereyta	87.4	69.3	71.2	52.8	0.0	0.0
Madero	122.0	85.2	7.4	2.1	0.0	0.0
Minatitlán	115.3	98.4	36.4	14.1	0.0	0.0
Salamanca	24.9	31.5	123.1	138.5	0.9	0.9
Salina Cruz	80.3	70.4	159.4	168.3	0.0	0.0
Tula	52.4	44.5	183.7	157.1	0.0	0.0

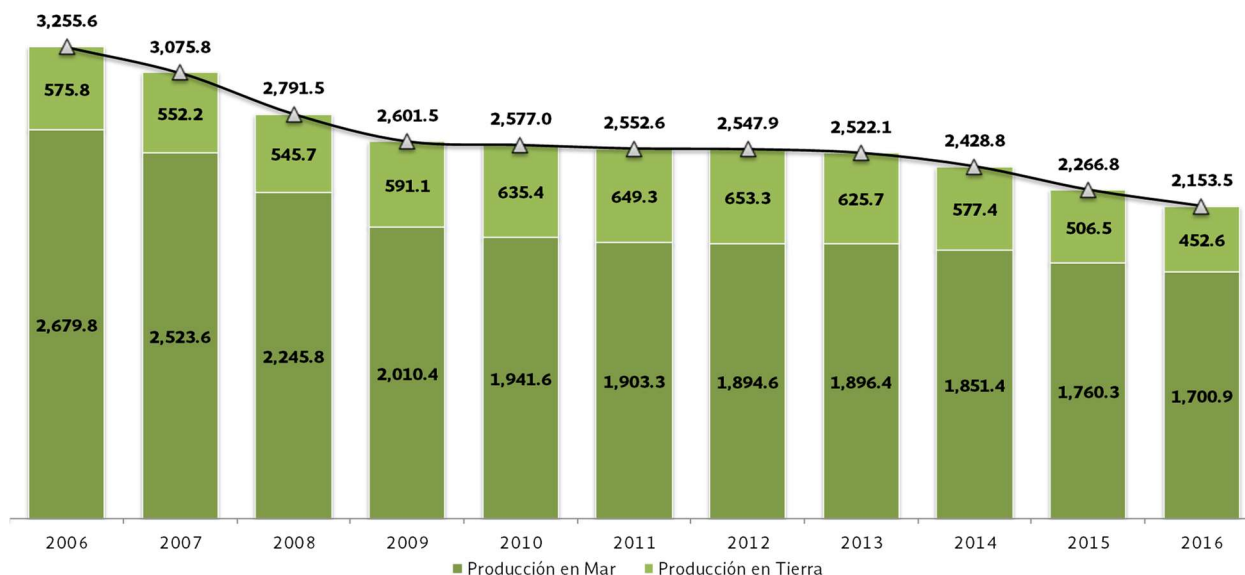
*Incluye crudo despuntado, pentanos, nafta ligera de Cangrejera, nafta ligera de Cactus, gasolina de Poza Rica y Madero.

Fuente: PEMEX, Base de Datos Institucional.

2.2.7 Producción de Petróleo

En 2016, la producción nacional de petróleo se ubicó en 2,153.5 mbd, 5.0 % menor al año anterior equivalente a 113.3 mbd. De acuerdo con su clasificación por ubicación, el 79.0 % de petróleo crudo se produce en campos marinos y el 21.0 % en campos terrestres, (véase Figura 2.4)

FIGURA 2. 4 PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO POR UBICACIÓN, 2006 -2016
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por SENER con información de la CNH.

2.2.8 Producción de Petrolíferos

En 2016 la producción de petrolíferos en el SNR fue de 803.9 miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente (mbdpce)³⁹, 13.7% menor en comparación con 2015 (véase Figura 2.5). Esta disminución se debió principalmente al 12.3%⁴⁰ menos de crudo procesado, resultado de una disminución del 4.8 %⁴¹ en el volumen de petróleo crudo abastecido por los campos productores y a problemas operativos en plantas en el SNR por la calidad del crudo recibido de las áreas productivas.

De la producción total de petrolíferos:

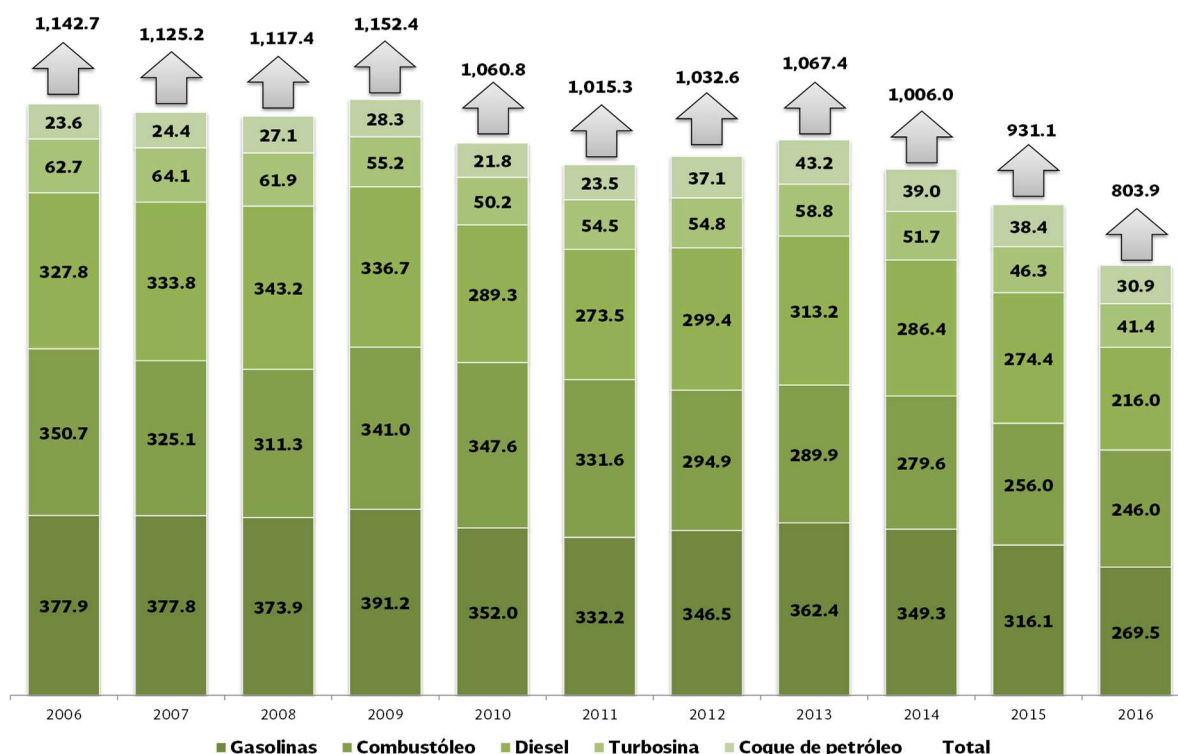
- 33.5 % se centró en la obtención de gasolinas
- 26.9 % en diésel
- 30.6 % en combustóleo
- 5.2 % en turbosina
- 3.8 % en coque de petróleo

³⁹ Debido a que la unidad de medida de algunos petrolíferos es diferente, mbd y mta, se expresa en mbdpce (energía) para hacerlos comparables y evitar las unidades de volumen.

⁴⁰ Calculado con información del SIE.

⁴¹ Calculado con información del SIE.

FIGURA 2. 5 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS EN EL SNR, 2006 -2016
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

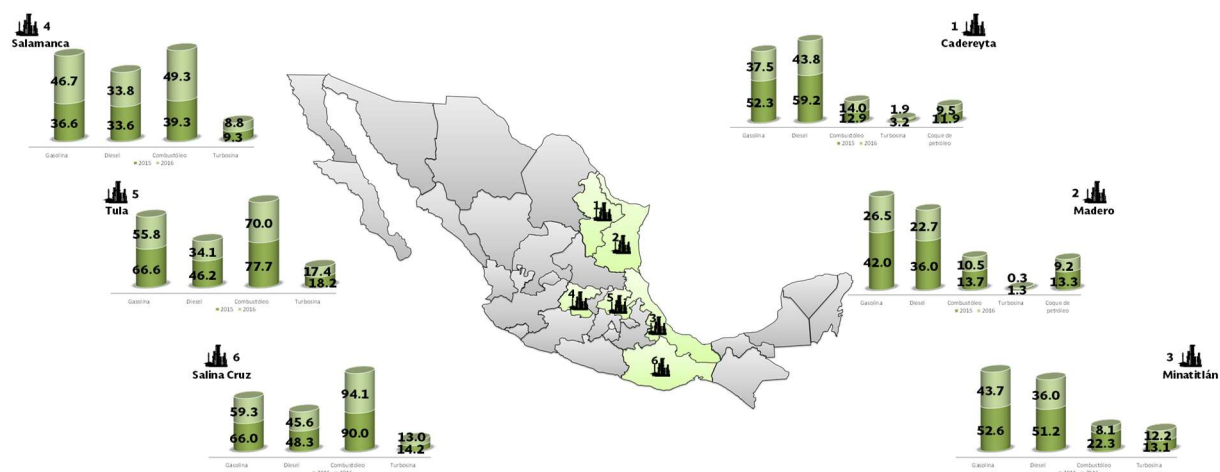
Durante 2016 se produjeron 269.5 mbdpce de gasolinas, 14.7 % menos comparado con 2015. El 60.0 % de este combustible se obtuvo de las refinerías de Tula, Salina Cruz y Salamanca. Vale la pena mencionar que la refinería de Salamanca fue el único centro de trabajo en aumentar la producción de gasolinas, en un 27.7% respecto a 2015 (véase Figura 2.6).

La producción de destilados intermedios fue de 216 mbdpce para diésel y 41.4 mbdpce de turbosina, presentando una reducción con relación a 2015 de 21.3 % y 10.5 %, respectivamente.

Las refinerías de Cadereyta, Minatitlán y Salina Cruz concentraron el 58.1 % de la producción de diésel, mientras que la mayor producción de turbosina se registró en Tula, Salina Cruz y Salamanca al producir el 94.6 % de este petrolífero.

En cuanto a la producción de combustibles residuales, el combustóleo decreció en 3.9 % en 2016, para ubicarse en 246.0 mbdpce. Las refinerías de mayor producción fueron aquellas que no cuentan con equipos de alta conversión de residuales, como lo es Tula, Salamanca y Salina Cruz. El coque de petróleo tuvo una producción de 30.9 mbdpce, lo cual significó una reducción de 19.4 % respecto al 2015.

FIGURA 2. 6 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS POR REFINERÍA, 2015 -2016
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)



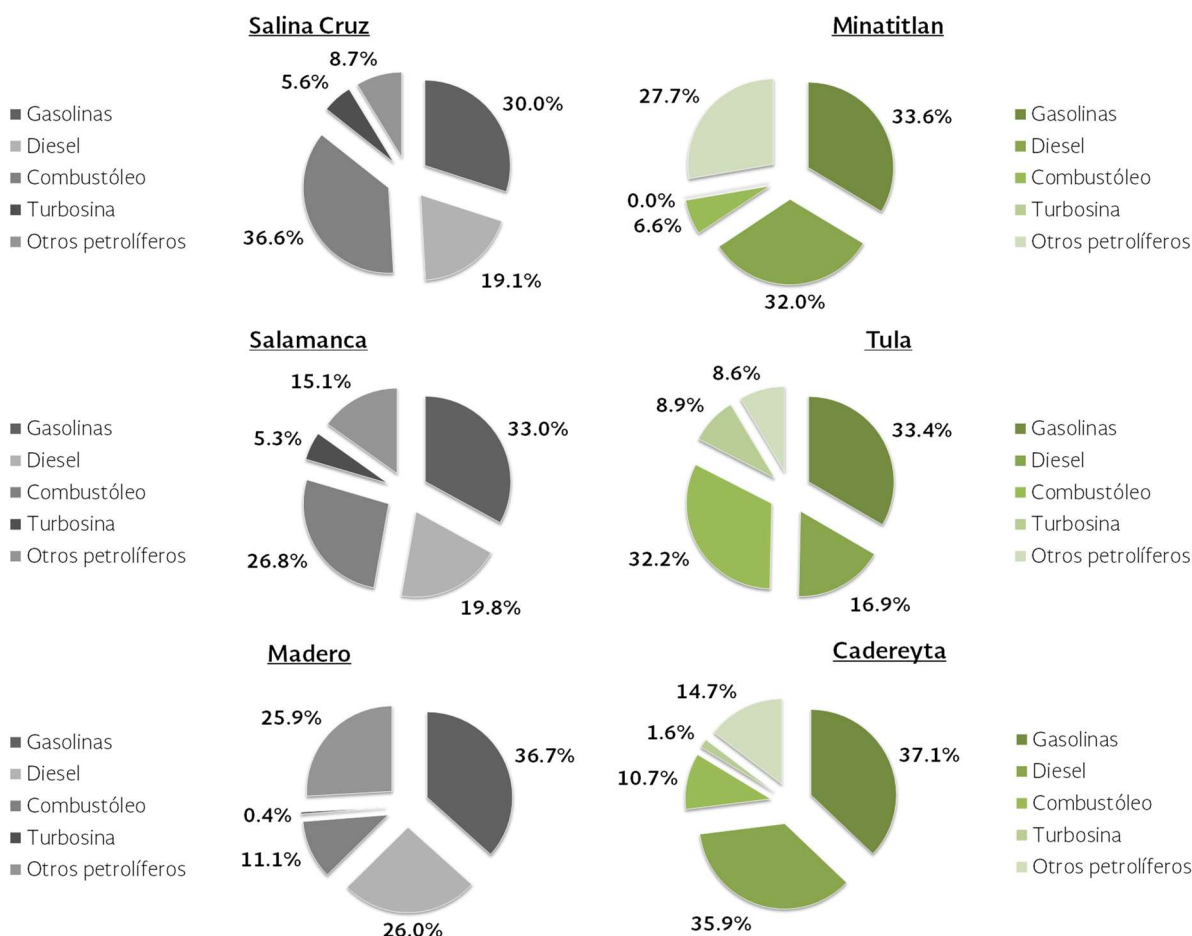
Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

2.2.8.1 Rendimientos de Producción

Los rendimientos obtenidos del crudo dependen de su calidad al igual que de la estructura y características de la refinería donde se procese. Aquellas refinerías que cuentan con procesos de conversión profunda procesan un mayor volumen de crudos pesados y presentan un mayor rendimiento de destilados ligeros e intermedios. Las refinerías que no cuentan con procesos de alta conversión requieren una mayor proporción de crudo ligero para obtener altos porcentajes de rendimientos de destilados ligeros e intermedios.

Durante 2016, las refinerías de Cadereyta, Madero y Minatitlán presentaron los mayores rendimientos de gasolinas y diésel, ya que tienen proceso de coquización. Las refinerías que procesaron el mayor volumen de crudo ligero fueron las de Tula, Salina Cruz y Salamanca, (véase Figura 2.7).

FIGURA 2. 7 RENDIMIENTOS DEL CRUDO EN LA PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS, 2016
(Distribución porcentual)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX.

2.2.8.2 Estaciones de Servicio

Desde el 1 de enero de 2016, los particulares de gasolineras y operadores de carro tanques que transportan gasolina y diésel a estaciones de servicio, deberán contar con el permiso de la CRE para realizar sus operaciones. En octubre de 2016, la CRE estableció que los nuevos contratos de comercialización y venta de primera mano (VPM), no podrán estar condicionados a la suscripción o terminación de contratos de franquicia, contratación o adquisición exclusiva de servicios o productos Pemex, ni a restricciones o condiciones en la estructura accionaria de los clientes. De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, se previó que los contratos de suministro terminaran el 31 de diciembre de 2016, y en su caso, se realizarán nuevos a partir de enero de 2017, los cuales reflejarán la desagregación de los servicios.

Hasta el 30 de septiembre del 2017, México cuenta con 11,729 estaciones de servicio administradas bajo distintas razones sociales y esquemas de franquicias.

A diciembre de 2017:

- Se cuenta con la participación de más de 30 nuevas franquicias de comercializadores en el mercado en materia de abastecimiento de petrolíferos.

- La CRE, ha otorgado un total de 14,336 permisos, los cuales conforme a las actividades permisionadas de petróleo, petrolíferos y petroquímicos, se integran de 1,744 de transporte, 154 de almacenamiento, 276 de distribución y 12,162 de expendio al público.

Con el antiguo modelo de mercado monopólico, la importación de gasolinas, diésel, turbosina y combustóleo era una de las actividades cadena de valor de petrolíferos que se encontraba reservada únicamente para el Estado con fines de comercialización, limitando la participación privada. A partir del 1 de abril de 2016, se otorgaron permisos de importación de los combustibles mencionados por la Secretaría de Energía, de conformidad con la Ley de Hidrocarburos, en términos de la Ley de Comercio Exterior, con el apoyo de la Secretaría de Economía, así como de la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Al 20 de diciembre de 2017, se encuentran vigentes un total de 870 permisos de importación de petrolíferos, de los cuales 409 corresponden a diésel, 271 a gasolinas y 79 de turbosina.

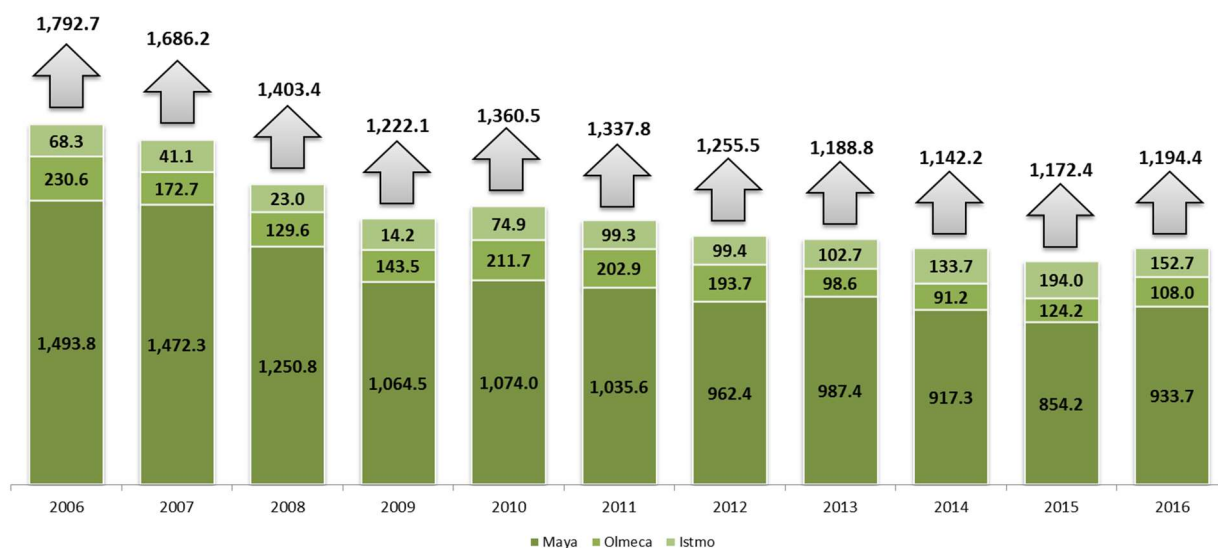
2.3 Comercio

En 2016, aumentó 1.9% el volumen de crudo enviado a las terminales de exportación, comportamiento atribuible al incremento de 9.3% en las exportaciones de crudo pesado, lo que se asocia a la disminución de petróleo crudo procesado en el SNR derivado de mantenimientos programados de plantas, ejecución de trabajos de mantenimiento y rehabilitación no previstos relacionados a la calidad del crudo recibido de las áreas productivas, así como al menor proceso programado derivado de la optimización del SNR.

Este incremento contrarrestó la disminución del crudo ligero y superligero destinado a terminales de exportación, el cual fue de 152.7 mbd y 108 mbd en 2015, 13.1% y 21.3% respectivamente menor a la exportación diaria promedio de 2015; (véase Figura 2.8).

FIGURA 2. 8 MEZCLA DE CRUDOS A TERMINALES DE EXPORTACIÓN, 2006 - 2016

(Miles de barriles diarios)



*Incluye petróleo pesado Altamira.

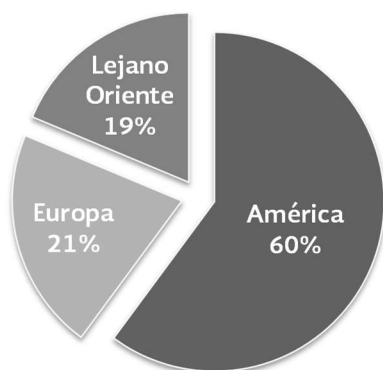
Fuente: Elaborado por SENER con información proporcionada por la CNH.

En 2016, el 50% de las exportaciones de petróleo mexicano se orientaron al mercado de Estados Unidos, 10 % menos comparado con 2015. Un factor que ha contribuido a esta reducción se debe a una mayor actividad en la extracción de crudo no convencional por parte de Estados Unidos, como resultado de los descubrimientos de lutitas gasíferas y avances en la tecnología que han hecho de la extracción de petróleo de lutitas gasíferas comercialmente viable. Otros mercados de exportación fueron Europa con 23 % y Lejano Oriente con 27%, (véase Figura 2.9).

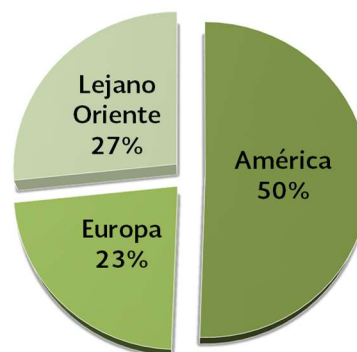
FIGURA 2. 9 DESTINO DE LAS EXPORTACIONES DE CRUDO POR PAÍS, 2015 Y 2016

(Miles de barriles diarios)

Volumen de Exportación 2015;
1,172.4 mbd



Volumen de Exportación 2016;
1,194.4 mbd



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

En 2016, las importaciones de los productos petrolíferos fueron de 716.7 mbdpce, lo que significa un aumento del 23.9 % en comparación con 2015; principalmente como consecuencia de la baja producción en las refinerías del SNR, las cuales trabajan por debajo de su capacidad, derivando en un menor volumen de petrolíferos para satisfacer el mercado interno, principalmente de gasolinas y diésel, (véase Tabla 2.18).

TABLA 2. 18 EVOLUCIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE PETROLÍFEROS, 2006-2016

(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

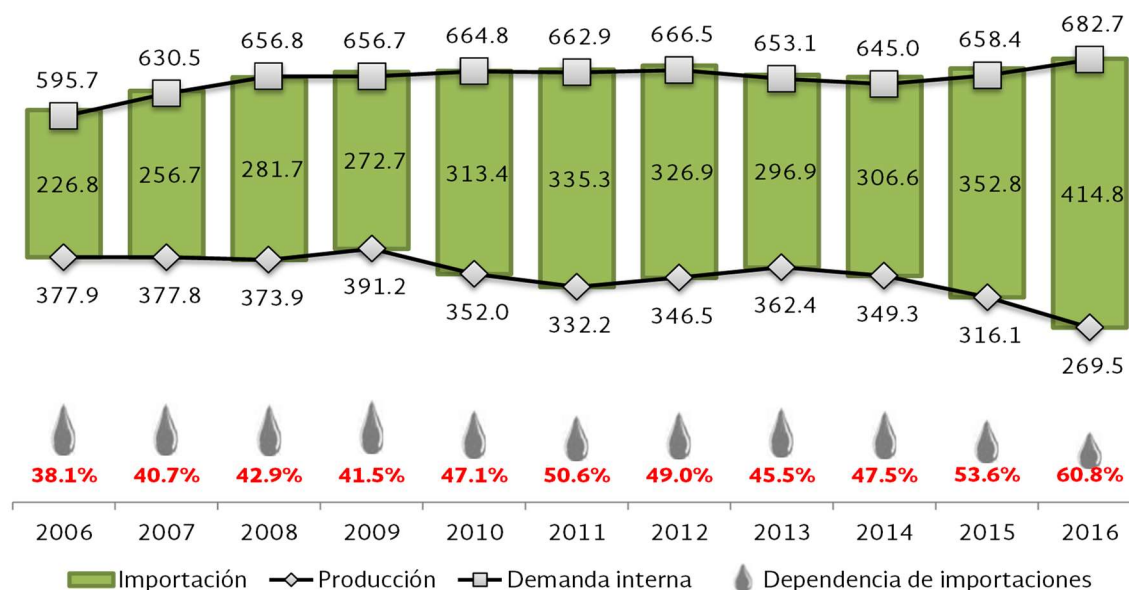
Combustible	Datos Anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Total	329.3	379.4	434.9	393.6	474.7	547.8	557.5	483.0	499.2	578.5	716.7	8.1
Combustóleo	15.4	18.3	35.5	42.3	11.9	27.0	48.1	33.8	14.0	18.3	33.0	7.9
Diesel	41.2	52.7	68.0	47.6	107.9	135.6	132.7	107.0	132.8	145.2	187.9	16.4
Gasolinas	226.8	256.7	281.7	272.7	313.4	335.3	326.9	296.9	306.6	352.8	414.8	6.2
Coque de petróleo	45.6	51.6	49.7	31.1	41.5	49.9	46.8	42.2	34.4	40.0	48.7	0.6
Turbosina	0.1	-	-	-	0.1	-	3.0	3.1	11.3	22.2	32.3	73.3

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

El nivel de importación de gasolinas en 2016 fue de 414.8 mbdpce, 17.6% mayor respecto al año anterior, resultado de la combinación de una menor producción (14.7%) y un aumento en el consumo (3.7%) de este petrolífero, (véase Figura 2.10).

FIGURA 2. 10 PRODUCCIÓN, DEMANDA E IMPORTACIÓN DE GASOLINAS, 2006-2016

(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

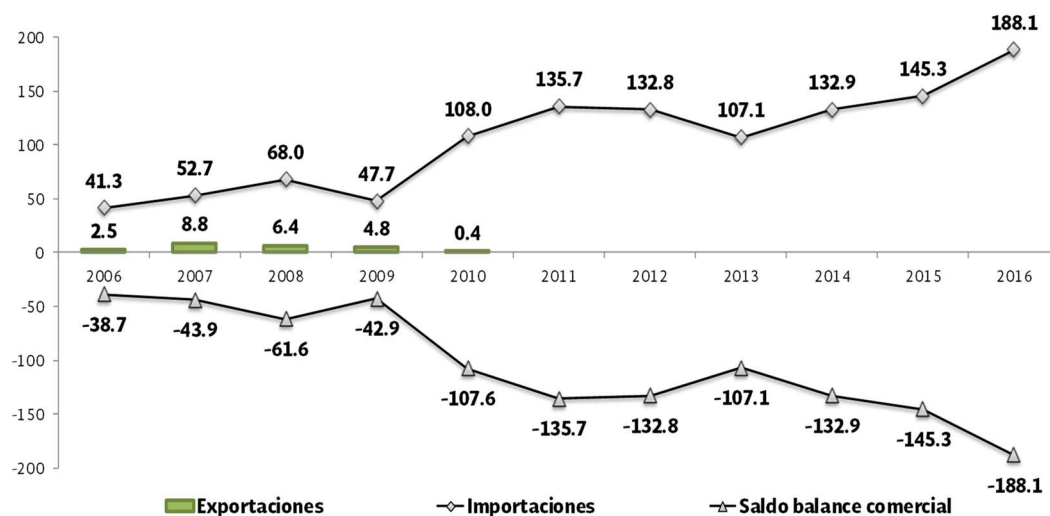


Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX.

En 2016, se registró el volumen más alto en la importación de diesel, al pasar de 145.3 mbd en 2015 a 188.1 mbd, representando un incremento del 29.4%. A partir de 2011 se deja de tener exportación de este petrolífero, teniendo un saldo negativo de la balanza comercial, (véase Figura 2.11).

FIGURA 2. 11 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE DIESEL, 2006-2016

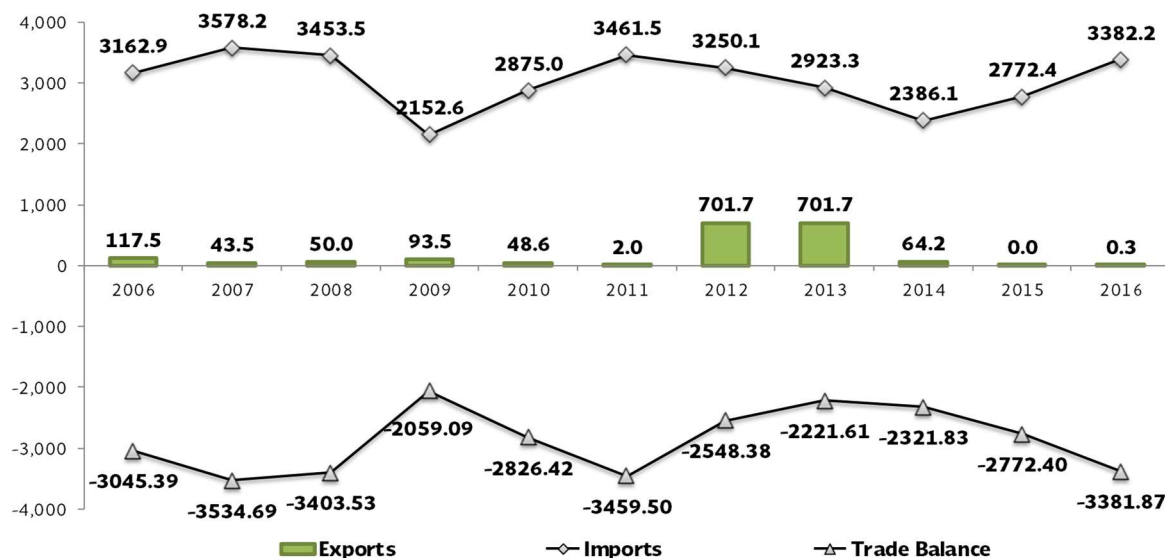
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX.

En 2016, el volumen de producción de coque de petróleo fue insuficiente para hacer frente a las necesidades de consumo interno, de ahí que las importaciones aumentaron 21.9% respecto a 2015; ubicándose en 3,382.1 mta, mostrando un saldo comercial negativo, (véase Figura 2.12)

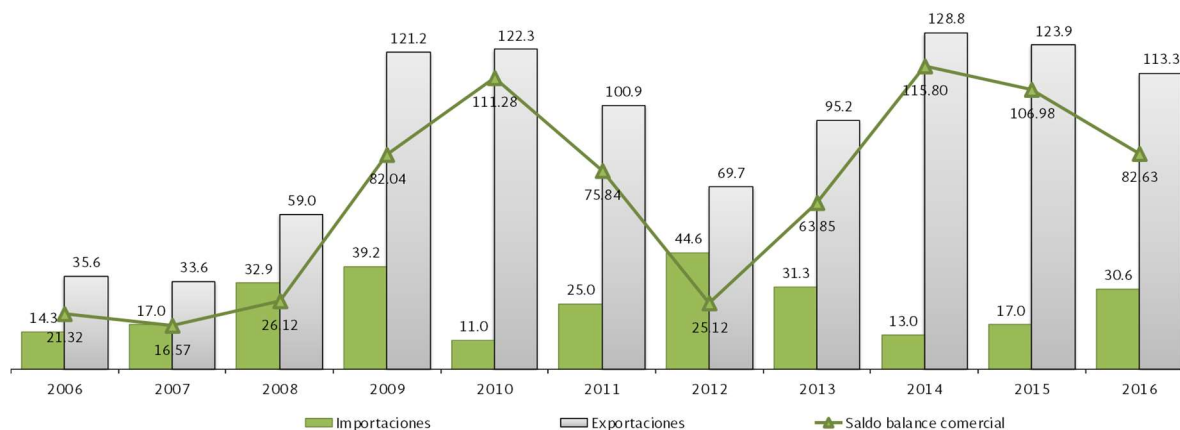
FIGURA 2. 12 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE COQUE DE PETRÓLEO, 2006-2016
(Miles de toneladas anuales)



Fuente: Elaborado por IMP, con información de Pemex, SE, SENER y empresas privadas.

El combustóleo fue el único combustible con participación en las exportaciones de petrolíferos en 2016, al registrar un promedio de 113.3 mbd, no obstante, mostró una reducción de 8.6 % respecto a 2015. La implementación de políticas destinadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la sustitución de combustóleo por gas natural, por parte de PEMEX y la CFE, hace que su uso se reduzca y se tengan inventarios de este combustible para poner en el mercado exterior. Por otro lado, las importaciones de combustóleo aumentaron de 80.6% al pasar de 17.0 mbd en 2015 a 30.6 mbd en 2016 (véase Figura 2.13).

FIGURA 2. 13 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE COMBUSTÓLEO, 2006-2016
(Miles de barriles diarios)

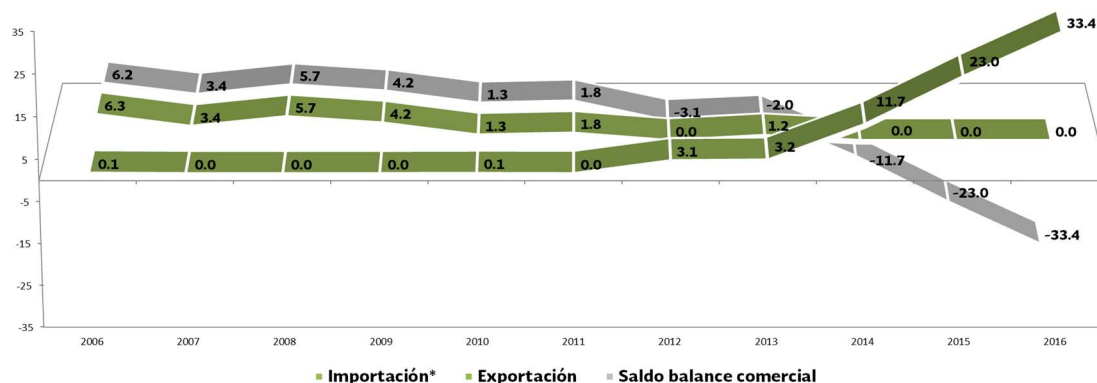


Fuente: Elaborado por IMP, con información de Pemex.

En 2016, el 43.8% de la demanda interna de turbosina fue abastecida mediante importaciones, las cuales registraron un volumen de 33.4 mbd. A partir de 2010 el consumo interno de turbosina rebaza la capacidad de producción, llevando a la necesidad de cubrir ese consumo mediante importaciones, (véase Figura 2.14).

FIGURA 2. 14 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE TURBOSINA, 2006-2016

(Miles de barriles diarios)



*Se incluye maquila.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

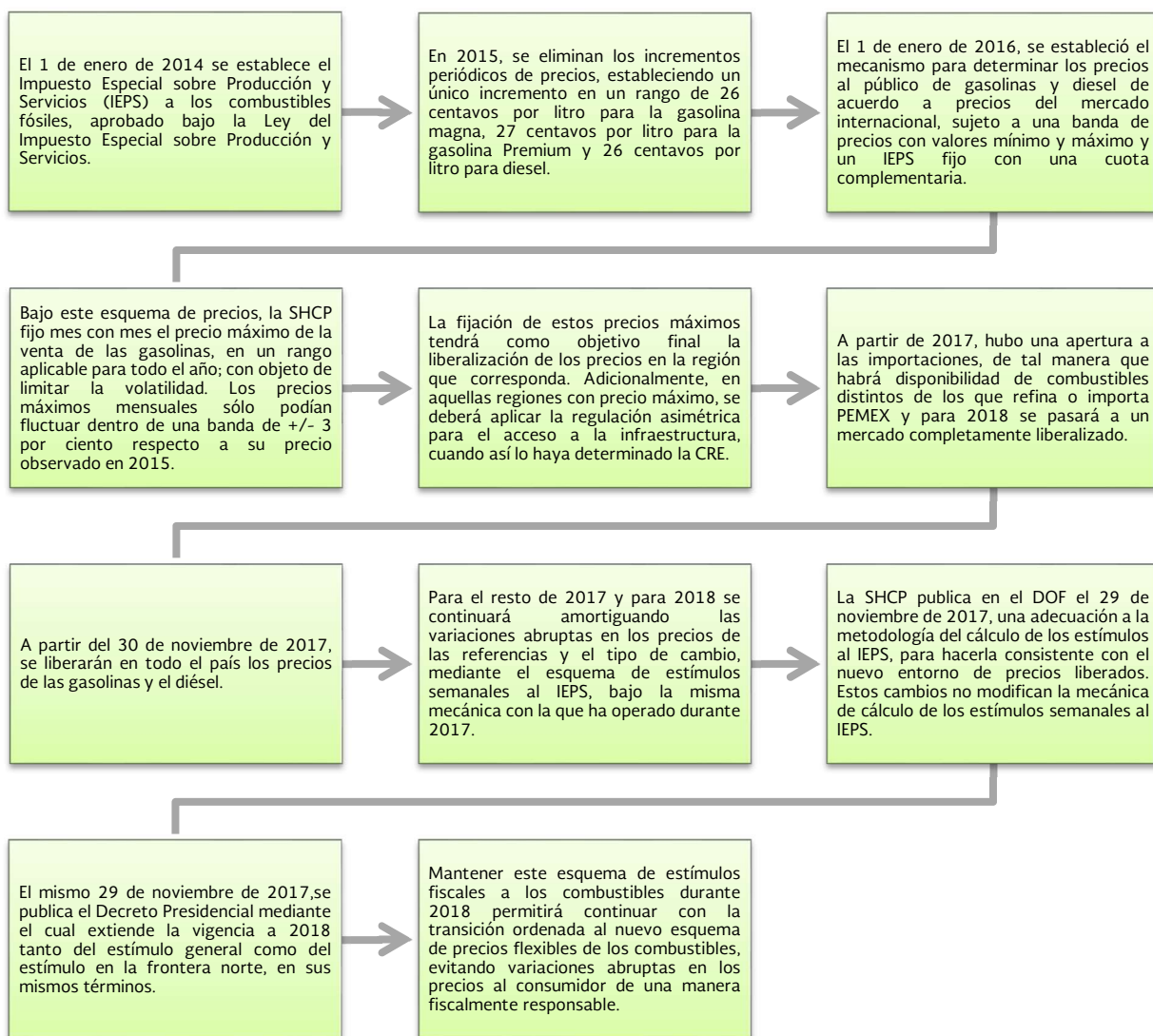
2.4. Precios

2.4.1 Nacional

El H. Congreso de la Unión aprobó el 26 de octubre de 2016 el paquete económico para el ejercicio fiscal 2017, el cual incluye la liberalización de precios de combustibles, así como los mecanismos para controlar escaladas injustificadas en los precios de los mismos dentro de la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio Fiscal de 2017 (LIF 2017).

La LIF 2017 estableció que la liberalización de precios de las gasolinas y el diésel se realizaría de forma gradual y ordenada, para lo cual la Comisión Reguladora de Energía (CRE) con la opinión de la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE), establecieron los criterios y el calendario de la liberalización por regiones para 2017, (véase Figura 2.15).

FIGURA 2. 15 LIBERACIÓN DE LOS PRECIOS DE LAS GASOLINAS Y DIESEL



Fuente: Elaborado por SENER con información de la SHCP.

2.4.2 Internacional

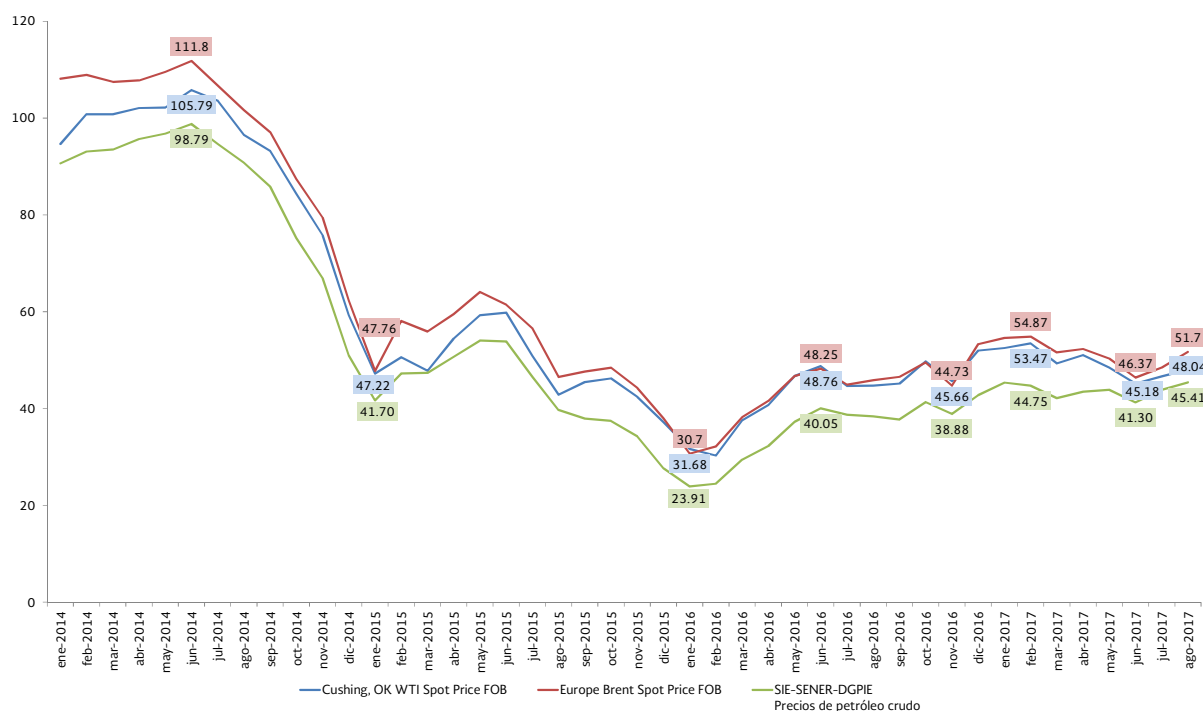
En 2014, se observó una importante disminución en el precio internacional del crudo. En el primer semestre, los precios del petróleo de Brent y de West Texas Intermediate (WTI) promediaron \$108.93 y \$101.05 dólares por barril (dpb) respectivamente. Mientras que el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) se ubicó en \$94.75 dpb, (véase Figura 2.16).

Una mayor demanda por parte de las economías emergentes, principalmente China, propició un alza en el precio del crudo y un incremento en la producción por parte de los oferentes de este energético, implicando un desbalance entre oferta y demanda en el mercado petrolero mundial y a la fuerte caída de los precios del petróleo.

Para el segundo semestre del 2014, se presentó una drástica caída de 44.2% en el precio internacional de referencia en la cotización del Brent al pasar de 111.8 dpb en junio de 2014 a 62.34 dpb en diciembre del mismo año; el WTI se cotizó 44.0% menos al pasar de 105.79 dpb a 59.29 dpb en el mismo. El precio de la MME se redujo 48.4% de junio (98.79 dpb) a diciembre (50.98 dpb) de 2014.

FIGURA 2. 16 PRECIOS INTERNACIONALES DE REFERENCIA

(Dólares por Barril)



Fuente: Elaborado por SENER con información del SIE, Cushing, OK WTI Spot Price FOB y Europe Brent Spot Price FOB

Los factores que destacan en la disminución de los precios de referencia del petróleo son los siguientes:

- Falta de acuerdos en la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para definir un nivel de extracción, al decidir mantener sus niveles de producción⁴², a pesar de la fuerte caída en los precios del crudo y del aumento significativo en los niveles de inventarios.
- Introducción de Estados Unidos como una potencia productora de crudo, en particular, su desarrollo de nuevas tecnologías con menores requerimientos de inversión y con horizontes de producción⁴³ más cortos.
- Las expectativas de incrementos adicionales en la oferta mundial de crudo provenientes de la reciente eliminación de sanciones económicas a Irán y, en menor medida,
- El constante deterioro de las perspectivas de crecimiento mundial y la debilidad de la actividad industrial a nivel global.

⁴² La Organización de Países Exportadores de Petróleo controla aproximadamente el 40% del mercado mundial.

⁴³ Banco de México, Compilación de Informes Trimestrales Correspondientes al Año 2015.

Durante 2015, los precios del petróleo continuaron descendiendo, como resultado de la sobreoferta de crudo a nivel mundial y de la débil recuperación de la demanda global de energéticos. El precio promedio del WTI y Brent fue de 48.69 dpb y 52.35 dpb, respectivamente, disminuyendo 47.8% y 47.1% con relación al precio promedio registrado en 2014. La disminución de la MME fue 49.8%, en el mismo periodo de comparación, para ubicarse en un precio promedio de 43.21 dpb.

Las presiones a la baja en los precios fueron, en gran medida, derivadas de los siguientes factores de oferta⁴⁴:

- Los indicadores de producción continuaron mostrando una sobre oferta, principalmente para los países miembros de la OPEP⁴⁵.
- Los inventarios de crudo y sus productos se mantuvieron en niveles históricamente altos⁴⁶.
- Debido a diversos intereses y estrategias de los países miembros de la OPEP⁴⁷, no logro llegar a un acuerdo sobre su límite de producción (el cual era de 30 Mbd).
- Durante noviembre se intensificaron los conflictos geopolíticos.

A partir del tercer trimestre de 2016, el precio del petróleo presento un aumento del 20% como resultado de la meta de producción acordada para el 2017 por los miembros de la OPEP y 11 países no miembros (Azerbaiyán, Bahréin, Brunéi, Guinea Ecuatorial, Kazajistán, Malasia, México, Omán, Sudán, Sudán del Sur y Rusia). La necesidad de restablecer el mercado petrolero incito a las naciones de la OPEP a recortar su producción en 1.2 mbd (se anunció en noviembre de 2016) y los países no miembros en 600 mbd, lo que gradualmente a restablecido los precios y elevado la confianza de los empresarios para invertir en el sector.

Del 3 de enero al 4 de julio de 2017, el Brent promedió \$52.75 dpb, el WTI lo hizo en \$50.0 dpb, lo cual representó un crecimiento de 26.1% para el Brent y 24.1% para el WTI con respecto al mismo periodo del año pasado.

⁴⁴ http://finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/work/models/Finanzas_Publicas/docs/congreso/infotrim/2015/ivt/01inf/itindc_201504.pdf

⁴⁵ De acuerdo al OPEC Monthly Oil Market Report–October 2017, en 2015 la OPEP produjo 31.7 millones de barriles diarios, alcanzando un nuevo máximo histórico.

⁴⁶ De acuerdo a los Informes sobre la Situación Económica, las Finanzas Públicas y la Deuda Pública de la SHCP, Cuarto Trimestre de 2015, los inventarios totales en Estados Unidos, excluyendo reservas estratégicas, se ubicaron al 1 de enero de 2016 en 1,312.6 millones de barriles, registrando el mayor nivel en la historia de este indicador.

⁴⁷ Además de la incertidumbre sobre el nivel de producción de Irán una vez que le sean levantadas las restricciones a sus exportaciones de crudo.

CAPÍTULO TRES. PROSPECTIVA DE PETRÓLEO Y PETROLÍFEROS, 2017-2031

La Secretaría de Energía tiene a su cargo el ejercicio de las atribuciones que le confieren la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y demás legislación aplicable, así como los reglamentos, decretos y acuerdos de orden constitucional.

Para dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 24, Fracción XIV del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, en este apartado se muestra el proyecto de prospectiva a mediano y largo plazo de petróleo y petrolíferos, con un horizonte de planeación de 15 años, en el cual se trabajó de manera conjunta con Pemex Exploración y Producción, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía. Cabe destacar, que este capítulo presenta la proyección de escenarios 2017-2031, tomando como año base/real las cifras 2016 para la estimación de los próximos 15 años.

La estimación de producción de petróleo que se presenta en este apartado se realizó con base en los criterios que se describen a continuación:

Extracción

Corresponde a los campos con reservas descubiertas, por lo que se tiene certeza de la existencia de recursos en el subsuelo. Sin embargo, a pesar de no tener riesgo sobre la existencia de recursos, se mantiene la incertidumbre asociada con el volumen exacto de recursos que se encontrarán. Por ello, estos campos tienen asignados perfiles de producción e inversión para diferentes niveles de incertidumbre, los cuales se generan de acuerdo con el volumen de reservas probadas, probables y posibles (véase Tabla 3.1), presentadas a la CNH, de cada uno de los campos.

TABLA 3. 1 CATEGORÍAS DE INCERTIDUMBRE DE LOS RECURSOS

Reservas	Percentil (probabilidad)
Probadas (1P)	P90
Probadas más probables (2P)	P50
Probadas más probables más posibles (3P)	P10

Fuente: CNH con información de la Base de Datos de Recursos Prospectivos.

Se consideran dos escenarios de producción, mínimo y máximo, los cuales se determinan sobre la base de los perfiles de reservas 2P y 3P, respectivamente. Respecto a la clasificación de los campos de extracción se consideró de la siguiente forma:

- Campos asignados a **PEMEX**
 - Asignación de campos en producción
 - Asignación de campos en producción con planes de migración a contratos
 - Asignación de áreas de resguardo (Asignaciones AR)
 - Asignación de áreas de exploración en las que se han descubierto reservas de hidrocarburos (Asignaciones AE)

- Campos del **Estado**
 - Campos de extracción licitados
 - Campos de extracción por licitar (en resguardo por PEMEX)

Recursos Prospectivos

Se refiere a los prospectos exploratorios no descubiertos con potencial de convertirse en campos de producción; cuenta con información de las oportunidades exploratorias que podrían ser descubiertas y desarrolladas. Estas oportunidades tienen asociado un nivel de riesgo y un nivel de incertidumbre, por lo que no se puede asegurar la existencia de hidrocarburos y, en su caso, el volumen preciso de los mismos.

En la estimación de los escenarios mínimo y máximo de producción, se determinó qué oportunidades exploratorias tienen buena probabilidad de ser desarrolladas con éxito en los próximos 15 años, bajo el marco legal que rige al sector energético en México, y el esquema de adjudicaciones y asignaciones de bloques a través de rondas de licitación (bloques de gas y aceite para áreas terrestres, áreas marinas someras y áreas marinas profundas).

El universo de oportunidades se distribuye en tres secciones: aquellas que fueron asignadas a PEMEX en la Ronda Cero; las que se consideran dentro del Plan Quinquenal para ser licitadas durante el periodo 2015-2019; y las que no han sido asignadas a PEMEX y no se incluyen dentro del Plan Quinquenal, pero que pueden ser licitadas en periodos posteriores.

Una vez que se determina que oportunidades estarán activas en cada escenario, se les aplica un perfil tipo de producción e inversión en capital para cada tipo de campo (terrestre, aguas someras, y aguas profundas).

3.1 Recursos Prospectivos de Hidrocarburos

Los recursos prospectivos son aquellas cantidades de petróleo estimadas, en una fecha determinada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas. De acuerdo con la CNH, al 31 de diciembre de 2016, México cuenta con recursos prospectivos de 112.8 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce), de los cuales el 53.3% se encuentran en plays no convencionales.

La cuenca petrolera Tampico - Misantla es la principal del país con el 32.9% de los recursos prospectivos totales, seguida por la cuenca petrolera del Golfo de México-Aguas Profundas con el 24.8%. La cuenca petrolera del Golfo de México-Aguas Profundas tiene principalmente recursos convencionales, mientras que la cuenca petrolera Tampico-Misantla se compone principalmente por recursos no convencionales. Las cuencas del Sureste, Sabinas y Burgos tienen el 12.8%, 12.7% y 12.4%, respectivamente, de recursos prospectivos, (véase Tabla 3.2).

TABLA 3. 2 RECURSOS PROSPECTIVOS
(Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

Cuenca Petrolera	Medios			Convencionales		
	Aceite	Gas húmedo	Gas seco	Aceite	Gas húmedo	Gas seco
Tampico – Misantla	32.1	4.3	0.8	1.3	0.1	0.8
Golfo de México – Aguas Profundas	19.1	5.2	3.6	19.1	5.2	3.6
Cuencas del Sureste	13.1	0.3	1	13.1	0.3	1
Sabinas	0.6	1.3	12.5	0	0	0.4
Burgos	0.6	4.3	9.1	0.6	2.4	0.3
Veracruz	0.9	0.4	0.7	0.3	0.4	0.7
Plataforma de Yucatán	1.7	0.1	0	1.7	0.1	0
Cinturón Plegado de Chiapas	1.2	0	0	1.2	0	0
Total	69.3	15.8	27.8	37.3	8.5	6.8

Fuente: CNH con información de la Base de Datos de Recursos Prospectivos.

Se cuenta con recursos prospectivos convencionales por 52.6 MMMbpce. Las cuencas petroleras del Golfo de México-Aguas Profundas y Cuencas del Sureste concentran el 80.7% de los recursos prospectivos convencionales del país. El aceite es el principal tipo de hidrocarburo, representando el 71% del total de los recursos prospectivos convencionales. La cuenca de Golfo de México Profundo acumula el mayor volumen de recursos prospectivos convencionales de gas seco, ya que acumula el 53%, aunque este hidrocarburo sólo representa el 7% de los recursos prospectivos convencionales.

Al 31 de diciembre de 2016, se tienen recursos prospectivos no convencionales por 60.2 MMMbpce, el 58% se localiza en la cuenca petrolera Tampico-Misantla, destaca que esta cuenca centra el 97% del aceite no convencional. Las cuencas de Sabinas y Burgos en conjunto tienen el 76% de las reservas de hidrocarburos no convencionales, y reúne la totalidad de reservas de gas seco no convencional (véase Tabla 3.3 y Tabla 3.4).

TABLA 3. 3 RECURSOS PROSPECTIVOS NO CONVENCIONALES (ACEITE Y GAS EN LUTITAS)
(Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

Provincia Petrolera	Recursos Prospectivos			
	Aceite	Gas húmedo	Gas seco	Total
Cuenca Tampico – Misantla	30.8	4.1	0.0	34.9
Cuenca de Sabinas	0.6	1.3	12.1	14.0
Cuenca de Burgos	0.0	1.9	8.9	10.8
Cuenca de Veracruz	0.6	0.0	0.0	0.6
Total	31.9	7.3	20.9	60.2

Fuente: CNH con información de la Base de Datos de Recursos Prospectivos.

Los recursos prospectivos no convencionales corresponden a proyectos de aceite y gas en lutitas. El 53% de los recursos prospectivos no convencionales corresponde a aceite, el cual se acumula principalmente en la cuenca Tampico-Misantla.

TABLA 3. 4 RECURSOS PROSPECTIVOS NO CONVENCIONALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016

Cuenca Petrolera / Play	Aceite (MMMb)	Gas (MMpc)	Total (MMMbpc)
Total	31.9	141.5	60.2
Tampico – Misantla	30.8	20.7	34.9
Agua Nueva	13.0	7.6	14.5
Pimienta	17.7	13.1	20.4
Sabinas	0.6	67	14.0
Eagle Ford	0.6	32.9	7.1
La Casita	0.0	34.1	6.8
Burgos	0.0	53.8	10.8
Eagle Ford	0.0	9.5	1.9
Pimienta	0.0	44.3	8.9
Veracruz	0.6	0.0	0.6
Maltrata	0.6	0.0	0.6

Fuente: CNH con información de la Base de Datos de Recursos Prospectivos,

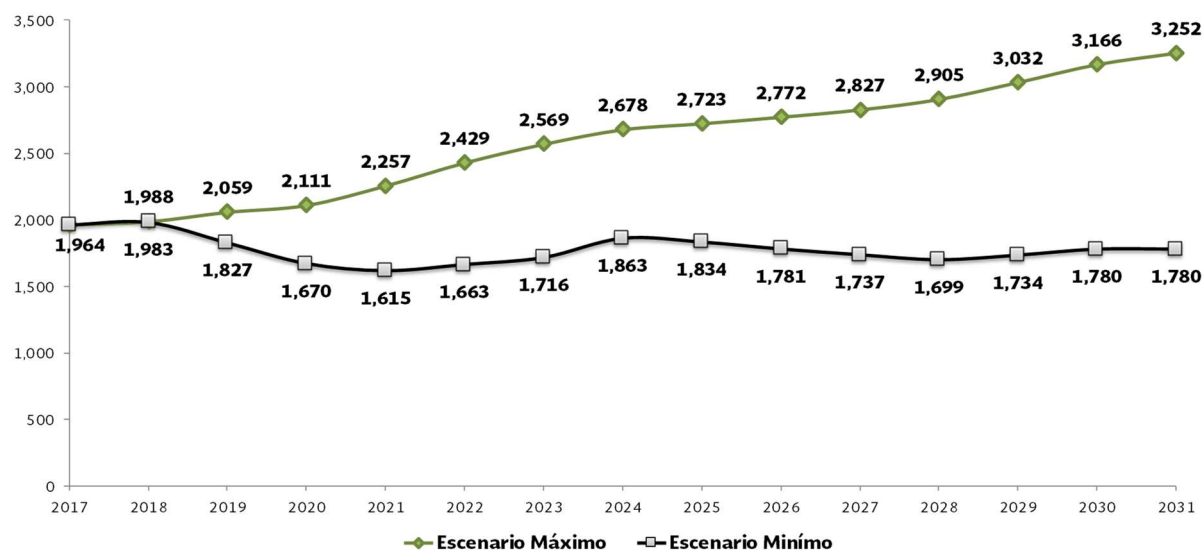
3.2 Producción de Petróleo Crudo 2017-2031

La estimación de la plataforma de producción de petróleo crudo en México se presenta en dos escenarios, de acuerdo a la siguiente clasificación:

- **Mínimo:**
 - Componente de extracción: reservas 2P
 - Componente de exploración: reservas 2P
- **Máximo:**
 - Componente de extracción: reservas 3P
 - Componente de exploración: reservas 3P

Ambos escenarios parten de una plataforma de producción de petróleo estimada en 1,964 mbd en 2017. En el escenario máximo, la producción alcanza 3,252 mbd en 2031. Por otro lado, el escenario mínimo se reduce 45.3 %, al registrar un volumen de 1,780 mbd en el 2031; (véase Figura 3.1).

FIGURA 3.1 PRODUCCIÓN ESTIMADA DE ACEITE, 2017-2031
ESCENARIOS MÍNIMO Y MÁXIMO
(Miles de barriles diarios)

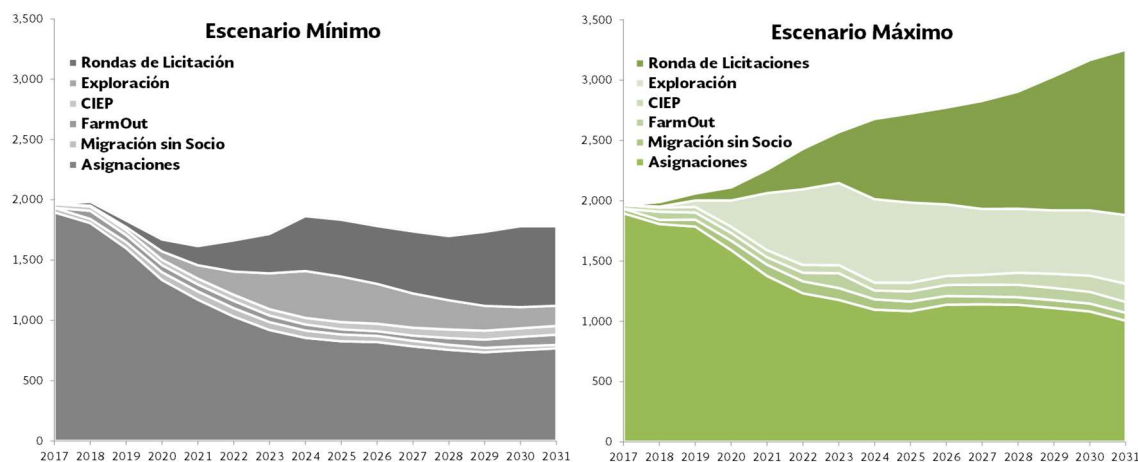


Fuente: SENER con información de PEMEX y CNH.

3.2.1. Producción por Actividad

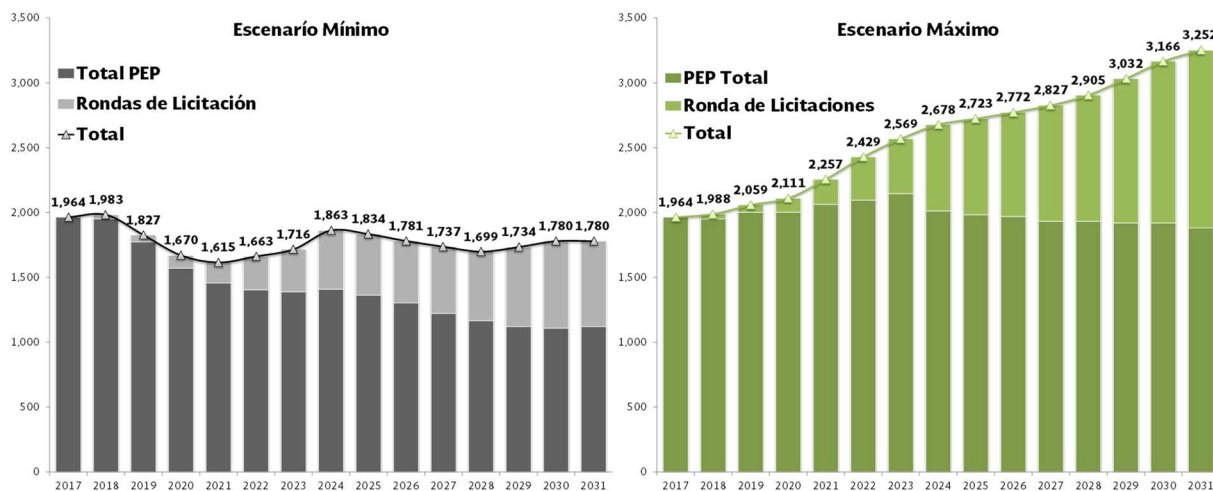
En 2017 la producción para el escenario máximo y mínimo (1,964 mbd) será en su totalidad de extracción por parte de PEMEX (considera Ronda Cero, Asignaciones a Resguardo, Migraciones y Contratos Integrales de Exploración y Producción); en ambos escenarios no se refleja producción de licitaciones y por actividad de exploración. Para 2031, en el escenario máximo, el 32% de la producción se estima sea de exploración y 68% de extracción. Para el escenario mínimo el 9.4% provendrá de actividades exploratorias y 90.1% de actividades de extracción, (véase Figura 3.2 y Figura 3.3).

FIGURA 3.2
PRODUCCIÓN ESTIMADA DE ACEITE POR TIPO DE ACTIVIDAD
(Miles de barriles diarios)



Fuente: SENER con información de PEMEX y CNH.

FIGURA 3. 3
PRODUCCIÓN ESTIMADA DE ACEITE POR TIPO DE ACTIVIDAD
(Miles de barriles diarios)



Fuente: SENER con información de PEMEX y CNH.

Durante el periodo 2017-2020, las principales fuentes de producción son los campos de extracción de PEMEX y los campos de extracción licitados. Sin embargo, la producción de los campos actuales de PEMEX acelera su declinación anual a partir de 2020. A partir de este año cobra relevancia la producción que proviene de oportunidades exploratorias, tanto de PEMEX, como de las licitadas en las diferentes rondas.

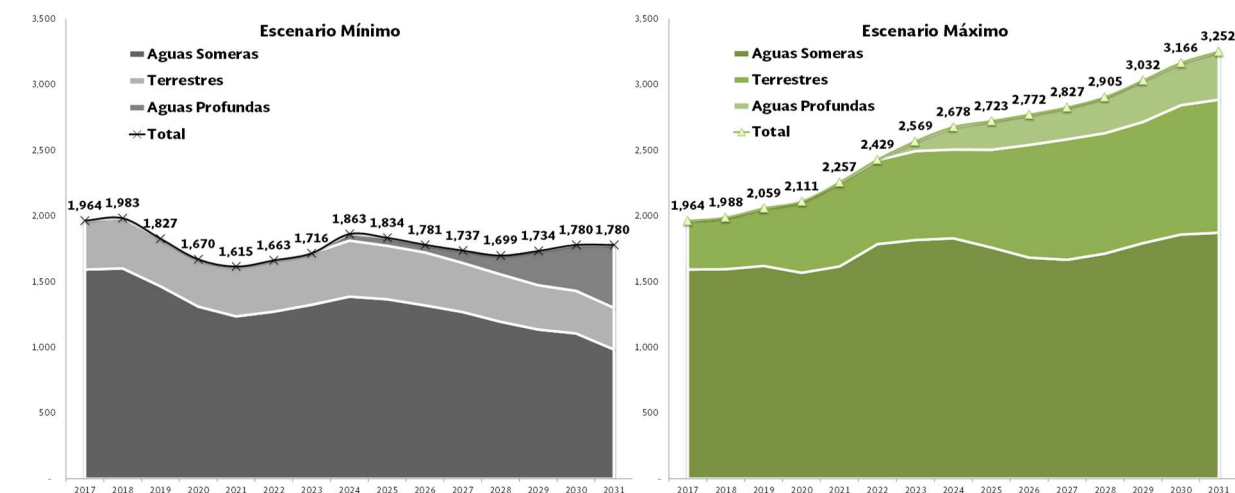
En ambos escenarios PEMEX es el principal productor de aceite entre 2017 y 2031, en los escenarios máximo y mínimo respectivamente.

3.2.2. Producción por Región

Durante todo el periodo de proyección, la producción de hidrocarburos se centra en áreas marinas someras. En 2017, éstas representan el 81% en el escenario máximo y mínimo. Para 2031, su participación disminuye a 57.2% y 55.2%. De 2017 a 2031, en ambos escenarios, el mayor volumen de petróleo obtenido provendrá de las actividades de extracción por parte de PEMEX, previendo que, en 2021, se adicione la producción de actividades exploratorias. Es en 2018 cuando las licitaciones de extracción y exploración comienzan a registrar actividad de producción, (véase Figura 3.4).

En 2017, la producción en áreas terrestres representa el 18.9% en los escenarios máximo y mínimo. , esta participación en la producción total de petróleo aumenta a 30.6% y 30.2% respectivamente en 2031. Las áreas marinas profundas presentan actividad partir del año 2024, escenario máximo, y 2027, escenario mínimo. En 2031, aportan el 31.1% y 17.8% de la producción en los escenarios máximo y mínimo.

FIGURA 3. 4
PRODUCCIÓN ESTIMADA DE PETRÓLEO POR REGIÓN
(Miles de barriles diarios)

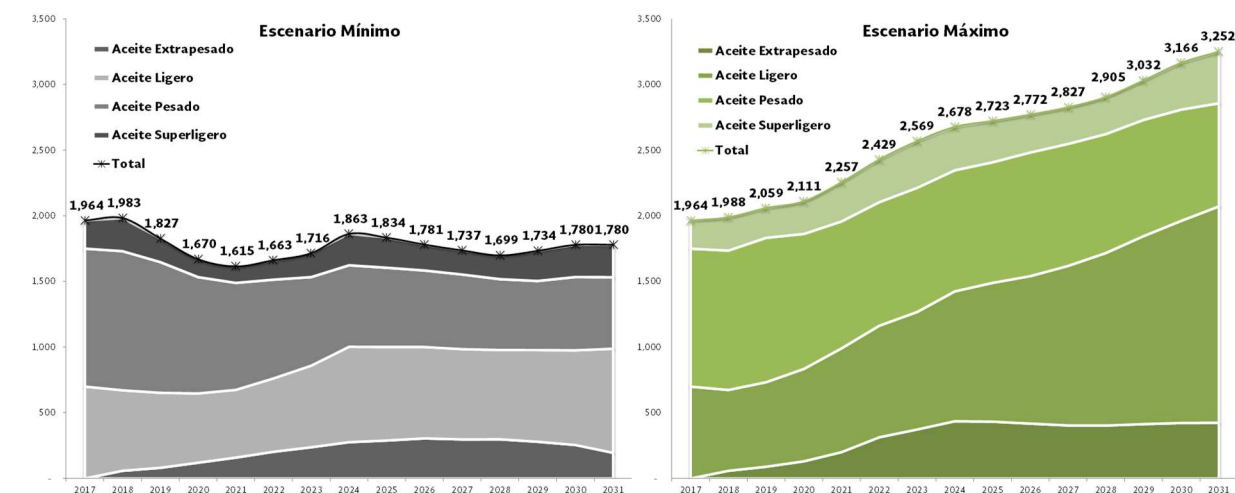


Fuente: SENER con información de PEMEX y CNH.

3.2.3. Producción por Tipo de Aceite

Durante el periodo 2017-2031 la producción acumulada de petróleo se concentra principalmente en el aumento de la producción de petróleo ligero y extra pesado en ambos escenarios. En 2017, de la producción total, 53.5% corresponde a petróleo pesado y 35.6% a ligero. Para el año 2031, la producción es de 24.1% de petróleo pesado y 50.6% de ligero en el escenario máximo; mientras que, en el escenario mínimo, 30.5% de la producción será de tipo pesado y 44.5% de ligero, (véase Figura 3.5).

FIGURA 3. 5
PRODUCCIÓN ESTIMADA DE PETRÓLEO POR TIPO, 2016-2031
(Miles de barriles diarios)



Fuente: SENER con información de PEMEX y CNH.

3.3. Perspectivas de la Refinación de Petróleo Crudo en México

La industria de la refinación de petróleo crudo se encuentra en un proceso de reorganización, adaptación y transformación combinado con problemas operativos que durante 2017 han generado afectaciones considerables en los niveles de producción de petrolíferos. En 2016, el volumen procesado de petróleo crudo se encontraba en 933 mbd, siendo este más bajo comparado con el promedio de la década anterior de 1,232 mbd, En 2017 este volumen llegó a 837 mbd⁴⁸.

Ante esta situación, y considerando el nuevo marco legal emanado de la Reforma Energética, PEMEX está trabajando en el diseño de los esquemas de alianzas y nuevos casos de negocio que le permitan relanzar su sistema de refinación a mediano plazo. En su Plan de Negocios 2017-2021, se plantea una estrategia aprovechando las oportunidades otorgadas por la Reforma Energética, con la que se busca desarrollar⁴⁹:

- Alianzas para establecer contratos de servicio en inversión, operación y mantenimiento de plantas de Diésel UBA en Refinerías.
- Alianzas para mejorar el desempeño y efectuar descuellamientos con contratos múltiples que involucren socios para aportar capital y para operar contratos de servicios.
- Contratos de suministro de crudo para incrementar rendimientos de destilados.
- Contratos de largo plazo para el retiro de residuales y subproductos como combustóleo, coque y asfalto.
- Contratos de suministro de gas húmedo para incrementar carga en los Centros Procesadores de Gas Burgos y del sureste.
 - Contratos de servicios (inversión, operación y mantenimiento)
 - Suministro de hidrógeno a refinerías.
 - Tratamiento de aguas residuales y negras.
 - Recuperación de azufre en refinerías.
 - Remoción de nitrógeno en gas húmedo amargo.
 - Cogeneración en refinerías y centros procesadores de gas.

El ejercicio de la producción de esta Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2017-2031, se basa considerando lo siguiente:

- Un marco regulatorio con la implementación del Cronograma de Flexibilización de los mercados de gasolinas y diésel con liberalización de precios al público durante 2017
- Capacidad operativa completamente disponible de hidrosulfuradoras para gasolinas, diesel y turbosina, lo que colocaría los productos dentro de las normas vigentes de calidad de combustibles y haciéndolos competitivos en calidad con las importaciones.
- Coquizadoras funcionando en Tula, Salamanca y Salina Cruz.

⁴⁸ Valor promediado hasta el mes de noviembre del 2017 de acuerdo a la Base Institucional de Datos de PEMEX (BDI).

⁴⁹ Ver PEMEX Plan de Negocios 2017-2021.

- Mejoras paulatinas en las prácticas de operación de las refinerías con base en el cumplimiento de los programas de mantenimiento en tiempo y forma, el suministro de hidrógeno, los servicios auxiliares y en los rendimientos obtenidos a partir de un aprovechamiento adecuado de las materias primas para llegar a mediano plazo a estándares internacionales.

Cabe destacar que el avance de los proyectos planteados en el Plan de Negocios 2017-2031 de PEMEX, refleja su carácter dinámico y pueden ser diferidos en su fecha de arranque, toda vez que están sujetos a restricciones presupuestales por parte de la Empresa Productiva del Estado y a que se encuentra en proceso de definir alianzas con el fin de contar con los recursos financieros requeridos para los proyectos planeados.

Distribución de Petróleo

En el periodo 2017-2031, la producción de petróleo mostrará una tasa media anual de crecimiento de 3.7%. Se prevé que, del volumen total de producción en 2017, el 42.6% sea enviado a refinerías y 57.4% a terminales de exportación; y para 2031 pase a 46.4% y 53.6%, respectivamente, asociado a un aumento en la producción de crudo, (véase Figura 3.7).

FIGURA 3. 6 DISTRIBUCIÓN DE CRUDO 2017-2031
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de CNH, IMP y PEMEX.

Capacidad de Proceso

En un contexto internacional, las adiciones de capacidad de refinación en el largo plazo estarán localizadas en su mayoría en países en desarrollo, encabezados por los ubicados en las regiones de Asia Pacífico y Medio Oriente, seguidos de los ubicados en América Latina y África. Los mercados maduros como Estados Unidos, Canadá y Europa tendrán limitados incrementos de capacidad en el largo plazo. Los incrementos de capacidad de refinación son moderados debido a la reducción en la demanda y a la introducción de volúmenes de combustibles no convencionales (biocombustibles, Gas to Liquids, etc). Por lo tanto, dadas las condiciones de retiros de capacidad las proyecciones en el largo plazo podrán entrar en una era de nulo incremento de capacidad global de refinación.

En México, entre 2017 y 2031; destaca el incremento en las capacidades de la hidrodesulfuración de 1,230.0 mbd a 1,899.9 mbd y de coquización de 155.8 a 431.6 mbd. Dicho incremento se asocia a la mejora de la calidad de los combustibles a UBA mediante la instalación de hidrodesulfuradoras de gasolinas y de destilados intermedios, y por la instalación de coquizadoras que permiten mejorar el margen de refinación.

La nueva capacidad de 275 mbd en el 2026 podría realizarse en algunas de las refinerías que integran el SNR⁵⁰. Se considera factible que la producción de destilados derivada de esta nueva capacidad se justifique al contar con una demanda suficiente en el país, (véase Tabla 3.5).

TABLA 3. 5 CAPACIDADES DE PROCESO DE LA REFINACIÓN EN MÉXICO EN 2016 Y 2031
(Miles de barriles diarios)

Refinería	Cadereyta		Madero		Tula		Salamanca		Minatitlán		Salina Cruz		Nueva capacidad		Total	
	2016	2031	2016	2031	2016	2031	2016	2031	2016	2031	2016	2031	2016	2031	2016	2031
Destilación atmosférica	275.0	275.0	190.0	190.0	315.0	315.0	220.0	220.0	285.0	285.0	330.0	330.0	-	275.0	1,615.0	1,890.0
Desintegración catalítica	90.0	90.0	60.5	60.5	80.0	120.0	40.0	65.0	72.0	72.0	80.0	105.0	-	72.0	422.5	584.5
Reductora de viscosidad	-	-	-	-	41.0	41.0	-	-	-	-	50.0	50.0	-	-	91.0	91.0
Reformación catalítica	46.0	46.0	30.0	30.0	65.0	115.0	39.3	50.0	49.0	49.0	50.0	103.0	-	49.0	279.3	442.0
Alquilación e isomerización	23.0	23.0	22.1	22.1	25.2	45.2	14.3	15.0	41.8	41.8	27.9	31.7	-	41.8	154.3	220.6
Hidrodesulfuración	229.0	306.5	181.7	271.7	249.4	329.4	141.5	246.5	213.4	243.4	215.0	314.0	-	188.4	1,230.0	1,899.9
Coquización	50.0	50.0	50.0	50.0	-	86.0	-	44.0	55.8	55.8	-	90.0	-	55.8	155.8	431.6

Fuente: Elaborado por el IMP con base en información de IMP, PEMEX y SENER.

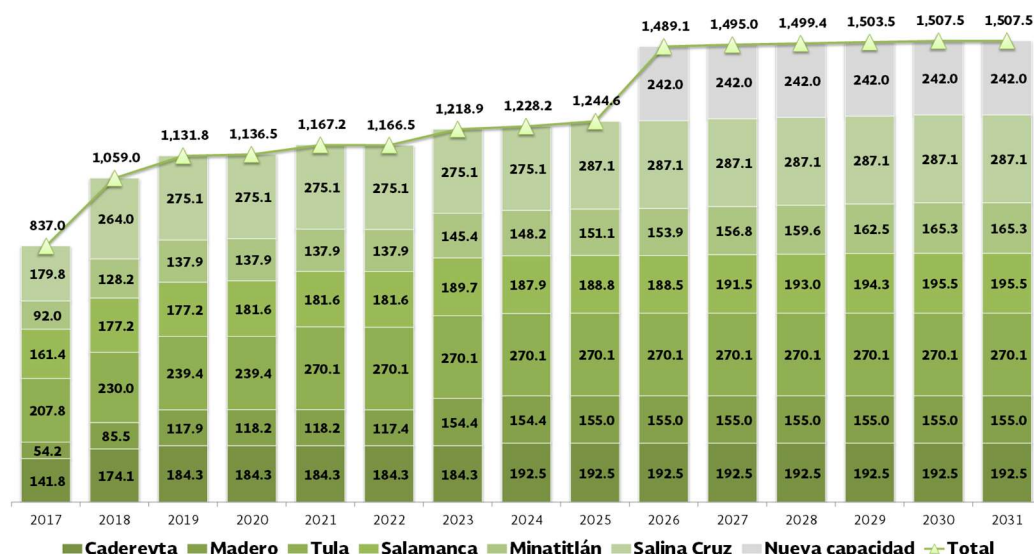
3.3.1. Proceso de Petróleo en el SNR

El incremento esperado de procesamiento de crudo es de 79.6% para el periodo 2017-2031. Tomando como base la planeación de las inversiones sobre proyectos de modernización y construcción de infraestructura en el SNR, se espera una integración de capacidad de proceso al concretarse las reconfiguraciones en las refinerías existentes. El aumento en los próximos años podrá resultar al aplicar mejoras de procesos, ajustes en la mezcla de crudos y operaciones más eficiente.

Entre 2025 y 2026, el proceso de crudo llegara a niveles por encima de los 1250 mbd. Dicho incremento se asocia a la implementación de medidas necesarias para hacer eficiente la operación de las refinerías, lo cual permitirá llegar a estándares internacionales y ser competitivos con las importaciones. Los trabajos de modernización en las refinerías produjeron un decremento en el proceso de crudo para 2017, mismo que irá restituyéndose en el periodo 2017-2019, (véase Figura 3.7)

⁵⁰ El concepto "nueva capacidad" se refiere a la posibilidad de llevarse a cabo proyectos de modernización en las refinerías actuales que integran el SNR.

FIGURA 3. 7
PROCESO DE CRUDO EN EL SNR, 2017-2031
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por SENER, con información de PEMEX.

Un factor fundamental a considerar en la reducción de la capacidad de procesamiento de crudo durante 2017 es el recorte presupuestal aplicado a PEMEX en el ejercicio 2016, el cual se reflejó en una disminución en los recursos disponibles para la operación y mantenimiento de las refinerías, así como en la ampliación de metas de terminación para proyectos en desarrollo actualmente en suspensión de actividades, por lo que se requiere una adecuación presupuestal que permita una operación logísticamente soportada para alcanzar las metas previstas.

3.4. Producción de Petrolíferos, 2017-2031⁵¹

Las inversiones proyectadas para el SNR tienen como objetivo incrementar la producción de petrolíferos, específicamente los destilados ligeros e intermedios. Como resultado de las reconfiguraciones e incrementos de capacidad en los procesos, se espera elevar la producción de gasolina y diesel de Ultra Bajo Azufre (UBA) en el periodo 2017-2031. Bajo este contexto, la expectativa de crecimiento en la producción de petrolíferos es de 4.2% en promedio anual para los próximos 15 años, para alcanzar 1,320.3 mbdpce en 2031, (véase Tabla 3.6)

⁵¹ Debido a que la unidad de medida de algunos petrolíferos es diferente, mbd y mta, se expresa en mbdpce (energía) para hacerlos comparables y evitar las unidades de volumen.

TABLA 3. 6 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS EN EL SNR, 2017-2031
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	Datos Anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Total	740.3	948.0	1,013.7	1,017.6	1,040.6	1,039.9	1,084.0	1,082.5	1,096.7	1,304.3	1,309.2	1,313.1	1,316.8	1,320.3	1,320.3	4.2
Combustóleo	217.5	247.6	257.6	258.8	175.9	175.9	130.1	41.5	42.5	42.9	43.2	43.6	44.0	44.3	44.3	-10.7
Diesel	204.0	271.6	294.0	295.0	334.9	334.6	377.8	415.9	421.2	506.2	508.1	509.5	510.9	512.2	512.2	6.8
Gasolinas	244.6	322.8	346.1	347.4	394.6	394.3	420.1	446.4	452.1	534.3	536.3	537.8	539.2	540.6	540.6	5.8
Turbosina	53.3	61.6	65.3	65.6	59.8	59.8	63.4	61.7	62.5	75.2	75.4	75.6	75.7	75.8	75.8	2.5
Cóque de Petróleo	20.9	44.3	50.7	50.8	75.4	75.3	92.6	117.0	118.5	145.7	146.2	146.6	147.0	147.4	147.4	15.0

Nota: El total puede no coincidir a la suma debido al redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER, con información del IMP.

Los residuos de vacío sirven para producir combustóleo y asfalto, en caso de tener coquizadora, se puede obtener gasolinas y diesel de estos residuos y producir coque de petróleo. La producción adicional del 2031 con respecto al 2017 es consecuencia de los mayores rendimientos de gasolina y diesel por la instalación de coque y del incremento del proceso de crudo y de la ampliación de la capacidad de refinación.

Por ello, la producción de combustóleo se ve reducido de 217.5 mbdpce hasta 44.3 mbdpce, que representa una tasa de reducción de 10.7% como media anual; la conversión de este petrolífero resultará en un incremento de 296.0 mbdpce en gasolinas, 308.2 mbdpce de diesel, 22.5 mbdpce de turbosina y 126.5 mbdpce de coque de petróleo.

A partir de 2026, el 15.7% de la producción estimada de petrolíferos se estima provenga de la instalación de una nueva capacidad de refinación en algunos de los centros que integran el SNR, cuya aportación se espera sea de 205.1 mbdpce, de los cuales 80.7% será de la producción en conjunto de gasolinas y diesel. En cuanto a las refinerías existentes, Madero será la de mayor incremento en su producción, adicionará 91.2 mbdpce, seguida de Salina Cruz y Minatitlán con 86.0 y 75.7 mbdpce, respectivamente. Finalmente, Tula y Cadereyta con aumentos de 51.4 y 46.8 mbdpce serán las que reporten menores incrementos de producción, (véase Tabla 3.7)

La integración de procesos de conversión profunda (coquizadoras) en las tres refinerías del SNR que actualmente no cuentan con esta tecnología, en el lapso de 2021 a 2025 mejorarán los rendimientos del procesamiento del crudo pesado, esto es aumentaran la producción de petrolíferos con mejores precios de mercado como son gasolina, diésel y turbosina, con la consecuente reducción de combustóleo, cuyo valor de mercado es menor al ser un combustible contaminante. En el período de análisis los incrementos en los rendimientos de los petrolíferos mencionados serán: gasolinas de 33.3% a 42.4%, diésel 23.2% a 34.0% y en turbosina de 4.6% a 5.2%, por su parte el combustóleo disminuirá de 24.4% hasta 2.7%.

Una constante será la reducción paulatina en la producción de combustóleo que, en el caso de Tula y Salamanca dejarán de producirlo en 2021. En cuanto a la nueva capacidad de refinación, no presentará producción de este petrolífero por su alto grado de complejidad.

TABLA 3. 7 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS POR CENTRO DE TRABAJO, 2017-2031
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	Datos Anuales															Crec. % 2031/2017	TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		
Total	740.3	948.0	1,013.7	1,017.6	1,040.6	1,039.9	1,084.0	1,082.5	1,096.7	1,304.3	1,309.2	1,313.1	1,316.8	1,320.3	1,320.3	78.4	4.2
Salina Cruz	161.6	237.3	247.3	247.3	247.3	247.3	247.3	237.3	247.6	247.6	247.6	247.6	247.6	247.6	247.6	53.2	1.0
Combustóleo	67.9	99.7	103.9	103.9	103.9	103.9	103.9	14.8	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	-77.2	-10.0
Gasolinas	46.7	68.5	71.4	71.4	71.4	71.4	71.4	94.6	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	111.5	5.5
Diesel	36.4	53.4	55.7	55.7	55.7	55.7	55.7	90.1	94.0	94.0	94.0	94.0	94.0	94.0	94.0	158.4	7.0
Turbosina	10.7	15.6	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	14.5	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	41.7	2.5
Coque de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	23.3	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	NA	NA
Tula	185.8	205.6	214.1	214.1	237.2	237.2	237.2	237.2	237.2	237.2	237.2	237.2	237.2	237.2	237.2	27.7	2.0
Combustóleo	71.9	79.6	82.8	82.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA	NA
Gasolinas	57.5	63.6	66.2	66.2	113.5	113.5	113.5	113.5	113.5	113.5	113.5	113.5	113.5	113.5	113.5	97.4	5.0
Diesel	35.5	39.3	40.9	40.9	80.8	80.8	80.8	80.8	80.8	80.8	80.8	80.8	80.8	80.8	80.8	127.4	6.0
Turbosina	20.9	23.2	24.1	24.1	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	-12.5	-0.9
Coque de petróleo	-	-	-	-	24.6	24.6	24.6	24.6	24.6	24.6	24.6	24.6	24.6	24.6	24.6	NA	NA
Cadereyta	125.4	155.8	164.8	164.8	164.8	164.8	164.8	172.2	172.2	172.2	172.2	172.2	172.2	172.2	172.2	37.4	3.2
Diesel	52.9	71.4	75.6	75.6	75.6	75.6	75.6	78.9	78.9	78.9	78.9	78.9	78.9	78.9	78.9	49.2	2.9
Gasolinas	44.1	57.7	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	63.8	63.8	63.8	63.8	63.8	63.8	63.8	63.8	44.6	2.7
Combustóleo	11.2	2.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	-79.7	-10.8
Coque de petróleo	9.3	18.9	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	125.2	6.0
Turbosina	7.8	5.6	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	-20.4	-1.6
Minatitlán	89.1	130.3	139.3	139.3	139.3	139.3	146.2	148.9	151.5	154.2	156.8	159.4	162.1	164.7	164.7	85.0	3.8
Diesel	31.2	40.7	43.8	43.8	43.8	43.8	46.2	47.1	48.0	48.9	49.8	50.7	51.6	52.5	52.5	68.1	3.8
Gasolinas	37.0	57.4	61.0	61.0	61.0	61.0	63.6	64.6	65.7	66.7	67.7	68.8	69.8	70.8	70.8	91.6	6.2
Coque de petróleo	7.0	14.3	15.3	15.3	15.3	15.3	16.2	16.5	16.8	17.1	17.4	17.7	18.1	18.4	18.4	163.5	7.2
Combustóleo*	13.9	16.6	17.8	17.8	17.8	17.8	18.8	19.1	19.5	19.9	20.2	20.6	21.0	21.4	21.4	53.7	3.1
Turbosina	-	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	NA	NA
Salamanca	130.1	142.1	142.1	145.6	145.6	145.6	149.4	148.0	148.7	148.5	150.8	152.1	153.1	154.0	154.0	18.3	0.7
Gasolinas	42.9	46.8	46.8	48.0	48.0	48.0	58.6	58.1	58.3	58.3	59.2	59.7	60.0	60.4	60.4	40.9	2.5
Combustóleo	42.9	46.8	46.8	48.0	48.0	48.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA	NA
Diesel	34.0	37.1	37.1	38.0	38.0	38.0	66.0	65.4	65.7	65.6	66.6	67.1	67.6	68.0	68.0	100.2	5.1
Turbosina	10.4	11.3	11.3	11.6	11.6	11.6	13.2	13.1	13.1	13.1	13.3	13.4	13.5	13.6	13.6	30.9	1.9
Coque de petróleo	-	-	-	-	-	-	11.6	11.5	11.6	11.6	11.7	11.8	11.9	12.0	12.0	NA	NA
Madero	48.3	77.0	106.1	106.4	106.4	105.7	139.0	139.0	139.6	139.6	139.6	139.6	139.6	139.6	139.6	188.7	4.8
Gasolinas	16.5	28.7	39.6	39.7	39.7	39.5	51.9	51.9	52.1	52.1	52.1	52.1	52.1	52.1	52.1	216.3	8.6
Diesel	14.0	29.7	41.0	41.1	41.1	40.8	53.7	53.7	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	284.4	10.1
Combustóleo	9.7	2.9	4.0	4.0	4.0	4.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	-46.0	-4.3
Coque de petróleo	4.6	11.1	15.4	15.4	15.4	15.3	20.1	20.1	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	335.7	11.1
Turbosina	3.5	4.5	6.2	6.2	6.2	6.2	8.1	8.1	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	129.9	6.1
Nueva Capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	205.1	205.1	205.1	205.1	205.1	205.1	NA	NA
Gasolinas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81.3	81.3	81.3	81.3	81.3	81.3	NA	NA
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84.1	84.1	84.1	84.1	84.1	84.1	NA	NA
Combustóleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA	NA
Coque de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.9	26.9	26.9	26.9	26.9	26.9	NA	NA
Turbosina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	NA	NA

* Incluye transferencias del despuntado de La Cangrejera a combustóleo.

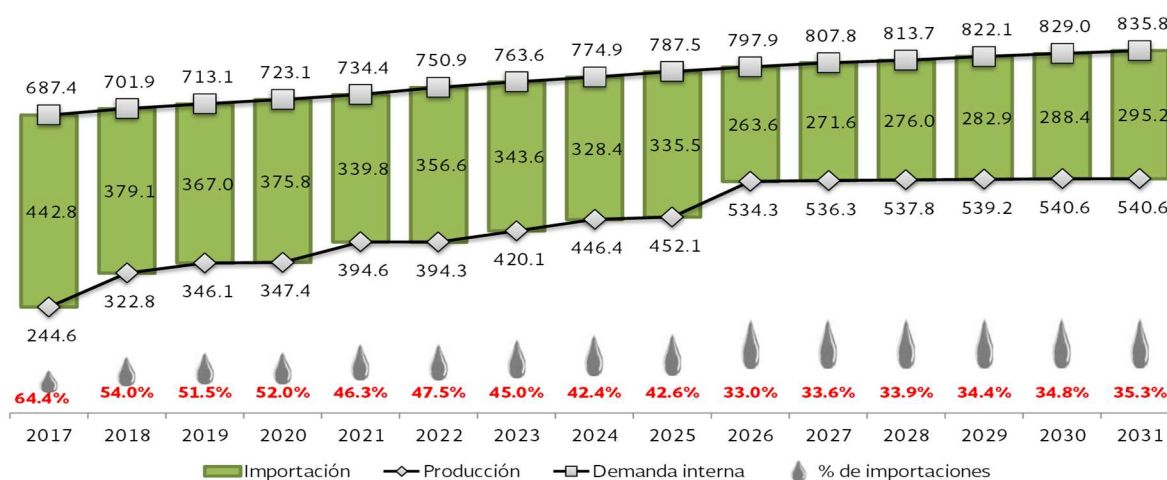
NA.: No Aplica.

Fuente: Elaborado por SENER, con información del IMP.

La producción de destilados ligeros e intermedios reportará un importante incremento con adiciones de 296.1 mbdpce de gasolinas y 308.2 mbdpce de diesel. Para 2031, la producción de coque de petróleo será de 147.4 mbdpce, 4.8 veces mayor a la reportada en 2016 de 30.9 mbdpce. En cuanto a la turbosina, la producción será de 75.8 mbdpce en el último año de análisis y representará el 5.8% del total de petrolíferos al cierre del periodo, siendo la refinería de Tula la de mayor producción con 18.3 mbdpce.

Uno de los indicadores de seguimiento de la producción de gasolinas se refiere a la dependencia de importaciones. Mientras la capacidad de producción mantiene un crecimiento en el periodo 2017-2026, las importaciones presentan una reducción hasta un mínimo de 33.0%, para después crecer nuevamente hasta alcanzar 35.3% en 2031. Este comportamiento es resultado de la expectativa de crecimiento de la demanda de gasolinas, que se estima alcanzará 835.8 mbdpce el mismo año, no obstante, se continuará presentando una dependencia del mercado externo para cubrir la demanda de este combustible; (véase Figura 3.8)

FIGURA 3.8
PRODUCCIÓN, DEMANDA E IMPORTACIÓN DE GASOLINAS, 2016-2031
(Miles de barriles de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

La producción de diesel que en 2016 reportó 216.0 mbdpce, se estima que alcanzará 512.2 mbdpce en 2031. Para la turbosina, la producción de 75.8 mbdpce representará un crecimiento del 4.1%.

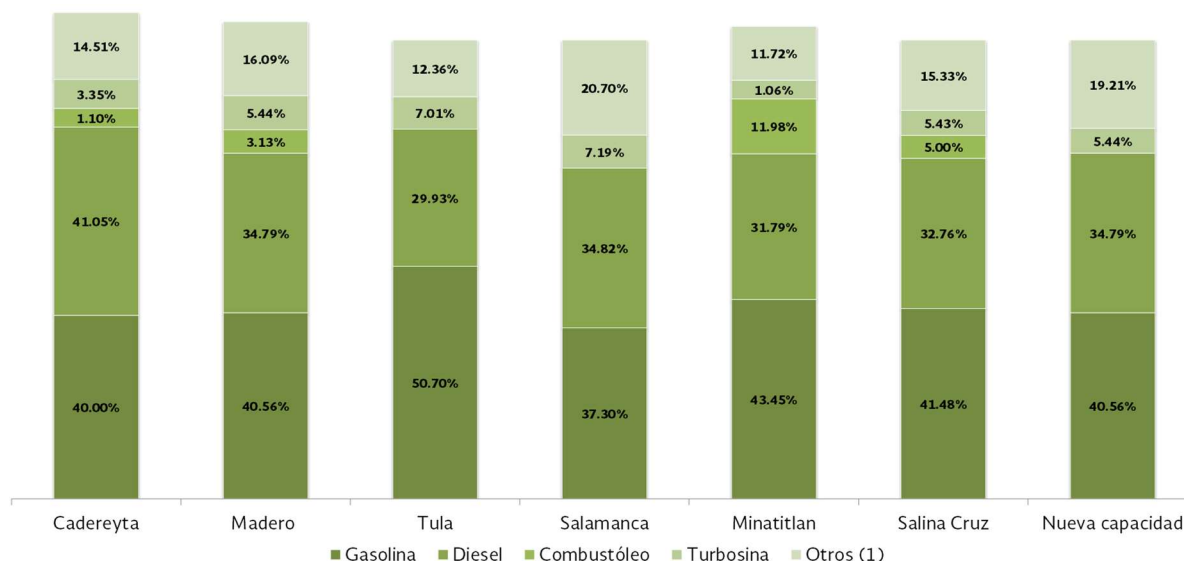
3.4.1. Rendimientos de Producción

Con las mejoras planeadas en infraestructura del SNR, se espera incrementar la complejidad de las refinerías existentes al agregar diversos procesos de conversión, estos cambios aportan beneficios reflejados en la intensidad energética, mejorando la eficiencia global del proceso de refinación. La capacidad de procesar crudos más pesados obteniendo más destilados de mayor valor, es el resultado final de la reconfiguración de las refinerías.

La obtención de mayores cantidades de destilados, la producción de otros combustibles industriales y la reducción de productos residuales, representan cambios en los rendimientos de producción, que son los indicadores de la eficiencia de conversión del petróleo crudo en el SNR. De forma estratégica, se espera que las refinerías cuenten con diferentes rendimientos para todos los petrolíferos y aunque todas buscarán maximizar la producción de gasolina y diésel, algunas refinerías destacarán por tener altos rendimientos para un petrolífero específico.

De lo anterior, se espera que, al final del periodo de análisis, Tula presente el más alto rendimiento de producción de gasolinas, seguido de Minatitlán y Salina Cruz. De igual forma, el mayor rendimiento de diésel lo tendrá Cadereyta y posteriormente Salamanca junto con Madero. Para la turbosina, el rendimiento más alto lo tendrá Salamanca seguido de Tula, mientras que Minatitlán presentará el más bajo. En el caso del combustóleo, Minatitlán será el de mayor rendimiento, seguido de Salina Cruz, Madero y Cadereyta, el resto del SNR no producirá combustóleo, (véase Figura 3.9).

FIGURA 3.9
RENDIMIENTOS EN REFINERÍAS POR PRODUCTOS, 2031
(Porcentaje)



¹Incluye: parafinas, lubricantes, aeroflex, asfaltos, solventes y coque de petróleo.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX.

La obtención de petrolíferos en diferentes proporciones en el territorio nacional, complementado con una logística de transporte y almacenamiento adecuados, permitirá el abasto suficiente y oportuno a la sociedad. Para ello, resulta necesario incrementar la infraestructura de almacenamiento de productos mediante terminales de abastecimiento y reparto (TAR), expandir el almacenamiento de crudo en refinerías, aumentar la cantidad y longitud de los poliductos, mejorar la seguridad y garantizar la integridad del transporte en todas sus modalidades; estando en condiciones de satisfacer las necesidades de combustibles del país, contando con una industria petrolera eficaz y eficiente.

3.5. Demanda de Petrolíferos

En el contexto internacional, las necesidades energéticas mundiales aumentan más lentamente que en el pasado, pero aún se expanden en un 30% entre 2017 y 2040. De acuerdo con las proyecciones del Energy Outlook 2017, la demanda de petróleo continúa creciendo, aunque a un ritmo cada vez menor. Es a mediados de los años 2020 que el crecimiento de la demanda sigue siendo robusto, pero a partir de entonces se desacelera notablemente cuando una mayor eficiencia y cambio de combustibles reducen el uso de petróleo para vehículos de pasajeros.

El fuerte impulso de otros sectores es suficiente para mantener la demanda de petróleo en una trayectoria ascendente para 2040. El uso de petróleo para producir productos petroquímicos es la mayor fuente de crecimiento, seguido de cerca por el aumento del consumo de camiones, aviación y el transporte marítimo.

En comparación con los últimos 25 años, la forma en que el mundo satisface sus crecientes necesidades de energía cambia drásticamente con el liderazgo que ahora toma el gas natural; el rápido aumento de las energías renovables las cuales cubren el 40% del aumento en la demanda primaria y las mejoras en la eficiencia energética que desempeñan un papel muy importante al eliminar la tensión del lado de la oferta, ya que sin ellas, el aumento proyectado en el uso final de energía sería más del doble.

En México, se seguirá la misma tendencia, con la demanda de petróleo impulsada principalmente por el sector transporte e industrial. En el sector eléctrico la demanda de petrolíferos irá perdiendo participación por una sustitución hacia gas natural, solar y viento.

Entre 2016 y 2030, México tiene el propósito de reducir en 1.9 puntos porcentuales la intensidad energética por año; y 3.7 puntos porcentuales entre 2031 y 2050. Para avanzar en este objetivo, la CONUEE, elabora las Normas Oficiales Mexicanas (NOM), con las que se establecen los criterios de eficiencia que deben cumplir los equipos que utilizan los sectores residencial, industrial, comercial, de servicios, así como el agroindustrial y de transporte.

Para la elaboración de la estimación de la demanda nacional de petrolíferos en el periodo 2017-2031 se tomaron en consideración los principales indicadores económicos del país, tales como el escenario de actividad económica por estado, sector y subsector. El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) es el encargado de realizar las proyecciones de la demanda de combustibles. Para obtener la demanda prevista de cada uno de los petrolíferos de manera desagregada de tipo nacional, región, estado, sector y en algunos casos por rama, fue necesario partir de ciertas variables importantes tales como: PIB nacional e industrial, precio de los productos petrolíferos, composición del parque vehicular por combustible, y considerar la intensidad de uso, rendimientos y de eficiencias, entre otros. Las proyecciones cumplen con el propósito mencionado por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), de reducción de la intensidad energética en el consumo final en 1.9 puntos porcentuales.

3.5.1. Sector Transporte

México presenta un crecimiento económico dinámico, y considerando el número de vehículos por habitante, aún se encuentra lejos del punto de saturación. En este sentido, entre 2017 y 2031, se estima que el sector transporte incremente 27.3% la demanda de combustibles al pasar de 1149.6 mbdpce en 2017 a 1,463.5 mbdpce en 2031. Del volumen total previsto en 2031, las gasolinas serán las de mayor demanda, representado 56.8%, mientras que el diésel será de 33.5%, resultado de su uso intensivo en el autotransporte. De acuerdo a lo anterior, el consumo de ambos combustibles representará 90.4% de la demanda total de este sector; el resto se distribuye entre turbosina (7.8%) y gas LP (1.5%). El gas natural comprimido (GNC), e intermedio 15 continuarán reflejando una participación marginal; (véase Tabla 3.8).

TABLA 3. 8 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR TRANSPORTE, 2017-2031

(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	Datos Anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Total	1149.6	1172.6	1194.6	1217.2	1244.0	1275.4	1300.3	1322.1	1346.4	1368.9	1391.2	1408.1	1428.3	1446.6	1463.5	1.7
Gasolinas	686.3	699.6	709.7	719.7	731.0	747.5	760.2	771.5	784.1	794.5	804.4	810.3	818.7	825.6	832.3	1.4
Diesel	359.0	367.2	377.2	386.7	399.5	411.7	421.4	429.5	438.8	448.4	458.1	466.4	475.5	484.0	491.4	2.3
Gas LP	26.6	25.9	25.6	25.7	25.9	26.1	25.9	25.7	25.4	25.1	24.7	24.4	24.0	23.6	23.1	-1.0
Turbosina	76.7	78.9	81.0	83.9	86.3	88.8	91.4	94.0	96.7	99.5	102.5	105.5	108.6	111.9	115.2	2.9
Intermedio 15	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0
Gas natural comprimido	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	4.6

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Autotransporte

Para la elaboración de la demanda de combustibles en el segmento de autotransporte se toma como premisa el supuesto de precios al público constantes en términos reales para las gasolinas automotrices y el diesel, así como supuestos de introducción de nuevas tecnologías en el mercado automotriz que permitan mejorar los rendimientos, entre otros, efecto que se ve reflejado a futuro en la composición del parque vehicular.

Las gasolinas continúan como el principal combustible de consumo en el segmento de autotransporte, durante el periodo 2017-2031. Se estima que la demanda de gasolinas automotrices se incrementa 21.3%, de tal manera que al final del periodo se ubique en 1,004.5 mbd, mayor en 176.3 mbd con relación a 2017; resultado que se explica por el crecimiento esperado del parque vehicular a gasolina.

La estimación muestra que el consumo de gasolina Premium mostrará un crecimiento promedio anual de 1.2%, y el de gasolina Magna 1.6%. El volumen de demanda de la gasolina PEMEX Magna será de mayor consumo y participación respecto al total de gasolina durante el periodo prospectivo, pasando de 644.0 mbd en 2017 a 779.5 mbd en 2031. Por su parte, la demanda de gasolina PEMEX Premium pasará de 184.2 mbd a 225.0 mbd en el mismo periodo, (véase Tabla 3.9).

TABLA 3. 9 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL AUTOTRANSPORTE, 2017-2031

(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos Anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Gasolina Magna	644.0	656.6	666.1	675.6	686.1	701.5	713.2	723.6	735.3	744.8	754.0	759.4	767.0	773.4	779.5	0.1
Gasolina Premium	184.2	187.7	190.4	193.0	196.1	200.6	204.3	207.4	211.0	214.0	216.8	218.6	221.0	223.0	225.0	0.1
Diesel	331.7	340.0	349.9	359.2	371.7	383.3	392.4	400.0	408.7	417.7	426.7	434.4	442.8	450.7	457.3	0.2
Gas LP	39.9	38.9	38.4	38.7	39.0	39.2	39.0	38.7	38.2	37.6	37.1	36.6	36.1	35.5	34.7	-0.1
Gas natural (MMpcd)	3.2	3.4	3.7	4.1	4.4	4.8	5.1	5.4	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0	6.0	5.9	0.5

Nota: Gasolina de menos de 92 octanos se considera Magna; para la de 92 octanos o más Premium.

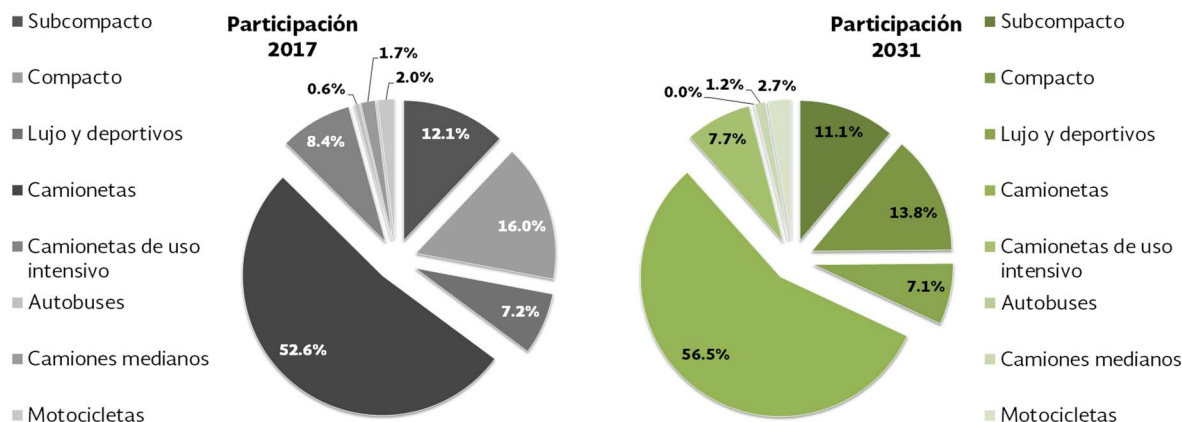
Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

La tendencia en ascenso de la demanda de gasolinas se relaciona con la importante participación de camionetas en el parque vehicular, se estima que éstas demandarán el 56.5% de este combustible en 2031. Al finalizar el periodo prospectivo, el consumo de gasolinas de este tipo de vehículos será de 567.1 mbd, lo que representa un aumento de 29.2% con respecto al año 2017, el cual fue de 438.8 mbd, (véase Figura 3.10).

Respecto a la modalidad de vehículos compactos, éstos demandarán 138.2 mbd de gasolina en 2031, lo cual significa un aumento de 4.8% con respecto a la demanda registrada en 2017 (131.9 mbd). En cuanto a la demanda de gasolinas por parte de los vehículos subcompactos, éstos se incrementarán en 11.8% a lo largo de la proyección, así se tiene una demanda de 99.8 mbd en 2017 hasta llegar a 111.5 mbd en 2031.

Otra modalidad que mostrará una importante evolución en la demanda de gasolinas es la de vehículos de lujo y deportivos, ya que su consumo pasará de 59.5 mbd en 2017 a 71.3 mbd en 2031. Por su parte, el consumo de gasolinas en camionetas de uso intensivo se incrementará de 69 mbd en 2017 a 76.9 mbd en 2031; es decir, 11.4% de crecimiento en el periodo. El uso de motocicletas como medio de transporte representará un aumento en el consumo de gasolinas del 63.4 % de 2017 (16.4 mbd) a 2031 (26.8 mbd).

FIGURA 3. 10
DEMANDA DE GASOLINAS AUTOMOTRICES POR SEGMENTO, 2017 Y 2031
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Melgar, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Con relación a la demanda nacional de diésel, el sector autotransporte es el principal demandante de este combustible, al pasar de 331.7 mbd en 2017 a 457.3 mbd en 2031, lo cual representa un incremento de 37.8% en el periodo. Lo anterior se fundamenta por el incremento en el parque vehicular de uso intensivo que emplea este combustible. El consumo de diésel mostrará una tasa media anual de crecimiento menor (2.3%) que la registrada en el parque vehicular a diésel, la cual será de 4.9% de 2017 a 2031. Por otro lado, las mejoras en eficiencia de los motores a diésel contribuirán a reducir el consumo de este combustible.

Parque Vehicular por Tipo de Combustible

Durante el periodo que va de 2017 a 2031, el parque vehicular total se incrementará 20.4%, lo que significa una adición de 7.1 millones de vehículos, de los cuales 3.6 millones corresponderán a motor eléctrico, es importante subrayar el cambio a vehículos de motor eléctrico, provocando una disminución en los mercados de combustibles automotrices, 2.9 millones a motor a gasolina, 0.8 millones a motor a diésel, 3 y en menor medida automóviles a gas L.P. y gas natural comprimido, (véase Tabla 3.10).

Se estima que la composición del parque vehicular a gasolina, entre 2017 y 2031, crezca 8.4%, de tener 33.9 millones de unidades en sus diferentes categorías en 2017, se incrementará a 36.8 millones de unidades en 2031. Con respecto al parque vehicular a diésel, de 806 mil unidades estimadas en 2017, se pasará a 1.6 millones de unidades para el último año del periodo, destacando la categoría de camionetas y camionetas de uso intensivo.

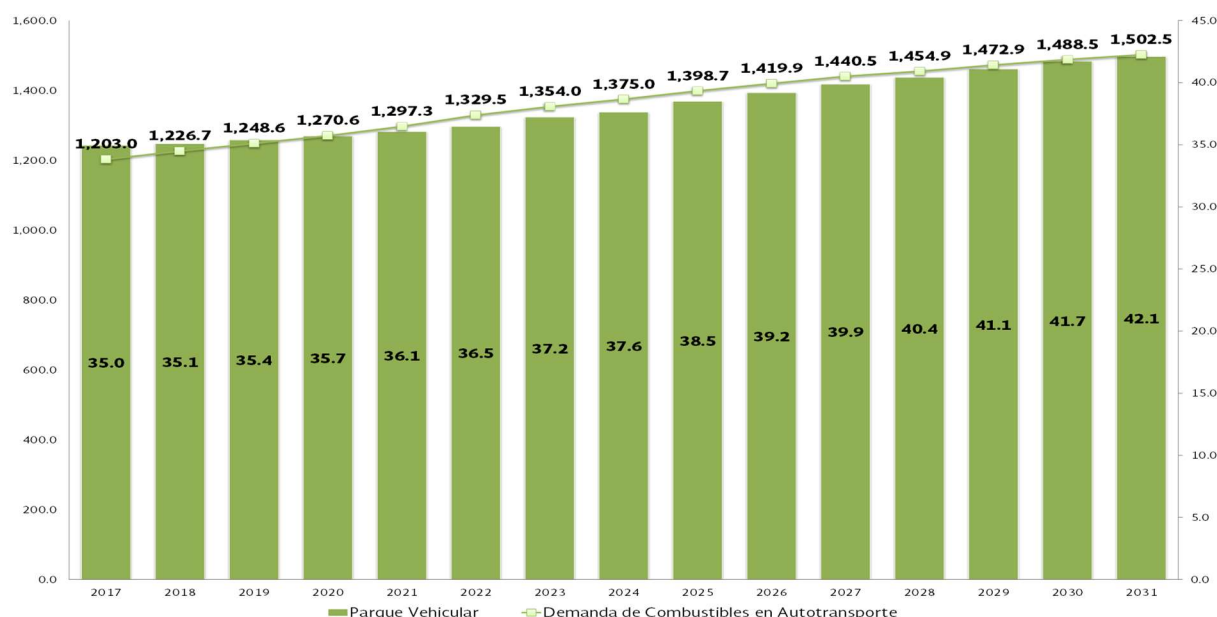
TABLA 3. 10 PARQUE VEHICULAR POR TIPO DE COMBUSTIBLE Y ELECTRICIDAD, 2017-2031
(Millones de vehículos)

Concepto	Datos Anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Total	35.0	35.1	35.4	35.7	36.1	36.5	37.2	37.6	38.5	39.2	39.9	40.4	41.1	41.7	42.1	1.3
Gasolina	33.9	34.0	34.3	34.6	34.9	35.1	35.8	36.0	36.6	36.9	37.1	37.0	37.0	37.0	36.8	0.6
Diesel	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	4.9
Gas LP	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-2.3
GNC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.5
Electricidad	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.5	0.9	1.3	1.8	2.4	3.1	3.6	50.1

Nota: El parque vehicular a gas natural comprimido es tan pequeño que pareciera ser cero, sin embargo, es atribuible al redondeo a un decimal.
Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Durante todo el periodo 2017-2031, se espera que la demanda de combustibles en el autotransporte crezca a una tasa de 1.6% promedio anual, en tanto que para el parque vehicular por tipo de combustible sea de 1.3% promedio anual, (véase Figura 3.11)

FIGURA 3. 11
DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL AUTOTRANSPORTE Y PARQUE VEHICULAR, 2017-2031
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente y millones de vehículos)



Nota:

*Considera Gasolinas, Diesel, Gas LP y Gas Natural Comprimido.

*Incluye todos los vehículos motorizados que usan carreteras y caminos, incluyendo motocicletas

Fuente: Elaborado por SENER, con información del IMP.

La demanda del parque vehicular a gasolina se mantendrá estable, debido a la inclusión de los vehículos con motor eléctrico. Las regiones que continuarán registrando la mayor concentración de parque vehicular a gasolina son Centro, Centro Occidente y Noreste, su participación en 2017 fue de 30.4%, 22.5% y 19.4%, respectivamente, y en 2031 se estima sea de 33.5%, 23.5% y 16.6%, en el orden mencionado. Por el contrario, la aportación de la región Sur-Sureste y Noroeste en 2016 se estima en 15.8% y 11.8%, respectivamente, y hacia el final del último año proyectado de 15.8% y 10.4%. No obstante, la región con la mayor tasa promedio de crecimiento es la Centro y Centro-Occidente, (véase Tabla 3.11).

TABLA 3. 11 PARQUE VEHICULAR A GASOLINA, 2017-2031

(Millones de vehículos)

Región	Datos Anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Total	33.9	34.0	34.3	34.6	34.9	35.1	35.8	36.0	36.6	36.9	37.1	37.0	37.0	37.0	36.8	0.6
Noroeste	4.0	4.0	4.1	3.9	3.9	3.9	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9	3.9	3.8	-0.3
Noreste	6.6	6.6	6.6	6.6	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.4	6.4	6.3	6.3	6.2	6.1	-0.5
Centro-Occidente	7.6	7.7	7.7	7.8	7.8	7.9	8.1	8.1	8.3	8.5	8.5	8.6	8.6	8.7	8.6	0.9
Centro	10.3	10.4	10.6	11.0	11.3	11.4	11.8	12.0	12.2	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.3	1.3
Sur-Sureste	5.4	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.4	5.4	5.5	5.6	5.7	5.7	5.8	5.8	5.8	0.6

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Respecto al parque vehicular de motor a diésel, se calcula que las regiones Centro-Occidente, Sur-Sureste y Centro sean las que presenten las mayores tasas promedio anuales, seguidas la Noreste y Noroeste, (véase Tabla 3.12).

TABLA 3. 12 PARQUE VEHICULAR A DIESEL, 2017-2031

(Millones de vehículos)

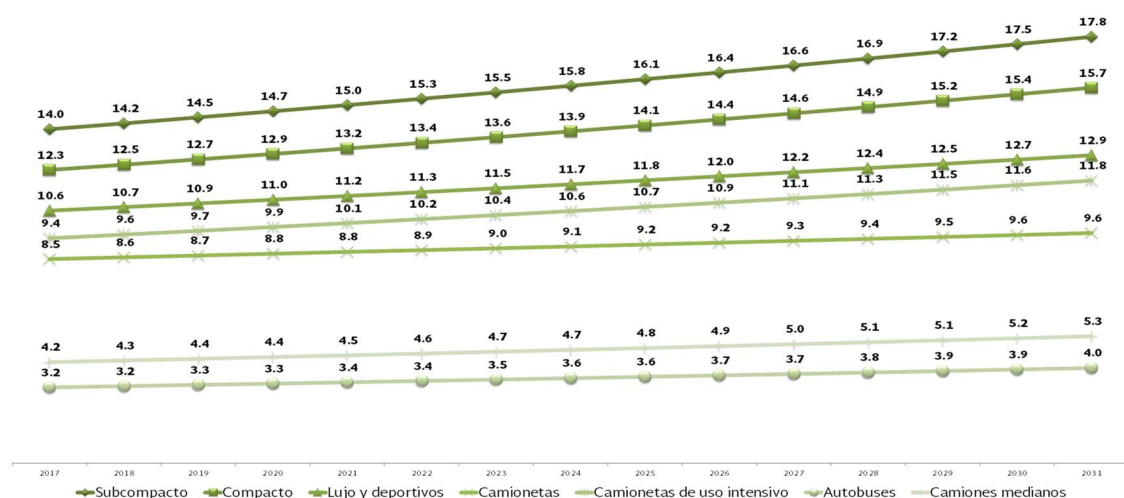
Región	Datos Anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Total	0.81	0.83	0.85	0.88	0.93	1.01	1.08	1.13	1.20	1.26	1.32	1.38	1.45	1.52	1.59	4.9
Noroeste	0.07	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10	0.10	0.11	0.12	0.13	4.7
Noreste	0.19	0.20	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	4.0
Centro-Occidente	0.19	0.19	0.20	0.21	0.23	0.25	0.27	0.29	0.30	0.32	0.34	0.36	0.37	0.39	0.41	5.8
Centro	0.26	0.27	0.28	0.29	0.31	0.33	0.35	0.36	0.38	0.40	0.42	0.44	0.46	0.47	0.49	4.7
Sur-Sureste	0.10	0.10	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	5.8

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Rendimientos de Parque Vehicular, 2017-2031

Un elemento importante que se considera en la proyección de demanda de combustibles es el rendimiento (kilómetro por litro) de gasolina y diésel en el parque vehicular nuevo, de tal manera que la proyección muestra que los rangos más bajos en eficiencias de vehículos a gasolina se encuentran en las clasificaciones de autobuses, camiones medianos y camionetas. Por su parte, las clasificaciones de subcompactos, compactos, lujo y deportivos, presentarán los mayores incrementos en los rendimientos al final del periodo prospectivo, (véase Figura 3.12).

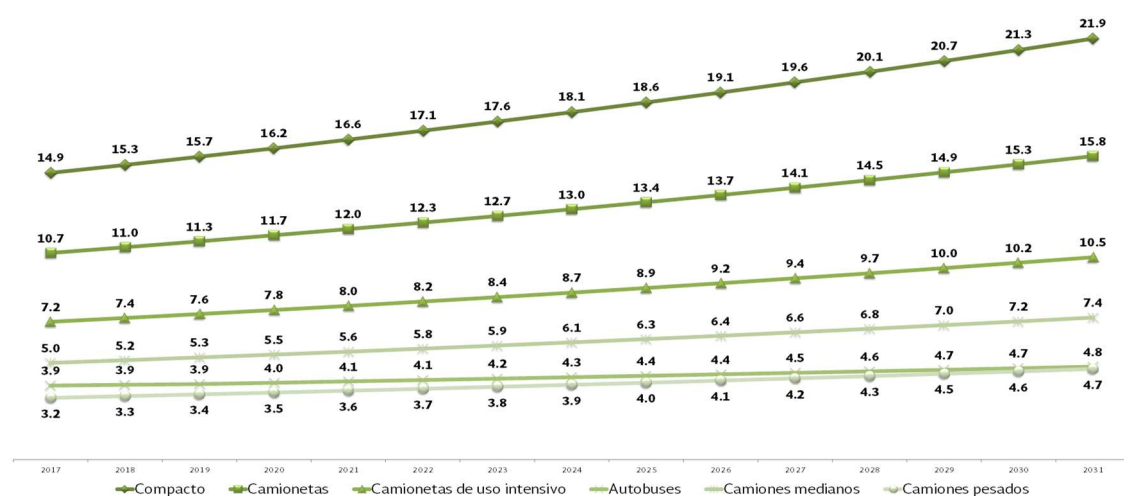
FIGURA 3. 12
RENDIMIENTO PROMEDIO DEL PARQUE A GASOLINA POR CATEGORÍA, 2017-2031
(Kilómetros por litro)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En relación con los vehículos nuevos de motor a diésel, el mayor rendimiento se presentará en los vehículos compactos que va entre 14.9 km/l de gasolina equivalente en 2017 y 21.9 km/l de gasolina equivalente en el año 2031. En cuanto a los camiones pesados u autobuses registrarán el menor crecimiento en su eficiencia durante el periodo prospectivo, siendo de 4.7 y 4.8 km/l, respectivamente en el año 2031. El factor que determina los bajos rendimientos en este tipo de vehículos es la edad promedio, por lo tanto, sus desempeños son bajos en el transcurso del tiempo, (véase Figura 3.13).

FIGURA 3. 13
RENDIMIENTO PROMEDIO DEL PARQUE VEHICULAR A DIESEL POR CATEGORÍA, 2017-2031
(Kilómetros por litro)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Por otro lado, la industria automotriz en México ha ido transitando a una producción de vehículos energéticamente más eficientes que cumplan con los estándares de calidad ambiental y de seguridad. Ha ido tomando relevancia el mercado de vehículos nuevos con innovación en rendimiento de combustibles y combustibles alternativos (híbrida eléctrica). Las empresas de vehículos continúan invirtiendo en operaciones de investigación y desarrollo para ofrecer nuevas tecnologías amigables con el medio ambiente, e incluso migrar hacia nuevas fuentes de combustible, tales como el hidrógeno y la energía eléctrica.

Transporte Aéreo, Marítimo y Ferroviario

En los próximos quince años la demanda de turbosina aumentará 50.2%, de 76.7 mbd en 2017 a 115.2 mbd al final del periodo. La turbosina es un petrolífero que se destina a satisfacer la demanda del sector aéreo, de ahí la relación directa que existe con el comportamiento de este sector, por ejemplo, un crecimiento de la flota aérea de las aerolíneas, introducción de aeronaves más eficientes, vuelos con mayor nivel de ocupación así como inversiones en el desarrollo del Nuevo Aeropuerto de la Ciudad de México (NAICM), entre otros, son elementos que influyen en el consumo de este petrolífero, (véase Tabla 3.13).

Por otra parte, la demanda de diésel en el sector transporte marítimo depende en gran medida de las expectativas de crecimiento del PIB Industrial, los fletes por vía marítima y la vinculación que existe de forma directa al comercio global. A partir de estas consideraciones, se estima que, en los próximos 15 años el consumo promedio se ubique en 13.2 mbd, lo que representa un decremento anual de 0.1%.

TABLA 3. 13 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL TRANSPORTE FERROVIARIO, MARÍTIMO Y AÉREO, 2017-2031

(Miles de barriles diarios)

Combustible	Datos Anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Transporte Ferroviario	13.7	14.1	14.5	14.9	15.4	15.9	16.4	16.9	17.4	17.9	18.5	19.0	19.6	20.2	20.8	3.0
Diesel	13.7	14.1	14.5	14.9	15.4	15.9	16.4	16.9	17.4	17.9	18.5	19.0	19.6	20.2	20.8	3.0
Transporte Marítimo	14.3	13.7	13.5	13.3	13.2	13.3	13.4	13.5	13.5	13.6	13.7	13.8	13.9	14.0	14.1	-0.1
Diesel	13.9	13.3	13.0	12.8	12.7	12.8	12.9	13.0	13.1	13.2	13.3	13.4	13.4	13.5	13.6	-0.1
Combustóleo	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0
Transporte Aéreo	76.7	78.9	81.0	83.9	86.3	88.8	91.4	94.0	96.7	99.5	102.5	105.5	108.6	111.9	115.2	2.9
Turbosina	76.7	78.9	81.0	83.9	86.3	88.8	91.4	94.0	96.7	99.5	102.5	105.5	108.6	111.9	115.2	2.9

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Las proyecciones de consumo de diésel en el transporte ferroviario señalan una demanda promedio de 17.0 mbd en promedio anual. La demanda moderada estimada se asocia, principalmente, por la introducción de locomotoras más eficientes.

Cabe resaltar que este petrolífero es el de mayor consumo en el transporte ferroviario de carga, tanto de productos industriales, como agrícolas, forestales y servicios de transporte de pasajeros. En la actualidad operan ocho empresas dedicadas al transporte de carga y el único tren suburbano que opera en México está en la zona metropolitana de la Ciudad de México que va de Buenavista a Cuautitlán, en el Estado de México. El proyecto del Tren Interurbano México-Toluca, presenta avances considerables, por lo que se espera su operación a partir del año 2018.

3.5.2. Sector Eléctrico

Los particulares han tenido participación en la generación eléctrica desde siempre, pero en diferentes modalidades con diferentes regulaciones. De hecho, los PIE son los generadores más importantes. Lo que hace la nueva legislación y reglamentación diferente es la creación de un mercado eléctrico y el abandono de muchas restricciones para particulares para generar, comprar y vender electricidad, tanto potencia como GWh.

El Sector Eléctrico Nacional integrado al Mercado Eléctrico Mayorista, que comenzó a operar en enero de 2016, ha retirado restricciones en la participación del sector privado en la generación eléctrica y creado un mercado eléctrico, lo cual tiene un impacto sobre el consumo de combustibles. Las estimaciones de la demanda de combustibles en el sector eléctrico se apegaron a los criterios, supuestos y consideraciones de largo plazo del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2017-2031.

En 2031, se espera que la demanda total de combustibles en este sector sea 12.4% mayor respecto de 2017, derivado de una variación marginal en el consumo de petrolíferos y que da como resultado una TMCA prácticamente nula. Las reglas de participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, enfocadas a la disponibilidad y eficiencia de las tecnologías de generación, prevé el incremento en el consumo del gas natural, disminuyendo con esto el consumo de combustibles convencionales como son el combustóleo, carbón y diesel. La demanda de gas natural representó el 67.9% de total en 2017 y aumentará a 82% en 2031, (véase Tabla 3.14).

TABLA 3. 14 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2017-2031

(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Combustible	Datos Anuales															TMCA 2017- 2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Total	1,111.4	1,111.2	1,113.4	1,129.6	1,144.3	1,132.3	1,121.5	1,137.2	1,163.1	1,206.0	1,220.4	1,257.2	1,249.1	1,243.0	1,250.0	0.8
Combustóleo	140.3	109.6	67.9	54.7	45.9	32.4	27.9	21.7	20.9	24.5	24.4	25.5	28.6	28.6	30.8	-10.3
Carbón	176.5	176.5	180.6	181.3	199.5	199.5	199.5	199.4	199.5	199.5	199.5	191.2	174.3	165.7	165.7	-0.5
Coque de petróleo	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	0.0
Diesel	19.1	14.5	12.4	14.5	13.0	10.2	12.0	10.1	10.6	10.2	10.4	9.6	8.0	7.4	7.1	-6.8
Gas natural	755.1	790.2	832.1	858.8	865.5	869.8	861.8	885.8	911.8	951.5	965.8	1,010.6	1,017.9	1,020.9	1,026.1	2.2

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en CFE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En 2017, la demanda de combustóleo (140.3 mbdpce) se atribuye a eventos como: a) la reducción del precio de este energético en los últimos dos años, b) la disponibilidad de infraestructura y, por ende, de suministro de gas natural a las centrales eléctricas duales que pueden consumir este combustible o que tienen como opción el combustóleo y c) conclusión de centrales generadoras que la CFE contempla para utilizar combustóleo o gas natural de acuerdo a precios del mercado de combustibles. En el lapso 2017-2018 algunas centrales de la CFE y de particulares demandarán pequeñas cantidades para posteriormente reducir de forma importante. Para el resto del periodo de estudio se estima que la demanda del sector eléctrico por este petrolífero se reduzca a una tasa media de 10.3%, con lo que, prácticamente, dejara de emplearse en este sector.

La estimación de diesel para procesos de generación eléctrica (en algunas plantas de combustión interna y de turbogás móvil) presenta un consumo promedio 11.27 mbdpce. Finalmente, el coque de petróleo para generar electricidad sólo se consumirá en actividades relacionadas con la industria del cemento y minería. Entre 2016 y 2031, se estima una demanda promedio de este combustible del orden de 20.3 mbdpce que serán canalizadas a dos centrales eléctricas ubicadas en el estado San Luis Potosí.

3.5.3. Sector Industrial

Una de las principales variables que se consideran para la obtención del escenario prospectivo de combustibles industriales son los precios al público de éstos (coque de petróleo, gas natural, gas LP, y diesel), debido a los efectos que tiene en la decisión de sustitución de combustibles, por ejemplo, combustóleo por gas natural. La demanda de combustibles en el sector industrial está directamente relacionada con la evolución de la actividad económica del país (Producto Interno Bruto de cada una de las ramas que integran el sector industrial), planes de la oferta de combustibles de consumo en este sector; innovación tecnológica en eficiencia en los procesos de producción de las empresas y plantas que emplean dichos combustibles.

El gas natural es el combustible de mayor demanda en el sector industrial, cuya tasa de crecimiento promedio se estima en 2.0% en los próximos 15 años. Este porcentaje es superior a la tasa media de crecimiento en la demanda total de combustibles en este sector, estimada en 1.5%, lo que implica un incremento de 258.2 mbdpce en 2017 a 338.9 mbdpce en 2031, lo que significa que el gas natural desplaza a otros combustibles. De representar el 68.9% del consumo total de combustibles en 2016, aumentará a 73.6% en el último año prospectivo. El principal impacto de este desplazamiento, se da con el combustóleo, cuyo uso irá a la baja hasta desaparecer en los próximos años. Las altas emisiones de contaminantes (CO₂, CO, SO_x, entre otros) así como las restricciones en su uso y las ventajas del gas natural frente al combustóleo, indica una alta probabilidad de que, en el corto plazo, el sector industrial deje de consumir este petrolífero y sea sustituido en su totalidad por gas natural, (véase Tabla 3.15).

TABLA 3. 15 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2017-2031

(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	Datos Anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Total	374.4	393.1	416.3	429.2	434.2	438.9	443.1	447.0	449.6	452.6	454.8	456.1	457.4	458.2	460.2	1.5
Combustóleo	6.2	4.1	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Coque	61.9	66.1	64.6	64.8	66.0	66.9	67.8	68.5	68.7	69.3	69.3	68.9	68.8	68.5	69.0	0.8
Gas natural	258.2	274.9	301.8	316.2	319.7	323.2	326.2	329.1	331.2	333.2	335.0	336.3	337.2	337.9	338.9	2.0
Gas LP	19.7	19.5	19.1	19.2	19.3	19.3	19.4	19.5	19.6	19.7	19.9	20.0	20.2	20.5	20.7	0.4
Diesel	28.4	28.5	28.7	29.0	29.2	29.4	29.7	29.9	30.1	30.4	30.6	30.9	31.1	31.3	31.6	0.8

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de BANXICO, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

La demanda de coque de petróleo se asocia a la industria del cemento⁵², de ahí que la proyección del coque de petróleo se basa en considerar los diferentes programas de inversión de las plantas cementeras, crecimiento del escenario para el grupo de rama de los minerales no metálicos y factor de eficiencia. Su consumo se debe al costo relativamente bajo comparado con gas natural y combustóleo, aunado a que la industria cementera ha desarrollado tecnologías que permiten su combustión con un manejo adecuado en las emisiones de NO_x y SO₂.

Considerando lo anterior, el coque de petróleo, tendrá un crecimiento promedio anual apenas de 1.2%. Su participación en el total de la demanda de combustibles en el sector industrial disminuye, de 16.5% en 2017 a 14.9% en 2031. Dentro de las ramas industriales de consumo intensivo, resalta la industria del cemento con el 89.0% de la demanda en 2017 y pasa a 88.5% en 2031, (véase Tabla 3.16).

⁵² En la actualidad, hay 32 plantas cementeras que pueden consumir coque de petróleo en el país, aunque algunas de ellas no están operando. Cabe mencionar que para la proyección de demanda de coque a nivel industrial, ésta se realiza por planta cementera.

TABLA 3. 16 DEMANDA DE COQUE DE PETRÓLEO EN EL SECTOR INDUSTRIAL POR GRUPO DE RAMAS, 2017-2031

(Miles de toneladas anuales)

Grupo de ramas	Datos Anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Total	4290.2	4581.2	4476.7	4506.6	4572.1	4639.8	4701.3	4761.9	4759.8	4806.1	4802.7	4789.5	4770.9	4750.2	4783.8	0.6
Cemento	3819.2	4102.0	4010.1	4042.2	4095.6	4151.3	4201.1	4250.0	4242.8	4278.8	4270.8	4253.8	4232.3	4208.9	4234.0	0.6
Metales básicos	59.7	61.1	59.7	59.6	61.2	62.8	64.4	65.9	66.6	68.0	68.6	69.1	69.6	70.0	71.2	1.4
Química	234.9	237.0	229.9	228.1	233.0	238.2	243.3	248.5	250.3	254.6	256.3	257.5	258.3	258.9	262.4	0.7
Productos metálicos, eléctricos y de transporte	50.7	51.9	50.7	50.7	52.2	53.6	55.0	56.3	56.8	57.9	58.4	58.8	59.0	59.1	60.0	1.6
Vidrio	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.5
Resto	125.4	128.9	126.0	125.8	129.7	133.6	137.2	140.9	142.9	146.4	148.2	150.0	151.5	153.0	156.0	1.6

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Las regiones de la república que concentran el mayor consumo de coque de petróleo se relacionan con la ubicación de las plantas de la industria cementera, por ejemplo, Centro y Centro-Occidente, concentran en promedio 65% de la demanda de coque de petróleo en esta industria durante todo el periodo 2017-2031, (véase Tabla 3.17).

TABLA 3. 17 CONSUMO REGIONAL DE COQUE DE PETRÓLEO DE LA INDUSTRIA DEL CEMENTO, 2017-2031

(Miles de toneladas anuales)

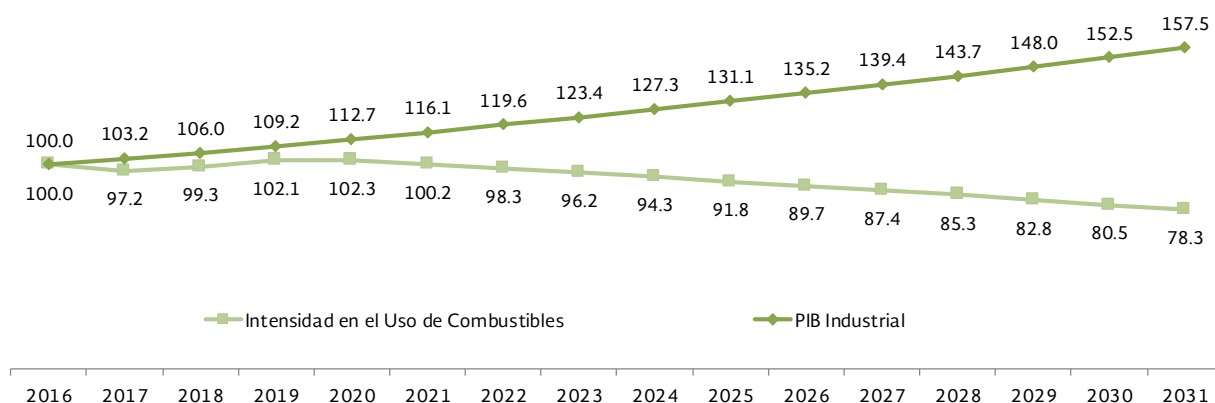
Región	Datos Anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Total	3,819.2	4,102.0	4,010.1	4,042.2	4,095.6	4,151.3	4,201.1	4,250.0	4,242.8	4,278.8	4,270.8	4,253.8	4,232.3	4,208.9	4,234.0	0.7
Noroeste	362.6	426.9	419.8	463.3	468.1	473.0	477.3	481.4	479.2	481.9	479.7	476.4	472.7	468.9	470.4	1.9
Noreste	323.4	383.0	377.9	380.4	388.0	395.9	403.3	410.7	412.6	418.7	420.5	421.3	421.6	421.6	426.6	2.0
Centro-Occidente	1,048.9	1,026.7	1,001.2	996.2	1,006.8	1,017.7	1,027.2	1,036.5	1,032.0	1,038.2	1,033.6	1,027.0	1,019.3	1,011.3	1,014.8	-0.2
Centro	1,493.4	1,657.4	1,623.8	1,623.2	1,648.0	1,673.8	1,697.3	1,720.5	1,721.0	1,738.8	1,738.9	1,735.1	1,729.4	1,722.8	1,736.1	1.1
Sur-Sureste	590.9	608.0	587.4	579.0	584.8	590.8	595.9	600.9	598.0	601.2	598.2	594.0	589.2	584.3	586.0	-0.1

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Respecto a la demanda promedio de diésel y gas L.P., se espera que ésta se ubique en 31.6 mbdpce y 20.7 mbdpce, respectivamente, con una tasa de crecimiento promedio anual de 1.2% y 0.6% para el periodo de estudio. En lo referente a la demanda de combustóleo, se prevé que deje de utilizarse por completo en el sector industrial a partir del año 2019. Entre 2017 y 2019 se estima un consumo promedio de 4.1 mbdpce de este petrolífero. Este comportamiento es resultado de una sustitución del combustóleo por gas natural, asociada al diferencial de precios entre ambos, por ejemplo, para el año 2016, el precio del combustóleo era más caro que el del gas natural, esto es, 2.8 veces más, contabilizados ambos como dólares por MMBTU, otro elemento importante es el de las emisiones contaminantes, pues el combustóleo es más contaminante que el gas natural. Con base en lo mencionado, existirá cada vez una menor demanda por parte del sector industrial.

Un mejor aprovechamiento de los combustibles y su sustitución para lograr una mayor eficiencia en el sector industrial se verá reflejado en una mejora (disminución) en la intensidad energética; la cual se entiende como la relación entre el consumo de combustibles del sector industrial y el comportamiento del PIB manufacturero. Se observa que dicha intensidad pasa de 97.2 en 2017 a 78.3 en 2031, (véase Figura 3. 14). Entre las medidas para un aprovechamiento eficiente de los combustibles es optimizar los procesos, sustitución de combustibles y medidas de eficiencia energética, por ejemplo.

FIGURA 3. 14
INTENSIDAD EN EL USO DE HIDROCARBUROS EN EL SECTOR INDUSTRIAL Y EL PIB MANUFACTURERO,
2016-2031
(Índice, 2012=100)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de BANXICO, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

3.5.4. Sector Petrolero

Se prevé que el sector petrolero aumente el consumo de combustibles 75.1% de 2017 a 2031. Durante este periodo el consumo de combustóleo promediará 23.5 mbdpce y de diesel 13.8 mbdpce. Generalmente, este sector utiliza el combustóleo para la producción de calor útil en sus procesos productivos, (véase Tabla 3.18).

TABLA 3. 18 DEMANDA TOTAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2017-2031
(Miles de barriles de petróleo crudo equivalente)

Combustible	Datos Anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Total	24.1	34.2	42.2	42.2	42.2	42.2	42.2	42.2	42.2	42.2	42.2	42.2	42.2	42.2	42.2	3.8
Gasolinas	1.1	2.3	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	7.7
Diésel	6.9	10.8	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	5.1
Combustóleo	16.1	21.2	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	2.8

Fuente: Elaborado por SENER con base en información de PEMEX.

3.6. Comercio Exterior de Petrolíferos

Se espera que de 2017 a 2031 la producción de petrolíferos aumente 79.6%; en tanto que su demanda lo hará en un 15.3%, atribuible a un mayor consumo de gasolinas. Aun con las inversiones en capacidad de refinación, la producción de destilados seguirá siendo deficitaria, pero se habrá reducido la brecha en la balanza comercial. De 2017 a 2031, se estima que las importaciones de petrolíferos tendrán una reducción de 48.7%, mientras que las exportaciones aumentaran un 6.6%.

Por tipo de combustible, la perspectiva es que la demanda de gasolinas permanezca en niveles superiores a la oferta interna. En el periodo 2017-2031 se espera que el déficit pase de 500.6 mbd a 356.2 mbd, significando una reducción del 33.3% al final de este lapso. Durante todo el periodo de estimación, las importaciones de gasolina representarán en promedio el 30.8% de la demanda interna, (véase Figura 3.15).

FIGURA 3. 15
COMERCIO EXTERIOR DE GASOLINAS, 2017-2031
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de AIE, AMDA, AMIA, ANPACT, CRE, INEGI, EPA, PEMEX, SENER y empresas privadas

Durante todo el periodo 2017-2031 se identifican tres momentos en relación al saldo comercial de diesel, 1) en los primeros cinco años la oferta interna es inferior a la demanda nacional, por lo que se tendrá que cubrir el faltante con producto de importación, de 2017 a 2022 promedia una producción de diesel de 289.3 mbd, un nivel de importación de 155.6 mbd, una demanda de 439.4 mbd, 2) a partir de 2023 y hasta 2025 la producción promedio aumenta a 405.3 mbd, se presenta una reducción en las importaciones promediando 80.4 mbd, y 3) finalmente, en los últimos cinco años de la proyección se vuelve a presentar déficit comercial al ser inferior la oferta en relación con la demanda, (véase Figura 3.16).

FIGURA 3. 16
COMERCIO EXTERIOR DE DIESEL, 2017-2031
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

En el periodo 2017-2031, la producción y demanda interna de turbosina tendrán una tasa de crecimiento media anual de 3.02%. Sin embargo, aun cuando aumente la producción de este combustible, esta no será suficiente para cubrir el nivel de consumo del sector aéreo, traduciéndose en un déficit de combustible. Lo anterior traerá como consecuencia recurrir a importaciones para satisfacer la demanda interna, sin embargo se logró disminuir en 9.27 mbd en relación a 2016, (véase Figura 3.17).

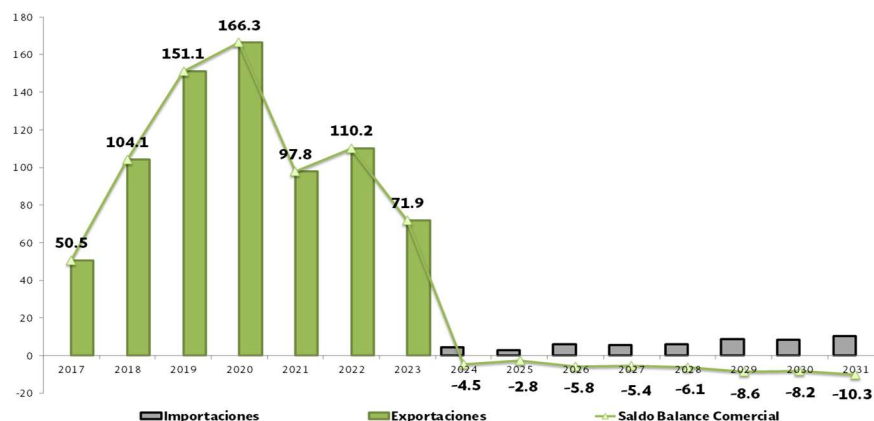
FIGURA 3. 17
COMERCIO EXTERIOR DE TURBOSINA, 2017-2031
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

Se espera que durante 2017-2031, la demanda interna de combustóleo continúe con una fuerte tendencia a la baja. Se prevé que ésta será sustituida en su totalidad por otros combustibles, por ejemplo gas natural, en los distintos sectores, principalmente eléctrico e industrial. Lo anterior se traduce en un saldo comercial positivo entre 2017 y 2020 al tener un excedente de combustible, mismo que será enviado a exportaciones. A partir de 2021, se espera que las refinerías de Tula y Salamanca dejen de tener producción de combustóleo, (véase Figura 3.18).

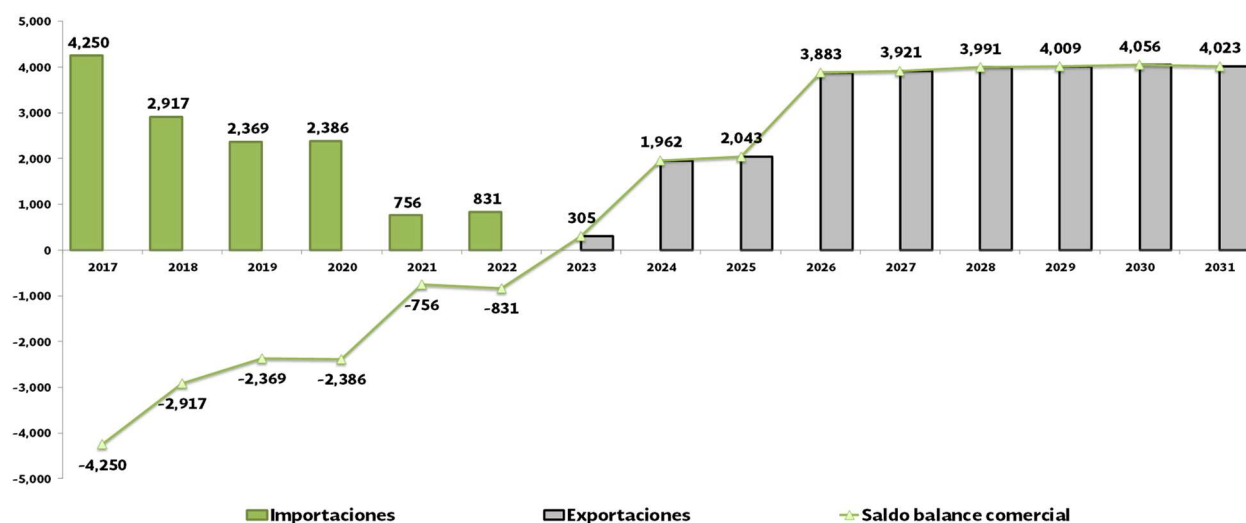
FIGURA 3. 18
COMERCIO EXTERIOR DE COMBUSTÓLEO, 2017-2031
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

Por su parte, la producción de coque de petróleo durante el periodo 2017 a 2023 será insuficiente para satisfacer la demanda interna, compuesta principalmente por la rama del cemento y el sector eléctrico. Por consiguiente, se continuará con una fuerte dependencia del exterior para satisfacer dicha demanda; en los próximos cinco años se importará en promedio 1,852.6 mta. A partir de 2023 las nuevas reconfiguraciones de conversión profunda en Tula, Salamanca y Salina Cruz, permitirán tener un mejor aprovechamiento de residuales, de tal manera que, de 2023 a 2031, se presenta un giro importante, debido a que la producción será mayor con relación a las necesidades de consumo de coque de petróleo, lo que dará como resultado un superávit en la balanza comercial de este combustible. Se estima que a partir de 2023 el nivel de producción de coque de petróleo será dos veces mayor comparada con los últimos cinco años, lo cual permitirá tener una capacidad de exportación por más del 50% de este producto, (véase Figura 3.19).

FIGURA 3. 19
COMERCIO EXTERIOR DE COQUE DE PETRÓLEO, 2017-2031
(Miles de toneladas anuales)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas

ANEXO A. SECTOR AUTOTRANSPORTE

Los precios históricos al consumidor de las gasolinas y el diésel fueron administrados por el Gobierno Federal a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) con fines de política económica y hacendaria, lo que significaba que las variaciones observadas en sus precios no correspondían a las leyes del mercado. Con el acuerdo Núm. A/059/2016 se establece el cronograma de flexibilización de precios de gasolinas y diésel. A partir del primero de enero de 2018 los precios al público se determinarían bajo condiciones de mercado⁵³.

Con la flexibilización de los mercados de gasolina y diésel, se espera una competencia por la distribución de los combustibles, generando una mejor calidad y servicio. Pemex era el único proveedor de combustible en México, ahora tendrá la facultad de ofrecer servicio de almacenamiento y transporte por ducto a otros competidores, bajo la supervisión de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Por otro lado con la temporada abierta se espera que exista un mejor abasto de combustible en todo el país.

La CRE irá flexibilizando los precios que fluctuarán de acuerdo a condiciones de mercado. Los precios finales ya no reflejarán decisiones fiscales o administrativas, si no los costos de toda la cadena productiva. El país se dividió en 90 regiones (7 en frontera y 83 en el resto), en las que diferirán los precios máximos, ya que ahora reflejarán los costos de llevar combustibles a cada una de ellas. Los precios máximos serán establecidos por la SHCP en tanto se flexibiliza el precio en cada zona.

Con el otorgamiento de permisos a terceros para el expendio al público de combustibles se permitirá la libre importación de gasolinas y diésel y sus precios estarán determinados bajo condiciones de un mercado abierto. Cabe mencionar que en el caso de los precios para este ejercicio prospectivo 2017-2031 del Sector Autotransporte, se maneja un escenario que mantiene como premisa el supuesto de precios al público liberalizado⁵⁴.

Estos precios son una ponderación de cada una de las 7 regiones del país de acuerdo a las ventas en cada una de las terminales de reparto y almacenamiento que corresponden a estas regiones. El precio en cada TAR corresponde al precio promedio de gasolina magna, premium y diésel en las estaciones de servicio de su respectiva zona de influencia.

El modelo de autotransporte contempla las regiones; Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro, Sur-Sureste, así como el estado de Nuevo León y Zona Metropolitana (México y Ciudad de México) con 87 terminales de almacenamiento y reparto incluyendo 11 que entrarán en operación en años siguientes⁵⁵, como lo son:

1. San José Iturbide (Gas Natural), en el estado de Guanajuato
2. Tula (Monterra), en el estado de Hidalgo
3. Tula (TransCanada), en el estado de Hidalgo
4. Tula (Invex), en el estado de Hidalgo
5. Tizayuca (Invex), en el estado de Hidalgo
6. Lagos de Moreno (Olstor), en el estado de Jalisco

⁵³ http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5467173&fecha=26/12/2016.

⁵⁴ Se consideró que entrarían en operación a partir del año 2018.

⁵⁵ Estos precios son una ponderación de cada una de las regiones mencionadas, de acuerdo a las ventas en cada una de las terminales de reparto y almacenamiento que corresponden a estas regiones. El precio en cada TAR corresponde al precio promedio de gasolina magna, premium y diésel en las estaciones de servicio de su respectiva zona de influencia.

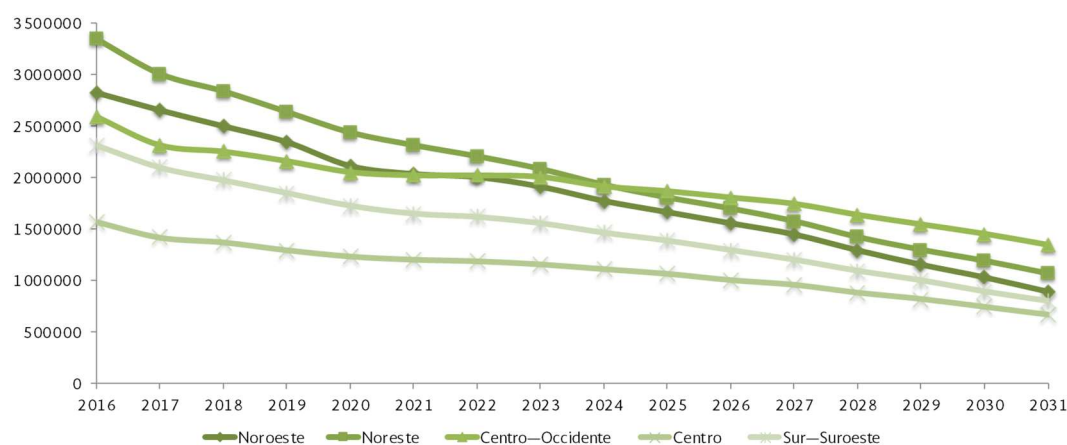
7. Acolman (Hydrocarbon), en el estado de México
8. Monterrey (Howard), en el estado de Nuevo León
9. San Luis Potosí (Interport), en el estado de San Luis Potosí
10. Nuevo Laredo (Howard), en el estado de Tamaulipas
11. Veracruz (Vopak), en el estado de Veracruz

Un aspecto importante en el desarrollo del sector autotransporte es la introducción de nuevas tecnologías, efecto que se ve reflejado a futuro en la composición del parque vehicular. Adicionalmente, se consideró la reducción de la importación de vehículos usados, derivado de las medidas impuestas por el SAT:

- Establecimiento de un arancel del 48% para la adquisición de vehículos usados provenientes del extranjero.
- Fijación de horarios específicos para la entrada al territorio nacional de vehículos por las aduanas de la frontera norte del país.
- Realización de auditorías fiscales a las empresas importadoras y a sus socios, así como aquellos agentes aduanales que, conociendo la irregularidad del trámite, asisten a los importadores.
- Solicitud de certificados aduaneros estadounidenses que garanticen que los vehículos pueden ser exportados.
- No podrán ingresar al país vehículos que en Estados Unidos se consideran de desecho, siniestrados, robados, inseguros o que rebasen los límites permitidos de emisiones contaminantes.

Con base en lo mencionado y de acuerdo a los resultados del modelo se puede establecer que para el periodo 2017-2031, las cinco regiones consideradas en el estudio presentan una disminución en su tasa anual de importación de vehículos usados, estos es: la Noroeste tiene una tasa de 7.5%, la región Noreste de 7.2%, la Centro-Occidente con 3.8%, la Centro con 5.2%, y la Sur-Sureste con 6.8%, (véase Figura A.1). Esta distribución se reflejará principalmente en camionetas, seguidas de vehículos subcompactos y automóviles de lujo y deportivos.

FIGURA A. 1 DISMINUCIÓN DE VEHÍCULOS IMPORTADOS USADOS POR REGIÓN
(Unidades)

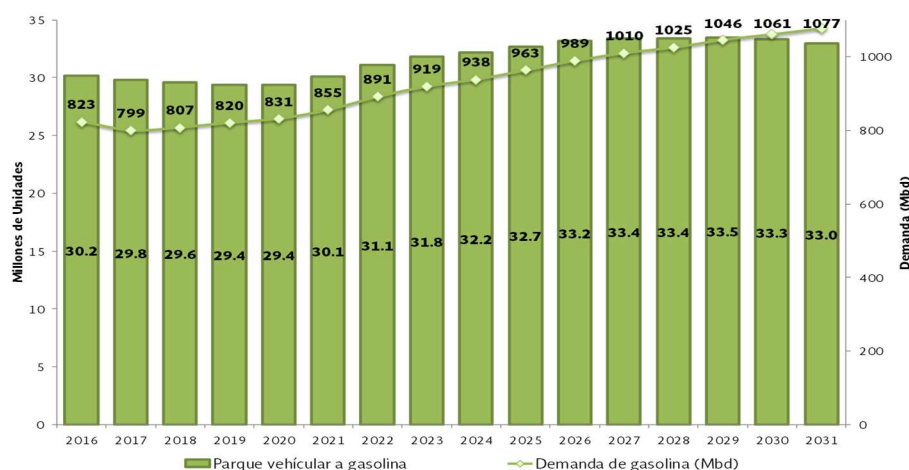


Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMIA, SAT, y empresas privadas.

La demanda de gasolinas para el periodo 2017-2031, está considerando la introducción de un cambio de modalidad de servicio particular a público por inversión en infraestructura de transporte público, además se toma en cuenta la disminución de la importación de vehículos usados y una mayor penetración de vehículos eléctricos e híbridos a partir del año 2017, así como la mejora en rendimientos vehiculares. Bajo este contexto la demanda de gasolinas crecerá en promedio en 2.2% en el periodo prospectivo al pasar de 798.6 Mbd en el año 2017 a 1,076.6 Mbd en el año 2031. Dicha demanda incluye medidas de ahorro de energía en el autotransporte, lo que explica un crecimiento moderado en el consumo de gasolinas. (véase Figura A.2)

FIGURA A. 2 PARQUE VEHICULAR Y DEMANDA DE GASOLINAS, 2016-2031
ESCENARIO BASE

(Millones de unidades y Miles de barriles diarios)

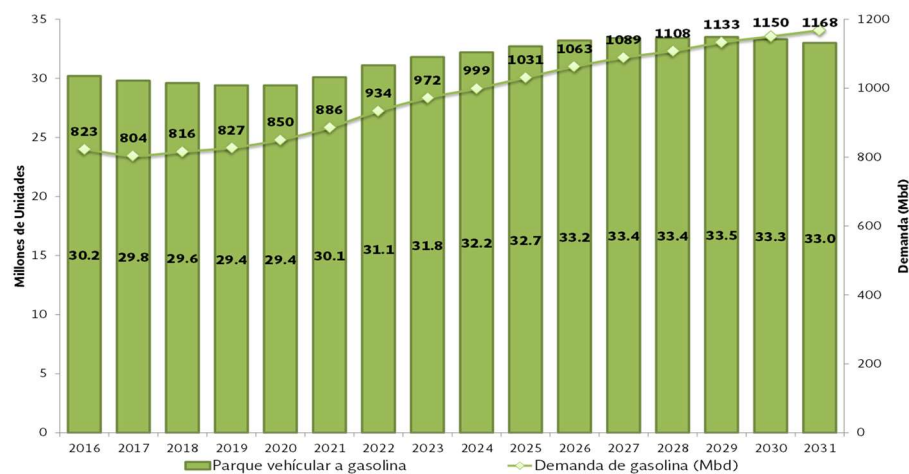


Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

Para un escenario de demanda con bajo ahorro, la tendencia del consumo de gasolinas se muestra en la Figura A.3

FIGURA A. 3 PARQUE VEHICULAR Y DEMANDA DE GASOLINAS, 2016-2031
ESCENARIO BASE CON BAJO AHORRO

(Millones de unidades y Miles de barriles diarios)

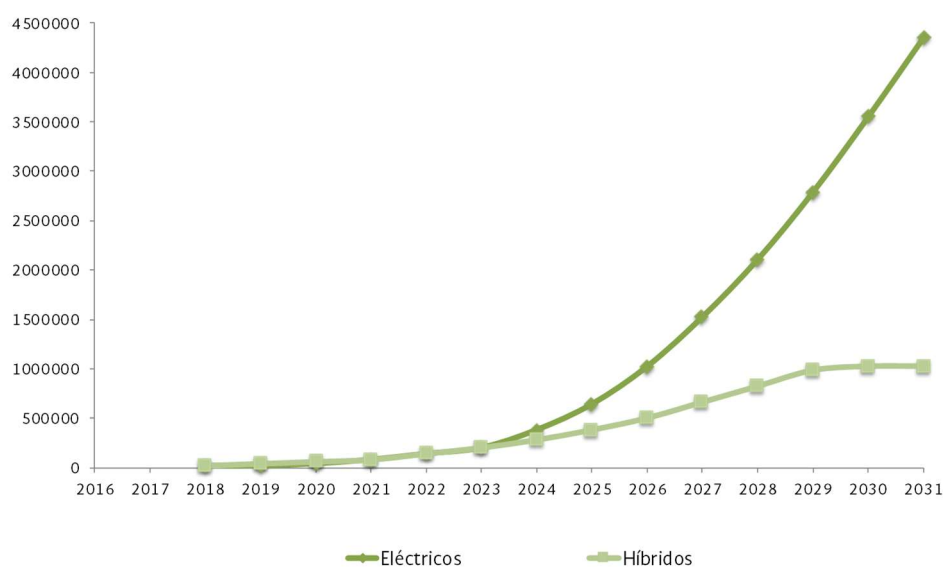


Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

La diferencia del consumo de gasolinas entre los escenarios base con bajo ahorro y el base se atribuye fundamentalmente a medidas de ahorro de energía implementadas, lo que incluye mejora de rendimientos en vehículos, lo cual es el reflejo de sistemas de combustión más eficientes, reducción en las pérdidas de fricción en el sistema motriz y sistemas transmisión de potencia, y uso de materiales más ligeros que reduzcan el peso vehicular.

En el caso de los vehículos eléctricos, se espera un incremento a una tasa media anual de 52.6% para el periodo 2017-2031, al pasar de 7,684 unidades en 2017 a 4,359,700 en el último año del periodo. Respecto a vehículos híbridos se estima un crecimiento promedio anual de 30%, pasando de 11,943 en 2017 a 1,036,900 en 2031. Se considera que existen grandes expectativas de crecimiento de estos automóviles, por lo que integrantes del sector automotriz, CFE y organizaciones como AMIA, están llevando a cabo importantes acciones que permitan promover en México este tipo de tecnología. Tan sólo en el mes de julio de 2016, se comercializaron más de 300 unidades eléctricas de uso particular, flotillas y unidades que forman parte del programa taxis eléctricos en la Cd. de México y Aguascalientes.

FIGURA A. 4 EVOLUCIÓN DEL PARQUE ELÉCTRICO, 2016-2031
(Unidades)



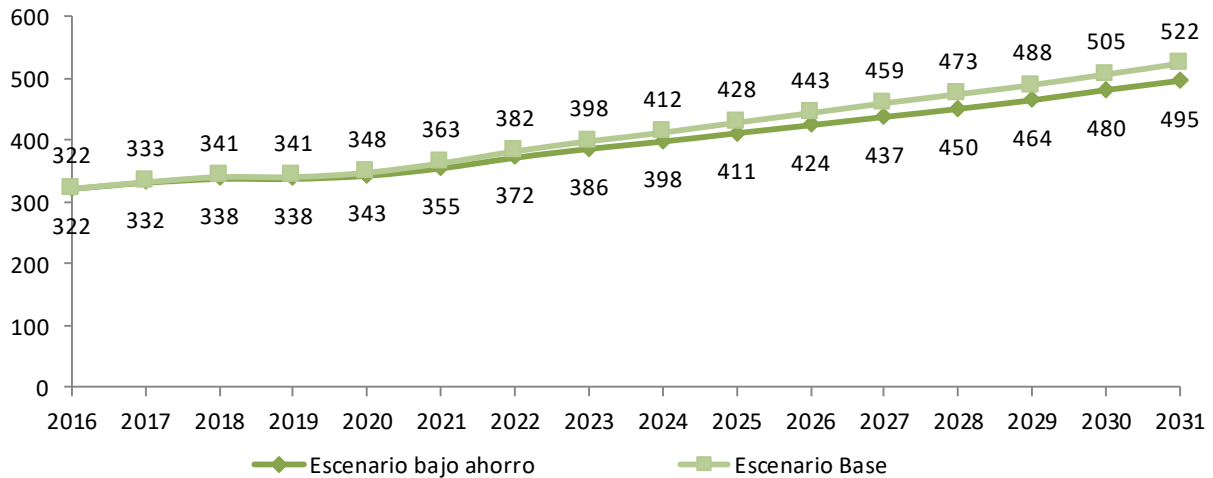
Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

Por otro lado, actualmente se están realizando inversiones para generar infraestructura de estaciones de recarga rápida que pueden recargar a un 80% la capacidad de la batería en un tiempo de aproximadamente 20 minutos⁵⁶. Este tipo de estaciones estarán alimentadas por un sistema de paneles solares impulsando con esto la cadena de sustentabilidad por medio del uso de energías renovables. Una estación de este tipo fue inaugurada recientemente en Guadalajara.

Con relación al parque vehicular a diesel, para 2017 (incluyendo el Metrobús) se estima que sea de 791,900 unidades y de 1,543,800 unidades para el año 2031. La demanda de diesel, presentará una tasa media de crecimiento de 3.3% en el escenario base al pasar de 333.3 Mbd en el año 2017 a 522.2 Mbd en el año 2031. Es crecimiento esperado en el periodo prospectivo tanto en el escenario base como en el de bajo ahorro se puede observar en la Figura A.5.

⁵⁶ El tiempo promedio de carga de una batería al 100% es de 4 horas.

FIGURA A. 5 DEMANDA DE DIESEL EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2016-2031
ESCENARIOS BASE Y BASE CON BAJO AHORRO
 (Miles de barriles diarios)



Fuente: elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

Con base en los resultados de la Figura A. 5, se observa que la demanda en el escenario base es ligeramente mayor al escenario con bajo ahorro creciendo a una tasa promedio anual de 3.3%, esto se explica debido a que en el escenario base se consideró en la proyección el “cambio de modalidad” del servicio particular a público, lo que implica una menor utilización del transporte privado y un mayor uso del transporte urbano y del Metrobús, lo que refleja a su vez un aumento en el consumo de combustible por parte del transporte público.

ANEXO B. MERCADO NACIONAL DE PETROLÍFEROS 2016

B.1. Región Noroeste

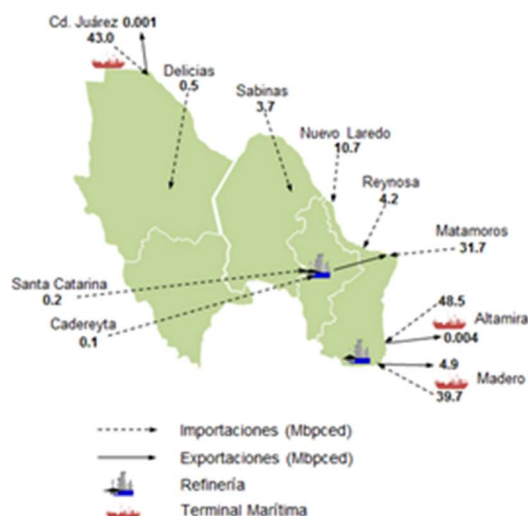
FIGURA B. 1 IMPORTACIONES DE PETROLIFEROS, REGIÓN NOROESTE
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, SCT, Pemex, SE, Sener y empresas privadas.

B.2. Región Noreste

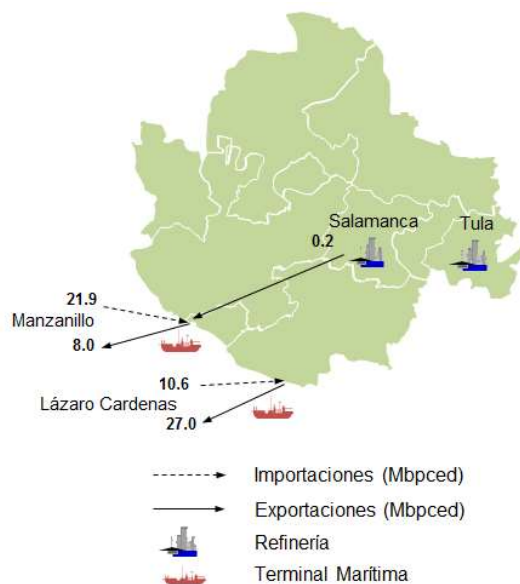
FIGURA B. 2 IMPORTACIONES DE PETROLIFEROS, REGIÓN NOROESTE
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, SCT, Pemex, SE, Sener y empresas privadas.

B.3. Región Centro-Occidente

FIGURA B. 3 IMPORTACIONES DE PETROLIFEROS, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, SCT, Pemex, SE, Sener y empresas privadas.

B.4. Región Centro

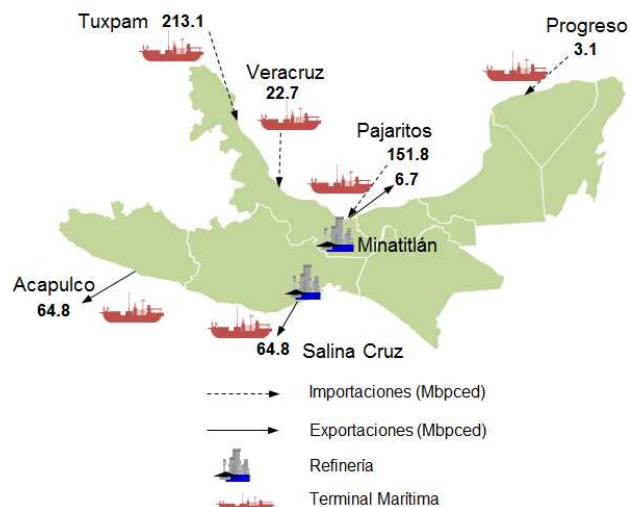
FIGURA B. 4 IMPORTACIONES DE PETROLIFEROS, REGIÓN CENTRO
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, SCT, Pemex, SE, Sener y empresas privadas.

B.5. Región Sur-Sureste

FIGURA B. 5 IMPORTACIONES DE PETROLIFEROS, REGIÓN SUR-SURESTE
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, SCT, Pemex, SE, Sener y empresas privadas.

ANEXO C. BALANCES NACIONALES HISTÓRICOS Y PROSPECTIVOS

Estadísticas complementarias de petróleo y petrolíferos, 2006-2016 y 2017-2031

TABLA C. 1
BALANCE NACIONAL DE PETROLÍFEROS, 2006-2016
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	1,595.2	1,637.8	1,689.8	1,676.8	1,669.4	1,700.9	1,733.8	1,693.2	1,645.6	1,656.0	1,670.3	0.5
Producción	1,205.3	1,190.0	1,183.2	1,219.8	1,117.2	1,069.5	1,096.9	1,137.5	1,072.5	992.0	853.3	-3.4
Cadereyta	197.0	203.0	201.2	205.8	169.4	159.3	177.6	179.0	169.8	153.3	116.7	-5.1
Madero	154.3	143.7	146.1	144.1	122.7	101.1	116.3	121.8	108.0	118.4	77.0	-6.7
Tula	251.5	267.2	247.7	274.4	247.1	255.0	251.8	224.6	228.9	217.5	184.3	-3.1
Salamanca	166.1	153.7	159.7	158.3	157.4	140.2	149.7	165.9	143.0	123.9	145.0	-1.3
Minatitlán	165.6	162.2	160.3	168.0	163.3	150.7	162.6	172.6	168.3	152.8	112.4	-3.8
Salina Cruz	270.9	260.2	268.1	269.2	257.3	263.1	238.9	273.5	254.4	226.1	217.9	-2.2
Importación	389.9	447.8	506.7	457.0	552.2	631.4	636.9	555.72	573.2	663.9	817.1	7.7
Destino	1,576.4	1,644.0	1,672.8	1,677.8	1,662.8	1,671.3	1,688.4	1,685.2	1,623.5	1,628.6	1,661.9	0.5
Demanda interna	1,529.5	1,597.1	1,600.5	1,544.4	1,537.9	1,568.7	1,605.4	1,575.4	1,493.4	1,504.7	1,548.6	0.1
Sector transporte	1,093.4	1,158.5	1,207.7	1,174.8	1,196.8	1,202.7	1,217.7	1,196.1	1,193.5	1,209.8	1,249.5	1.3
Sector eléctrico	241.0	233.9	208.6	205.7	191.0	210.9	237.0	215.7	148.2	134.2	145.2	-4.9
Sector industrial	141.9	149.9	129.9	110.0	101.7	106.3	105.690	114.2	104.6	116.4	122.7	-1.4
Sector petrolero	53.2	54.7	54.3	53.8	48.3	48.8	45.0	49.4	47.2	44.3	31.1	-5.2
Exportación	46.9	47.0	72.3	133.5	124.9	102.6	83.1	109.8	130.0	123.9	113.3	9.2
Variación de Inventarios	18.8	-6.2	17.0	-1.0	6.6	29.6	45.3	8.0	22.2	27.3	8.4	-7.7

NA: no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, SCT, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 2
BALANCE DE PETROLÍFEROS 2006-2016, REGIÓN NOROESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	227.7	236.1	224.7	218.2	218.6	233.7	239.4	222.2	209.6	204.0	213.6	-0.6
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	27.8	57.1	88.4	70.1	60.5	74.7	84.2	60.1	60.1	92.7	121.7	15.9
De otras regiones	200.0	178.9	136.3	148.1	158.1	159.0	155.2	162.0	149.6	111.3	91.9	-7.5
Destino	225.9	236.5	224.0	217.6	218.4	232.4	236.0	221.6	207.9	201.2	212.9	-0.6
Demanda interna	225.9	236.5	224.0	217.6	218.4	232.4	236.0	221.6	207.9	201.2	212.2	-0.6
Sector transporte	144.3	152.8	160.5	151.0	153.1	157.0	159.7	155.9	153.2	156.9	168.7	1.6
Sector eléctrico	66.4	68.0	51.8	56.9	57.6	66.1	65.4	52.2	43.2	31.9	30.1	-7.6
Sector industrial	15.2	15.6	11.7	9.7	7.8	9.4	10.9	13.6	11.6	12.4	13.4	-1.3
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.7	NA
Variación de inventarios	1.8	-0.4	0.7	0.6	0.2	1.3	3.4	0.6	1.7	2.8	0.7	-9.7

NA: no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 3
BALANCE DE PETROLÍFEROS 2006-2016, REGIÓN NORESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	459.6	475.6	489.2	472.8	450.9	427.1	438.5	463.5	421.2	441.5	419.5	-0.9
Producción	351.3	346.8	347.3	350.0	292.1	260.4	293.9	300.8	277.9	271.7	193.7	-5.8
Cadereyta	197.0	203.0	201.2	205.8	169.4	159.3	177.6	179.0	169.8	153.3	116.7	-5.1
Madero	154.3	143.7	146.1	144.1	122.7	101.1	116.3	121.8	108.0	118.4	77.0	-6.7
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	96.4	118.0	134.5	107.4	147.5	156.3	140.0	155.2	139.1	163.7	215.4	8.4
De otras regiones	11.9	10.9	7.4	15.4	11.2	10.4	4.6	7.5	4.2	6.0	10.4	-1.3
Destino	456.6	477.2	489.2	473.4	450.6	409.5	423.2	459.2	415.3	432.8	415.4	-0.9
Demanda interna	281.2	292.5	294.7	275.5	268.2	264.6	273.1	270.2	257.5	270.0	282.3	0.0
Sector transporte	217.7	235.8	246.9	235.2	234.2	231.2	232.2	228.2	231.2	239.7	244.0	1.1
Sector eléctrico	28.52	23.1	17.7	18.5	15.2	13.8	19.0	17.8	8.3	10.2	16.2	-5.5
Sector industrial	29.9	29.7	26.1	17.8	15.7	16.8	19.2	20.1	15.5	18.2	20.7	-3.6
Sector petrolero	5.1	3.9	4.0	4.0	3.0	2.8	2.7	4.1	2.4	2.0	1.4	-12.2
Exportación	17.1	20.7	14.5	23.2	27.1	14.9	7.6	9.1	22.9	14.1	14.3	-1.8
A otras regiones	158.2	164.0	180.0	174.7	155.2	130.0	142.5	179.9	134.9	148.6	118.8	-2.8
Variación de inventarios	3.0	-1.6	-0.1	-0.6	0.3	17.6	15.2	4.3	5.9	8.7	4.1	3.1

NA: no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 4
BALANCE DE PETROLÍFEROS 2006-2016, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	354.9	369.4	397.0	376.0	385.9	391.3	389.1	388.0	370.1	382.3	391.4	1.0
Producción	166.1	153.7	159.7	158.3	157.4	140.2	149.7	165.9	143.0	123.9	145.0	-1.3
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	166.1	153.7	159.7	158.3	157.4	140.2	149.7	165.9	143.0	123.9	145.0	-1.3
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	6.3	16.4	28.4	18.7	17.1	17.5	15.0	8.0	16.1	31.6	36.4	19.1
De otras regiones	182.5	199.3	208.9	199.0	211.4	233.5	224.3	214.1	210.9	226.9	209.9	1.4
Destino	350.7	368.9	382.3	374.4	385.6	390.1	386.6	389.5	367.0	379.3	390.7	1.1
Demanda interna	349.0	366.1	378.1	361.9	364.1	367.9	369.1	373.5	337.6	344.7	353.3	0.1
Sector transporte	256.1	266.6	274.7	273.5	281.4	281.2	283.3	278.0	271.7	270.8	284.8	1.1
Sector eléctrico	54.0	58.5	66.6	54.2	47.8	54.4	59.5	62.9	37.3	40.8	34.0	-4.5
Sector industrial	34.1	36.3	32.3	30.2	31.5	28.8	23.2	29.0	26.1	30.2	31.6	-0.8
Sector petrolero	4.8	4.7	4.5	4.0	3.4	3.5	3.2	3.5	2.6	2.9	2.9	-4.8
Exportación	0.7	0.0	2.3	11.6	18.0	21.6	13.5	9.1	24.6	34.2	32.7	46.8
A otras regiones	1.0	2.9	1.9	0.9	3.5	0.5	4.0	6.9	4.8	0.4	4.8	16.7
Variación de inventarios	4.2	0.5	14.7	1.6	0.3	1.2	2.5	-1.5	3.0	3.0	0.6	-17.4

NA: no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 5
BALANCE DE PETROLÍFEROS 2006-2016, REGIÓN CENTRO
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	409.9	424.8	424.1	429.9	440.1	446.8	448.5	433.3	438.0	436.0	420.3	0.3
Producción	251.5	267.2	247.7	274.4	247.1	255.0	251.8	224.6	228.9	217.5	184.3	-3.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	251.5	267.2	247.7	274.4	247.1	255.0	251.8	224.6	228.9	217.5	184.3	-3.1
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	7.2	11.9	14.8	13.2	21.1	22.0	24.8	-	-	-	0.0	-81.9
De otras regiones	151.2	145.7	161.7	142.3	172.0	169.8	171.9	208.7	209.2	218.5	236.1	4.6
Destino	406.6	427.1	424.7	430.7	434.4	443.0	439.9	432.3	435.5	432.8	421.7	0.4
Demanda interna	382.3	399.4	399.4	386.5	391.8	404.8	407.9	395.6	392.0	386.4	387.0	0.1
Sector transporte	296.3	309.0	316.3	312.2	320.4	322.6	323.4	317.3	318.1	320.1	317.8	0.7
Sector eléctrico	25.7	29.1	27.7	26.3	26.9	33.5	37.3	33.0	27.4	19.1	23.4	-0.9
Sector industrial	48.7	49.4	44.1	37.8	35.0	38.1	39.3	37.8	37.7	39.6	40.2	-1.9
Sector petrolero	11.7	12.0	11.4	10.1	9.5	10.6	8.0	7.5	8.8	7.6	5.6	-7.0
Exportación	0.0	0.3	0.0	-	0.0	0.0	0.0	-	-	-	0.0	-53.9
A otras regiones	24.3	27.4	25.3	44.2	42.6	38.2	32.0	36.6	43.6	46.4	34.7	3.6
Variación de inventarios	3.3	-2.3	-0.6	-0.8	5.7	3.8	8.5	1.1	2.5	3.2	-1.4	NA

NA: no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 6
BALANCE DE PETROLÍFEROS 2006-2016, REGIÓN SUR-SURESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	695.7	674.3	679.8	692.9	734.5	783.0	784.2	788.8	795.8	763.9	776.5	1.1
Producción	436.5	422.4	428.4	437.1	420.6	413.8	401.5	446.1	422.7	378.9	330.3	-2.7
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	165.6	162.2	160.3	168.0	163.3	150.7	162.6	172.6	168.3	152.8	112.4	-3.8
Salina Cruz	270.9	260.2	268.1	269.2	257.3	263.1	238.9	273.5	254.4	226.1	217.9	-2.2
Importación	252.1	244.4	240.7	247.5	306.0	360.9	372.9	332.4	357.9	375.9	443.5	5.8
De otras regiones	7.1	7.5	10.7	8.2	7.9	8.2	9.8	10.3	15.3	9.1	2.7	-9.3
Destino	689.2	676.7	677.6	694.7	734.3	777.3	768.6	785.3	786.8	754.4	772.1	1.1
Demanda interna	291.0	302.6	304.3	302.8	295.3	298.9	319.2	314.6	298.5	302.3	313.8	0.8
Sector transporte	178.9	194.3	209.3	202.9	207.8	210.7	219.0	216.7	219.3	222.4	234.2	2.7
Sector eléctrico	66.5	55.2	44.8	49.7	43.4	43.1	55.9	49.8	32.0	32.3	41.5	-4.6
Sector industrial	14.0	19.0	15.7	14.6	11.7	13.2	13.2	13.8	13.7	15.9	16.9	1.9
Sector petrolero	31.7	34.2	34.5	35.6	32.4	32.0	31.2	34.3	33.5	31.8	21.2	-3.9
Exportación	29.1	25.9	55.5	98.7	79.9	66.1	62.0	91.6	82.5	75.6	66.3	8.6
A otras regiones	369.1	348.1	317.8	293.2	359.1	412.3	387.3	379.1	405.9	376.4	392.0	0.6
Variación de inventarios	6.5	-2.4	2.3	-1.8	0.2	5.6	15.7	3.5	9.0	9.6	4.4	-3.8

NA: no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 7
BALANCE NACIONAL DE COMBUSTÓLEO, 2006-2016
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	339.5	318.5	321.6	355.4	333.3	332.5	318.1	300.1	272.2	254.3	258.7	-2.7
Producción	325.2	301.5	288.7	316.2	322.3	307.5	273.4	268.8	259.2	237.4	228.1	-3.5
Cadereyta	19.6	8.5	11.5	8.7	16.2	11.2	9.9	13.0	15.2	11.9	13.0	-4.0
Madero	24.6	20.8	12.1	16.8	17.4	7.0	14.1	11.5	19.0	12.7	9.7	-8.8
Tula	77.5	80.2	74.3	86.2	83.8	89.7	88.6	77.5	79.1	72.1	64.9	-1.8
Salamanca	42.0	37.4	35.5	42.2	46.7	40.4	41.4	46.3	38.8	36.4	45.7	0.9
Minatitlán*	66.6	63.7	62.9	67.2	64.6	65.4	33.4	19.5	14.9	20.7	7.5	-19.6
Salina Cruz	95.0	90.9	92.4	95.1	93.5	93.9	86.1	101.2	92.3	83.5	87.3	-0.8
Importación	14.3	17.0	32.9	39.2	11.0	25.0	44.6	31.3	13.0	17.0	30.6	7.9
Destino	336.9	327.3	314.8	363.4	335.7	331.9	308.1	310.3	275.0	258.3	260.8	-2.5
Demanda interna	301.3	293.8	255.8	242.2	213.4	231.0	238.4	215.2	146.2	134.3	147.6	-6.9
Sector transporte marítimo	1.2	1.2	1.0	0.7	0.8	0.7	0.2	0.0	0.2	0.4	0.4	-10.1
Sector eléctrico	213.7	210.0	183.1	178.5	160.0	179.1	199.9	178.4	115.2	102.0	113.7	-6.1
Sector industrial	48.8	45.6	35.5	29.8	24.1	20.8	14.3	10.9	6.5	9.3	13.6	-12.0
Sector petrolero	37.6	36.9	36.1	33.2	28.5	30.4	24.0	25.9	24.3	22.7	19.9	-6.2
Exportación	35.6	33.6	59.0	121.2	122.3	100.9	69.7	95.2	128.8	123.9	113.3	12.3
Variación de inventarios	2.6	-8.9	6.8	-8.0	-2.4	0.6	9.9	-10.2	-2.8	-3.9	-2.1	NA

* Incluye transferencias del despuntado de La Cangrejera a combustóleo.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 8
BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2006-2016, REGIÓN NOROESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	68.0	69.0	53.0	56.4	55.0	62.2	62.1	48.1	39.2	28.9	26.9	-8.9
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	3.7	3.5	11.4	14.7	5.0	11.1	14.7	10.0	6.8	7.0	5.1	3.3
De otras regiones	64.3	65.5	41.6	41.8	50.0	51.0	47.4	38.1	32.4	21.9	21.8	-10.2
Destino	67.5	70.0	52.2	56.5	55.3	62.1	60.9	49.0	39.4	29.1	27.0	-8.8
Demanda interna	67.5	70.0	52.2	56.5	55.3	62.1	60.9	49.0	39.4	29.1	27.0	-8.8
Sector transporte	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector eléctrico	63.3	66.1	49.5	54.2	54.8	61.4	60.8	48.9	39.4	29.1	27.0	-8.2
Sector industrial	4.1	3.9	2.8	2.3	0.6	0.7	0.1	0.1	0.0	0.0	-	NA
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	0.5	-1.0	0.8	-0.1	-0.3	0.1	1.2	-0.9	-0.3	-0.2	-0.1	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 9
BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2006-2016, REGIÓN NORESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	56.6	41.3	31.6	40.4	44.1	31.1	34.3	34.5	39.3	29.3	32.1	-5.5
Producción	44.1	29.2	23.6	25.5	33.7	18.2	24.1	24.5	34.2	24.7	22.7	-6.4
Cadereyta	19.6	8.5	11.5	8.7	16.2	11.2	9.9	13.0	15.2	11.9	13.0	-4.0
Madero	24.6	20.8	12.1	16.8	17.4	7.0	14.1	11.5	19.0	12.7	9.7	-8.8
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	3.1	3.4	3.4	2.8	2.8	4.5	5.9	4.6	2.9	0.9	1.7	-5.6
De otras regiones	9.4	8.7	4.6	12.1	7.6	8.4	4.3	5.4	2.2	3.7	7.6	-2.1
Destino	56.6	42.3	31.1	41.2	44.5	30.7	33.4	34.8	39.6	29.3	32.0	-5.5
Demanda interna	38.8	29.4	23.2	23.5	18.1	15.9	21.6	21.6	9.8	12.4	17.3	-7.8
Sector transporte	0.2	0.2	0.1	0.0	0.0	0.2	-	-	-	-	-	NA
Sector eléctrico	28.0	22.6	17.3	17.8	14.6	12.9	17.6	15.9	6.8	9.2	14.9	-6.1
Sector industrial	5.5	2.8	1.8	1.6	0.4	0.1	1.3	1.7	0.6	1.2	0.9	-16.3
Sector petrolero	5.1	3.9	4.0	4.0	3.0	2.8	2.7	4.1	2.4	2.0	1.4	-12.2
Exportación	12.4	11.9	6.7	17.7	25.7	14.8	7.6	9.1	22.8	14.1	14.3	1.4
A otras regiones	5.3	1.1	1.3	0.0	0.6	-	4.2	4.1	7.1	2.8	0.5	-21.8
Variación de inventarios	0.1	-1.0	0.5	-0.8	-0.3	0.4	0.9	-0.3	-0.3	0.0	0.0	-8.0

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 10
BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2006-2016, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	55.8	57.1	70.0	60.8	61.2	65.0	55.5	58.9	47.8	58.8	59.4	0.6
Producción	42.0	37.4	35.5	42.2	46.7	40.4	41.4	46.3	38.8	36.4	45.7	0.9
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	42.0	37.4	35.5	42.2	46.7	40.4	41.4	46.3	38.8	36.4	45.7	0.9
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	2.0	6.0	14.6	7.3	0.4	4.0	0.6	2.4	2.5	3.6	0.5	-14.0
De otras regiones	11.8	13.7	20.0	11.3	14.1	20.6	13.6	10.3	6.5	18.8	13.2	1.1
Destino	55.4	58.5	67.9	61.8	61.4	65.8	56.3	62.4	48.0	60.1	60.1	0.8
Demanda interna	54.5	56.5	64.8	50.0	40.7	44.1	39.1	46.7	19.1	25.9	23.1	-8.2
Sector transporte	0.6	0.6	0.6	0.3	0.6	0.2	0.0	0.0	0.2	0.3	0.1	-17.5
Sector eléctrico	34.0	38.5	47.4	35.0	24.5	31.6	33.8	37.6	13.4	17.4	13.2	-9.0
Sector industrial	15.2	12.7	12.3	10.5	12.3	8.9	2.1	5.5	2.9	5.2	7.0	-7.5
Sector petrolero	4.8	4.7	4.5	4.0	3.4	3.5	3.2	3.5	2.6	2.9	2.9	-4.8
Exportación	0.7	-	2.3	11.6	18.0	21.6	13.5	9.1	24.6	34.2	32.7	46.8
A otras regiones	0.1	2.0	0.8	0.3	2.7	-	3.7	6.6	4.3	-	4.3	40.6
Variación de inventarios	0.5	-1.4	2.2	-1.1	-0.2	-0.8	-0.8	-3.4	-0.2	-1.3	-0.7	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 11
BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2006-2016, REGIÓN CENTRO
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	77.5	80.2	74.3	86.2	83.8	89.7	88.6	77.5	79.1	72.1	64.9	-1.8
Producción	77.5	80.2	74.3	86.2	83.8	89.7	88.6	77.5	79.1	72.1	64.9	-1.8
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	77.5	80.2	74.3	86.2	83.8	89.7	88.6	77.5	79.1	72.1	64.9	-1.8
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	76.7	82.1	73.1	87.5	83.8	89.4	85.0	78.5	79.5	72.7	65.4	-1.6
Demanda interna	54.2	56.7	50.6	45.2	43.6	52.5	54.1	42.8	36.7	27.1	31.5	-5.3
Sector transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector eléctrico	25.4	28.7	27.2	25.9	26.4	33.2	37.0	32.9	27.2	19.0	23.4	-0.8
Sector industrial	17.6	16.2	12.2	9.5	8.2	9.2	10.3	3.5	3.0	2.8	3.6	-14.7
Sector petrolero	11.2	11.8	11.2	9.8	9.0	10.1	6.8	6.4	6.6	5.4	4.5	-8.7
Exportación	-	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	22.5	25.0	22.5	42.4	40.2	36.9	30.9	35.7	42.7	45.5	33.8	4.2
Variación de inventarios	0.8	-1.8	1.2	-1.3	0.0	0.3	3.6	-1.0	-0.4	-0.6	-0.5	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 12
BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2006-2016, REGIÓN SUR-SURESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	167.1	158.7	158.8	176.8	160.8	164.6	143.7	140.0	123.1	117.4	119.9	-3.3
Producción	161.6	154.5	155.2	162.3	158.1	159.2	119.4	120.6	107.2	104.2	94.8	-5.2
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán*	66.6	63.7	62.9	67.2	64.6	65.4	33.4	19.5	14.9	20.7	7.5	-19.6
Salina Cruz	95.0	90.9	92.4	95.1	93.5	93.9	86.1	101.2	92.3	83.5	87.3	-0.8
Importación	5.5	4.2	3.6	14.4	2.7	5.4	23.5	14.3	0.7	5.4	23.4	15.5
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	0.8	5.1	15.3	7.7	1.8	NA
Destino	166.3	162.3	156.7	181.6	162.4	163.9	138.7	144.6	124.7	119.2	120.8	-3.1
Demanda interna	86.2	81.1	64.9	67.1	55.6	56.4	62.6	55.1	41.2	39.8	48.7	-5.6
Sector transporte	0.4	0.4	0.2	0.3	0.2	0.3	0.1	0.0	0.1	0.1	0.3	-1.5
Sector eléctrico	63.0	54.1	41.8	45.5	39.7	40.1	50.7	43.0	28.3	27.2	35.2	-5.7
Sector industrial	6.4	10.0	6.4	5.9	2.6	1.8	0.5	0.1	0.0	0.0	2.1	-10.6
Sector petrolero	16.4	16.5	16.5	15.4	13.1	14.1	11.4	11.9	12.8	12.4	11.0	-3.9
Exportación	22.5	21.4	50.1	91.9	78.6	64.4	48.7	77.0	81.4	75.6	66.3	11.4
A otras regiones	57.5	59.9	41.7	22.5	28.2	43.2	27.4	12.5	2.1	3.7	5.8	-20.5
Variación de inventarios	0.8	-3.6	2.1	-4.7	-1.6	0.7	5.0	-4.6	-1.6	-1.8	-0.8	NA

NA no aplica.

* Incluye transferencias del despuntado de La Cangrejera a combustóleo.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 13
BALANCE NACIONAL DE COQUE DE PETRÓLEO, 2006-2016
(Miles de toneladas anuales)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	4,795.4	5,267.4	5,334.0	4,115.1	4,386.0	5,089.5	5,828.7	5,915.5	5,091.1	5,430.7	5,531.4	1.4
Producción	1,632.5	1,689.1	1,880.5	1,962.5	1,511.0	1,628.0	2,578.7	2,992.1	2,705.1	2,658.3	2,149.2	2.8
Cadereyta	811.8	984.8	975.0	1,069.1	817.2	849.8	966.6	926.7	865.7	823.5	659.8	-2.1
Madero	820.7	704.3	905.5	893.3	693.8	772.9	766.9	945.5	698.9	923.4	641.0	-2.4
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	5.3	845.2	1,119.9	1,140.5	911.4	848.5	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación*	3,162.9	3,578.2	3,453.5	2,152.6	2,875.0	3,461.5	3,250.1	2,923.3	2,386.1	2,772.4	3,382.2	0.7
Destino	4,740.6	5,227.4	4,653.9	4,062.1	4,038.4	4,214.2	5,060.2	5,727.8	4,891.9	5,260.1	5,421.7	1.4
Demanda interna	4,623.1	5,183.9	4,603.9	3,968.6	3,989.8	4,212.2	4,358.5	5,026.0	4,827.7	5,260.1	5,421.3	1.6
Sector eléctrico	1,024.2	1,018.1	982.2	976.8	1,204.7	1,167.4	1,209.0	1,232.7	1,228.0	1,204.6	1,069.0	0.4
Sector industrial	3,598.9	4,165.8	3,621.7	2,991.8	2,785.1	3,044.8	3,149.6	3,793.3	3,599.7	4,055.5	4,352.3	1.9
Cemento hidráulico	2,998.5	3,472.3	2,963.4	2,807.1	2,624.5	2,850.4	2,854.0	3,446.9	3,444.2	3,788.3	3,887.7	2.6
Industria de Metales básicos	189.5	191.3	189.1	109.6	60.8	67.0	77.8	77.3	28.0	52.5	58.0	-11.2
Química, hule y plásticos	310.8	401.9	372.0	32.7	52.4	46.1	55.5	64.9	18.1	59.5	236.5	-2.7
Maquinaria y aparatos eléctricos	67.0	50.2	54.9	7.5	40.0	53.0	56.3	47.2	7.3	41.3	47.3	-3.4
Vidrio	14.8	4.2	0.4	0.2	0.2	1.1	0.2	0.2	-	0.2	0.3	-32.9
Resto de la industria	18.3	45.8	42.1	34.6	7.1	27.3	105.7	156.9	102.2	113.7	122.4	20.9
Exportación	117.5	43.5	50.0	93.5	48.6	2.0	701.7	701.7	64.2	0.0	0.3	-44.6
Variación de inventarios	54.8	40.0	680.2	52.9	347.6	875.3	768.5	187.7	199.2	170.6	109.8	7.2

NA no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 14
BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2006-2016, REGIÓN NOROESTE
(Miles de toneladas anuales)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	383.8	397.8	264.8	215.5	165.9	210.4	263.4	392.8	290.8	306.8	334.6	-1.4
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación*	1.0	1.2	0.9	1.0	1.1	1.4	1.5	101.5	1.3	1.3	1.5	3.9
De otras regiones	382.8	396.5	263.8	214.5	164.7	209.0	261.9	291.4	289.6	305.5	333.1	-1.4
Destino	383.8	397.8	264.8	215.5	165.9	210.4	263.4	392.8	290.8	306.8	334.6	-1.4
Demanda interna	383.8	397.8	264.8	215.5	165.9	210.4	263.4	392.8	290.8	306.8	334.6	-1.4
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector industrial	383.8	397.8	264.8	215.5	165.9	210.4	263.4	392.8	290.8	306.8	334.6	-1.4
Cemento hidráulico	382.8	396.5	263.8	214.5	164.7	209.0	261.9	291.4	289.6	305.5	333.1	-1.4
Industria de metales básicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Química, hule y plásticos	-	-	-	-	0.1	1.2	1.4	1.3	1.3	1.2	1.3	NA
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Vidrio	-	-	-	-	0.1	0.1	0.1	0.1	-	0.2	0.2	NA
Resto de la industria	1.0	1.2	0.9	1.0	1.0	-	-	100.0	-	-	0.0	-41.0
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-7.8

NA no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 15
BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2006-2016, REGIÓN NORESTE
(Miles de toneladas anuales)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	4319.2	4582.8	4555.7	3419.5	3279.0	3928.1	3678.2	4661.9	3948.8	4506.6	4673.1	0.8
Producción	1632.5	1689.1	1880.5	1962.5	1511.0	1622.7	1733.5	1872.2	1564.6	1746.9	1300.7	-2.2
Cadereyta	811.8	984.8	975.0	1069.1	817.2	849.8	966.6	926.7	865.7	823.5	659.8	-2.1
Madero	820.7	704.3	905.5	893.3	693.8	772.9	766.9	945.5	698.9	923.4	641.0	-2.4
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación*	2686.7	2893.7	2675.2	1457.1	1768.0	2305.4	1944.8	2789.7	2384.2	2759.7	3372.4	2.3
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	4333.1	4627.1	4559.5	3446.7	3280.2	3158.1	3153.7	4551.0	3848.3	4376.6	4537.1	0.5
Demanda interna	935.9	1087.5	940.3	501.4	423.2	436.6	409.4	428.1	278.4	391.5	619.8	-4.0
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector industrial	935.9	1087.5	940.3	501.4	423.2	436.6	409.4	428.1	278.4	391.5	619.8	-4.0
Cemento hidráulico	411.8	456.0	287.0	320.8	268.7	265.9	198.5	236.7	225.5	244.6	272.5	-4.0
Industria de metales básicos	116.6	133.1	187.4	107.4	58.7	64.7	76.7	75.7	27.4	50.8	57.0	-6.9
Química, hule y plásticos	310.6	401.8	372.0	32.7	52.4	44.8	54.1	63.6	16.8	49.4	235.2	-2.7
Maquinaria y aparatos eléctricos	67.0	50.2	54.9	7.5	40.0	53.0	56.3	47.2	7.3	41.3	47.3	-3.4
Vidrio	14.8	4.2	0.0	-	-	0.9	-	-	-	-	-	NA
Resto de la industria	15.3	42.3	39.1	32.9	3.3	7.3	23.8	4.9	1.5	5.5	7.8	-6.5
Exportación	117.2	43.5	49.8	93.5	48.1	1.4	0.1	0.1	8.5	0.0	0.3	-45.4
A otras regiones	3280.0	3496.0	3569.3	2851.9	2808.9	2720.1	2744.3	4122.8	3561.4	3985.0	3917.0	1.8
Variación de inventarios	-14.0	-44.2	-3.7	-27.2	-1.2	770.0	524.5	110.9	100.4	130.1	136.0	NA

NA no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 16
BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2006-2016, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
(Miles de toneladas anuales)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	1830.2	2069.3	2429.3	1839.3	1936.8	1908.6	1988.1	2155.0	2143.2	2251.1	2120.0	1.5
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación*	95.0	55.1	0.0	0.1	1.7	0.6	0.2	0.4	0.2	0.3	6.6	-23.4
De otras regiones	1735.2	2014.1	2429.3	1839.2	1935.0	1908.0	1987.9	2154.6	2143.1	2250.8	2113.4	2.0
Destino	1761.5	1985.1	1745.4	1759.1	1936.8	1908.6	1988.1	2155.0	2143.2	2251.1	2120.0	1.9
Demanda interna	1761.3	1985.1	1745.4	1759.1	1936.8	1908.6	1988.1	2155.0	2143.2	2251.1	2119.9	1.9
Sector eléctrico	1024.2	1018.1	982.2	976.8	1204.7	1167.4	1209.0	1232.7	1228.0	1204.6	1069.0	0.4
Sector industrial	737.1	967.0	763.3	782.3	732.0	741.2	779.1	922.3	915.3	1046.4	1050.9	3.6
Cemento hidráulico	667.7	911.9	763.2	782.3	730.3	740.6	778.9	921.9	915.1	1046.0	1044.3	4.6
Industria de metales básicos	69.4	55.1	-	0.1	0.5	0.6	0.2	0.4	0.2	0.2	0.3	-42.0
Química, hule y plásticos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Vidrio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Resto de la industria	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	-	0.1	-	0.3	6.3	126.0
Exportación	0.1	0.0	-	0.0	-	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	-16.0
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	68.7	84.2	683.9	80.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-96.9

NA no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 17 BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2006-2016, REGIÓN CENTRO
(Miles de toneladas anuales)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	1302.6	1414.0	1349.8	1223.6	1509.0	1359.9	1358.9	1547.9	1568.5	1656.6	1635.3	2.3
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación*	377.2	625.7	776.4	693.3	1103.2	1153.6	1303.2	-	-	-	-	NA
De otras regiones	925.4	788.3	573.5	530.3	405.7	206.3	55.8	1547.9	1568.5	1656.6	1635.3	5.9
Destino	1302.6	1414.0	1349.8	1223.6	1160.2	1259.9	1258.9	1557.4	1598.9	1707.2	1766.7	3.1
Demanda interna	1302.6	1414.0	1349.7	1204.1	1159.7	1256.6	1252.0	1557.4	1598.9	1707.2	1766.7	3.1
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector industrial	1302.6	1414.0	1349.7	1204.1	1159.7	1256.6	1252.0	1557.4	1598.9	1707.2	1766.7	3.1
Cemento hidráulico	1299.6	1411.0	1346.6	1202.2	1157.4	1235.3	1169.4	1505.0	1498.0	1590.0	1658.3	2.5
Industria de metales básicos	0.7	0.7	0.7	1.0	0.6	1.2	0.6	0.5	0.2	0.2	-	-100.0
Química, hule y plásticos	0.2	0.1	-	-	0.0	-	-	0.0	-	8.9	-	-100.0
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	-	-	-	0.0	0.0	-	-	-	-	-	NA
Vidrio	-	-	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	-	0.1	0.1	na
Resto de la industria	2.0	2.3	2.0	0.7	1.6	20.0	81.9	51.8	100.7	108.0	108.3	48.7
Exportación	0.0	-	0.2	-	0.5	0.5	0.4	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	19.5	-	2.8	6.5	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	0.0	0.0	0.0	0.0	348.8	100.0	100.0	-9.5	-30.4	-50.7	-131.4	NA

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 18
BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2006-2016, REGIÓN SUR-SURESTE
(Miles de toneladas anuales)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	239.6	299.4	303.7	288.5	304.3	405.4	1,290.8	1,375.9	1,140.9	993.0	895.4	14.1
Producción	-	-	-	-	-	5.3	845.2	1,119.9	1,140.5	911.4	848.5	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	5.3	845.2	1,119.9	1,140.5	911.4	848.5	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación*	3.0	2.5	1.0	1.2	0.9	0.6	0.4	31.8	0.4	11.1	1.8	-5.2
De otras regiones	236.6	296.9	302.7	287.3	303.4	399.5	445.2	224.2	-	70.5	45.1	-15.3
Destino	239.6	299.4	303.7	288.5	304.3	400.1	1,146.8	1,289.6	1,011.7	901.8	790.2	12.7
Demanda interna	239.5	299.4	303.7	288.5	304.3	400.1	445.6	492.7	516.3	603.5	580.3	9.3
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector industrial	239.5	299.4	303.7	288.5	304.3	400.1	445.6	492.7	516.3	603.5	580.3	9.3
Cemento hidráulico	236.6	296.9	302.7	287.3	303.4	399.5	445.2	492.0	516.1	602.2	579.5	9.4
Industria de metales básicos	2.8	2.4	1.0	1.2	0.9	0.6	0.4	0.7	0.2	1.3	0.8	-12.2
Química, hule y plásticos	0.0	0.0	-	-	-	-	-	0.0	0.1	0.1	0.0	4.5
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Vidrio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Resto de la industria	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	NA
Exportación	0.2	-	-	-	-	-	701.2	701.6	55.7	0.0	0.0	-20.4
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	95.3	439.7	298.3	209.9	NA
Variación de inventarios	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3	144.0	86.3	129.2	91.2	105.2	3910.2

NA no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 19
BALANCE NACIONAL DE DIESEL, 2006-2016
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	369.4	386.8	411.5	384.7	397.5	409.5	432.5	420.5	419.5	420.0	404.3	0.9
Producción	328.1	334.0	343.5	337.0	289.5	273.8	299.6	313.4	286.6	274.7	216.2	-4.1
Cadereyta	75.2	83.8	81.8	86.3	66.2	63.3	71.8	69.0	61.1	59.3	43.8	-5.3
Madero	45.9	43.1	48.1	43.4	34.6	29.1	31.1	33.5	30.7	36.0	22.7	-6.8
Tula	56.7	62.2	59.8	60.1	49.7	48.2	50.1	44.5	42.5	46.2	34.2	-4.9
Salamanca	44.5	42.4	51.0	45.0	41.7	37.7	39.2	44.4	38.7	33.6	33.8	-2.7
Minatitlán	42.2	44.4	39.7	37.9	37.7	34.1	52.1	63.0	57.2	51.2	36.1	-1.6
Salina Cruz	63.7	58.2	63.1	64.4	59.6	61.2	55.3	59.0	56.4	48.4	45.6	-3.3
Importación ¹	41.3	52.7	68.0	47.7	108.0	135.7	132.8	107.1	132.9	145.3	188.1	16.4
Destino	362.4	384.3	406.0	383.7	390.6	401.2	420.3	413.9	410.2	404.6	397.7	0.9
Demanda interna	359.8	375.5	399.5	378.9	390.2	401.2	420.3	413.9	410.2	404.6	397.7	1.0
Sector industrial	24.4	24.8	25.5	23.1	24.5	27.4	31.4	30.9	29.4	29.7	26.3	0.8
Sector petrolero	15.0	17.1	17.6	19.9	19.1	17.6	19.8	22.2	20.8	19.8	10.3	-3.7
Sector transporte	312.7	329.1	349.7	327.3	338.6	346.8	355.0	346.9	350.4	345.8	349.9	1.1
Autotransporte	285.2	301.9	320.1	303.3	312.5	317.2	326.7	320.5	323.6	317.2	322.1	1.2
Transporte ferroviario	12.7	12.6	11.9	11.2	12.6	13.5	12.7	12.7	12.8	13.4	13.4	0.5
Transporte marítimo	14.8	14.6	17.8	12.8	13.5	16.1	15.6	13.7	14.0	15.2	14.5	-0.2
Sector eléctrico	7.8	4.5	6.8	8.6	8.0	9.5	14.1	13.9	9.5	9.3	11.2	3.7
Exportación	2.5	8.8	6.4	4.8	0.4	0.0	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	7.0	2.5	5.6	1.0	6.9	8.3	12.1	6.6	9.3	15.4	6.5	-0.7

NA no aplica.

¹ Incluye maquila.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 20
BALANCE DE DIESEL 2006-2016, REGIÓN NOROESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	51.9	53.3	56.9	51.0	53.3	59.1	62.3	60.0	61.2	62.0	64.8	2.2
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación ¹	6.3	19.5	23.3	17.1	20.5	23.8	28.0	22.6	27.7	39.7	51.3	23.4
De otras regiones	45.7	33.7	33.6	33.9	32.8	35.3	34.3	37.5	33.5	22.3	13.5	-11.5
Destino	51.4	53.0	56.5	50.9	52.6	58.3	61.0	59.2	60.3	60.1	64.1	2.2
Demanda interna	51.4	53.0	56.5	50.9	52.6	58.3	61.0	59.2	60.3	60.1	63.4	2.1
Sector industrial	3.8	4.1	3.9	3.2	4.0	4.6	5.8	6.0	6.0	6.6	7.0	6.4
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector transporte	44.6	46.9	50.3	44.9	45.8	48.9	50.6	50.0	50.5	50.8	53.3	1.8
Autotransporte	36.7	39.0	41.2	37.7	38.2	40.7	43.2	42.8	43.1	42.5	44.3	1.9
Transporte ferroviario	1.2	1.2	1.4	1.1	1.3	1.5	1.4	1.6	1.6	1.7	2.3	6.8
Transporte marítimo	6.7	6.8	7.7	6.2	6.3	6.7	6.0	5.6	5.9	6.6	6.6	-0.1
Sector eléctrico	3.0	1.9	2.3	2.8	2.8	4.7	4.6	3.2	3.7	2.8	3.1	0.3
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.7	NA
Variación de inventarios	0.5	0.3	0.5	0.1	0.6	0.9	1.3	0.8	0.9	1.9	0.7	3.2

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 21
BALANCE DE DIESEL 2006-2016, REGIÓN NORESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	126.5	140.0	151.5	140.7	131.7	127.6	131.8	135.6	119.4	125.5	109.6	-1.4
Producción	121.1	126.9	129.9	129.7	100.8	92.4	102.9	102.5	91.8	95.3	66.5	-5.8
Cadereyta	75.2	83.8	81.8	86.3	66.2	63.3	71.8	69.0	61.1	59.3	43.8	-5.3
Madero	45.9	43.1	48.1	43.4	34.6	29.1	31.1	33.5	30.7	36.0	22.7	-6.8
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación ¹	5.4	13.1	21.7	11.0	30.9	35.2	28.8	33.0	27.6	30.2	43.1	23.1
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	124.6	139.3	150.0	140.5	129.8	125.4	128.6	133.8	117.0	121.4	107.9	-1.4
Demanda interna	80.5	85.6	93.3	85.9	89.5	92.9	95.8	93.9	94.4	92.3	88.3	0.9
Sector industrial	6.5	6.2	6.4	6.7	7.2	8.4	10.0	10.2	9.6	9.5	8.0	2.2
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector transporte	73.5	78.9	86.5	78.6	81.7	83.6	84.4	81.6	83.2	81.8	79.0	0.7
Autotransporte	68.6	73.6	80.4	73.7	76.2	76.9	78.5	76.7	78.2	76.2	74.1	0.8
Transporte ferroviario	3.3	3.7	3.5	3.3	3.9	4.1	3.9	3.5	3.8	4.1	3.6	0.8
Transporte marítimo	1.5	1.5	2.6	1.5	1.7	2.6	1.9	1.4	1.2	1.5	1.4	-1.0
Sector eléctrico	0.5	0.5	0.5	0.7	0.6	0.9	1.4	2.0	1.5	1.0	1.2	8.5
Exportación	2.1	7.6	6.3	2.4	0.4	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	42.1	46.1	50.3	52.2	39.9	32.5	32.8	40.0	22.6	29.1	19.6	-7.3
Variación de inventarios	1.9	0.7	1.6	0.1	1.9	2.2	3.1	1.7	2.4	4.0	1.7	-0.8

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 22
BALANCE DE DIESEL 2006-2016, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	83.2	85.6	89.4	86.1	92.1	94.8	98.4	94.4	93.0	91.6	93.6	1.2
Producción	44.5	42.4	51.0	45.0	41.7	37.7	39.2	44.4	38.7	33.6	33.8	-2.7
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	44.5	42.4	51.0	45.0	41.7	37.7	39.2	44.4	38.7	33.6	33.8	-2.7
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación ¹	0.3	1.5	1.8	1.0	2.5	3.7	7.1	3.2	5.7	11.8	12.7	43.9
De otras regiones	38.3	41.6	36.7	40.1	48.0	53.3	52.1	46.9	48.5	46.2	47.1	2.1
Destino	82.0	85.2	88.6	85.8	91.0	93.4	96.4	93.4	91.6	89.2	92.5	1.2
Demanda interna	82.0	85.2	88.6	85.8	91.0	93.4	96.4	93.4	91.6	89.2	92.5	1.2
Sector industrial	4.8	5.1	5.5	4.7	5.2	5.8	6.2	5.8	5.7	5.1	4.6	-0.4
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector transporte	76.7	79.5	82.6	80.6	85.4	87.1	87.5	85.8	85.5	83.7	87.4	1.3
Autotransporte	69.9	73.2	76.0	75.0	79.1	80.3	81.5	80.8	81.1	79.8	83.3	1.8
Transporte ferroviario	5.6	5.0	4.8	4.3	4.8	4.9	4.3	4.3	3.6	3.3	3.4	-4.7
Transporte marítimo	1.2	1.3	1.8	1.3	1.5	2.0	1.6	0.8	0.8	0.5	0.7	-6.2
Sector eléctrico	0.5	0.6	0.6	0.5	0.4	0.5	2.6	1.8	0.4	0.4	0.5	0.3
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	1.2	0.4	0.8	0.2	1.1	1.3	2.0	1.0	1.4	2.4	1.1	-0.7

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 23
BALANCE DE DIESEL 2006-2016, REGIÓN CENTRO
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	71.7	74.1	76.8	72.9	75.4	75.7	77.3	74.3	78.1	79.2	75.5	0.5
Producción	56.7	62.2	59.8	60.1	49.7	48.2	50.1	44.5	42.5	46.2	34.2	-4.9
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	56.7	62.2	59.8	60.1	49.7	48.2	50.1	44.5	42.5	46.2	34.2	-4.9
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	15.0	11.9	17.0	12.8	25.7	27.5	27.3	29.8	35.6	33.1	41.3	10.6
Destino	70.4	73.6	75.8	72.8	74.4	74.5	75.6	73.4	76.8	77.0	74.5	0.6
Demanda interna	70.4	73.6	75.8	72.8	74.4	74.5	75.6	73.4	76.8	77.0	74.5	0.6
Sector industrial	6.2	6.2	6.2	5.3	4.7	4.9	5.2	4.6	4.2	4.3	3.0	-7.2
Sector petrolero	0.4	0.2	0.2	0.3	0.5	0.3	0.5	0.4	0.7	1.0	0.5	0.8
Sector transporte	63.4	66.9	69.0	66.7	68.7	69.0	69.7	68.3	71.7	71.6	71.0	1.1
Autotransporte	62.6	65.9	68.2	65.9	67.8	67.9	68.5	67.0	70.0	69.9	69.1	1.0
Transporte ferroviario	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	1.1	1.2	1.3	1.7	1.8	1.9	8.0
Transporte marítimo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector eléctrico	0.3	0.4	0.5	0.4	0.5	0.4	0.3	0.1	0.2	0.1	0.1	-16.0
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	1.3	0.5	0.9	0.1	1.1	1.2	1.7	0.9	1.4	2.3	0.9	-2.8

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 24
BALANCE DE DIESEL 2006-2016, REGIÓN SUR-SURESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	135.1	121.1	124.1	120.8	151.5	168.4	176.3	170.4	185.4	163.3	162.7	1.9
Producción	105.8	102.6	102.8	102.2	97.3	95.4	107.4	122.1	113.6	99.6	81.7	-2.6
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	42.2	44.4	39.7	37.9	37.7	34.1	52.1	63.0	57.2	51.2	36.1	-1.6
Salina Cruz	63.7	58.2	63.1	64.4	59.6	61.2	55.3	59.0	56.4	48.4	45.6	-3.3
Importación ¹	29.3	18.5	21.2	18.6	54.2	73.0	68.9	48.3	71.9	63.7	81.0	10.7
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	133.0	120.5	122.3	120.4	149.3	165.7	172.4	168.2	182.2	158.5	160.7	1.9
Demanda interna	75.6	78.2	85.3	83.5	82.7	82.1	91.5	94.1	87.2	86.0	79.1	0.5
Sector industrial	3.1	3.3	3.5	3.2	3.3	3.7	4.2	4.2	3.9	4.3	3.8	2.1
Sector petrolero	14.6	17.0	17.3	19.6	18.7	17.3	19.3	21.8	20.1	18.9	9.8	-3.9
Sector transporte	54.5	56.9	61.4	56.5	57.0	58.1	62.9	61.2	59.5	57.8	59.2	0.8
Autotransporte	47.4	50.1	54.3	51.0	51.2	51.4	54.9	53.2	51.2	48.8	51.3	0.8
Transporte ferroviario	1.7	1.7	1.4	1.7	1.7	1.8	1.9	2.0	2.2	2.5	2.1	2.0
Transporte marítimo	5.4	5.0	5.7	3.8	4.2	4.9	6.1	6.0	6.2	6.5	5.8	0.8
Sector eléctrico	3.4	1.1	3.0	4.2	3.7	2.9	5.2	6.8	3.7	5.1	6.3	6.3
Exportación	0.5	1.2	0.1	2.4	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	56.9	41.1	37.0	34.5	66.6	83.7	80.8	74.2	95.0	72.5	81.6	3.7
Variación de inventarios	2.2	0.6	1.7	0.4	2.2	2.7	3.9	2.2	3.2	4.8	2.0	-0.6

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 25
BALANCE NACIONAL DE GASOLINAS, 2006-2016
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	729.8	765.8	791.2	801.2	803.0	805.6	812.6	795.6	791.6	807.2	825.8	1.2
Producción	456.1	456.0	451.2	472.1	424.8	400.9	418.1	437.3	421.6	381.4	325.3	-3.3
Cadereyta	81.9	82.2	82.6	85.2	68.6	65.0	72.8	75.7	73.4	63.1	45.3	-5.8
Madero	60.9	61.5	61.8	61.0	51.9	44.3	50.6	51.4	40.1	50.7	32.0	-6.2
Tula	94.4	100.5	90.8	105.9	91.4	94.1	89.2	80.3	86.5	80.4	67.3	-3.3
Salamanca	66.3	63.4	62.8	62.4	61.0	54.6	60.8	64.6	56.3	44.1	56.4	-1.6
Minatitlán	55.6	53.8	57.6	62.9	60.9	51.1	58.9	68.7	74.5	63.5	52.7	-0.5
Salina Cruz	96.9	94.5	95.5	94.8	90.9	91.9	85.8	96.6	90.7	79.6	71.5	-3.0
Importación ¹	273.8	309.8	340.0	329.1	378.3	404.7	394.5	358.3	370.0	425.8	500.6	6.2
Destino	719.1	761.3	792.8	794.0	802.3	800.0	804.4	788.2	778.4	794.6	823.9	1.4
Demanda interna	718.9	761.0	792.6	792.6	802.3	800.0	804.4	788.2	778.4	794.6	823.9	1.4
Sector transporte	718.3	760.3	792.0	791.9	801.6	799.1	803.2	786.9	776.3	792.9	823.0	1.4
Sector petrolero	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7	0.9	1.2	1.3	2.1	1.8	1.0	3.6
Exportación	0.2	0.4	0.2	1.4	-	-	-	-	-	-	0.0	-37.6
Variación de inventarios	10.7	4.4	-1.6	7.2	0.7	5.6	8.2	7.4	13.2	12.5	1.9	-15.8

NA no aplica.

¹ Incluye maquila.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

TABLA C. 26
BALANCE DE GASOLINAS 2006-2016, REGIÓN NOROESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	93.2	98.9	103.7	100.8	100.9	102.1	103.5	99.4	96.4	98.9	106.0	1.3
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación ¹	17.8	34.1	53.7	38.4	34.9	39.8	41.5	25.7	25.5	45.9	62.7	13.4
De otras regiones	75.4	64.8	50.0	62.4	66.0	62.3	62.0	73.8	70.9	53.0	43.3	-5.4
Destino	92.2	98.3	103.9	100.0	100.7	101.6	102.6	98.8	95.3	97.8	106.0	1.4
Demanda interna	92.2	98.3	103.9	100.0	100.7	101.6	102.6	98.8	95.3	97.8	106.0	1.4
Sector transporte	92.2	98.3	103.9	100.0	100.7	101.6	102.6	98.8	95.3	97.8	106.0	1.4
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	1.0	0.6	-0.2	0.7	0.2	0.5	0.8	0.6	1.1	1.2	0.0	NA

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

TABLA C. 27
BALANCE DE GASOLINAS 2006-2016, REGIÓN NORESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	182.0	192.1	205.7	215.3	204.1	183.8	191.7	193.3	178.1	193.3	180.9	-0.1
Producción	142.8	143.7	144.4	146.2	120.5	109.3	123.3	127.1	113.5	113.8	77.3	-6.0
Cadereyta	81.9	82.2	82.6	85.2	68.6	65.0	72.8	75.7	73.4	63.1	45.3	-5.8
Madero	60.9	61.5	61.8	61.0	51.9	44.3	50.6	51.4	40.1	50.7	32.0	-6.2
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación ¹	36.7	46.2	58.5	65.7	80.0	72.6	68.1	64.1	62.7	77.6	101.2	10.7
De otras regiones	2.46	2.20	2.79	3.33	3.61	1.98	0.29	2.08	1.97	1.92	2.36	-0.4
Destino	180.3	191.7	206.8	214.3	204.9	183.3	190.5	192.6	176.1	191.1	181.2	0.0
Demanda interna	139.4	147.3	153.6	151.4	148.1	142.2	141.7	141.3	142.1	151.0	157.4	1.2
Sector transporte	139.4	147.3	153.6	151.4	148.1	142.2	141.7	141.3	142.1	151.0	157.4	1.2
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	1.07	-	-	-	-	-	-	0.00	NA
A otras regiones	40.9	44.4	53.2	61.8	56.8	41.0	48.8	51.3	34.0	40.1	23.9	-5.2
Variación de inventarios	1.7	0.4	-1.1	0.9	-0.8	0.5	1.2	0.7	2.1	2.2	-0.3	NA

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

TABLA C. 28
BALANCE DE GASOLINAS 2006-2016, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	167.4	176.6	180.7	185.2	187.5	187.4	188.7	182.4	178.7	178.9	188.5	1.2
Producción	66.3	63.4	62.8	62.4	61.0	54.6	60.8	64.6	56.3	44.1	56.4	-1.6
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	66.3	63.4	62.8	62.4	61.0	54.6	60.8	64.6	56.3	44.1	56.4	-1.6
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación ¹	2.1	7.8	12.0	10.4	14.1	9.9	7.4	2.3	7.8	16.2	23.1	26.9
De otras regiones	99.0	105.3	106.0	112.3	112.4	123.0	120.5	115.4	114.6	118.5	109.0	1.0
Destino	165.8	175.8	181.0	183.9	187.3	186.6	187.5	181.5	176.7	177.1	188.2	1.3
Demanda interna	165.8	175.8	181.0	183.9	187.3	186.6	187.5	181.5	176.7	177.1	188.2	1.3
Sector transporte	165.8	175.8	181.0	183.9	187.3	186.6	187.5	181.5	176.7	177.1	188.2	1.3
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	1.6	0.8	-0.3	1.2	0.2	0.9	1.2	0.8	2.0	1.9	0.3	-16.2

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

TABLA C. 29
BALANCE DE GASOLINAS 2006-2016, REGIÓN CENTRO
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	212.4	219.3	224.4	225.2	229.5	231.9	232.0	228.7	229.4	233.9	230.4	0.8
Producción	94.4	100.5	90.8	105.9	91.4	94.1	89.2	80.3	86.5	80.4	67.3	-3.3
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	94.4	100.5	90.8	105.9	91.4	94.1	89.2	80.3	86.5	80.4	67.3	-3.3
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	118.0	118.8	133.5	119.3	138.0	137.8	142.8	148.4	142.8	153.5	163.1	3.3
Destino	210.4	218.6	224.8	223.9	229.3	230.9	230.9	227.4	226.7	231.4	229.8	0.9
Demanda interna	210.4	218.6	224.8	223.9	229.3	230.9	230.9	227.4	226.7	231.4	229.8	0.9
Sector transporte	210.4	218.6	224.8	223.9	229.3	230.6	230.2	226.7	225.2	230.2	229.1	0.9
Sector petrolero	-	-	-	-	-	0.26	0.7	0.7	1.5	1.2	0.6	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	2.1	0.7	-0.5	1.3	0.1	1.0	1.1	1.2	2.6	2.5	0.7	-10.4

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

TABLA C. 30
BALANCE DE GASOLINAS 2006-2016, REGIÓN SUR-SURESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	369.6	370.0	369.0	372.2	401.0	425.5	422.3	431.5	439.3	429.1	437.8	1.7
Producción	152.5	148.4	153.1	157.6	151.9	143.0	144.7	165.3	165.2	143.1	124.3	-2.0
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	55.6	53.8	57.6	62.9	60.9	51.1	58.9	68.7	74.5	63.5	52.7	-0.5
Salina Cruz	96.9	94.5	95.5	94.8	90.9	91.9	85.8	96.6	90.7	79.6	71.5	-3.0
Importación ¹	217.1	221.6	215.9	214.6	249.1	282.5	277.6	266.2	274.0	286.0	313.5	3.7
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	365.3	368.0	368.6	369.2	400.1	422.8	418.4	427.4	433.9	424.3	436.5	1.8
Demanda interna	111.1	120.9	129.3	133.3	136.8	138.8	141.7	139.0	137.6	137.4	142.6	2.5
Sector transporte	110.5	120.3	128.6	132.6	136.2	138.1	141.2	138.5	137.0	136.8	142.2	2.6
Sector petrolero	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.3	-6.8
Exportación	0.2	0.4	0.2	0.3	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	254.0	246.7	239.1	235.5	263.2	284.1	276.7	288.4	296.3	286.9	293.9	1.5
Variación de inventarios	4.4	2.0	0.4	3.0	1.0	2.6	3.9	4.0	5.3	4.8	1.3	-11.7

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

TABLA C. 31
BALANCE NACIONAL DE TURBOSINA¹, 2006-2016
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	64.9	66.3	64.0	57.1	51.9	56.3	59.7	64.0	65.1	70.8	76.2	1.6
Producción	64.8	66.3	64.0	57.1	51.9	56.3	56.6	60.8	53.4	47.8	42.8	-4.1
Cadereyta	4.8	9.8	6.8	5.2	2.9	3.6	4.7	3.5	3.6	3.3	2.0	-8.4
Madero	7.2	4.9	6.8	6.0	5.5	6.0	5.9	7.5	4.9	1.3	0.3	-26.9
Tula	22.9	24.2	22.7	22.2	22.1	23.0	23.9	22.4	20.7	18.9	18.0	-2.4
Salamanca	13.3	10.5	10.5	8.7	8.1	7.5	8.3	10.6	9.2	9.7	9.1	-3.7
Minatitlán	1.2	0.3	0.2	0.1	-	0.0	2.1	0.1	-	-	-	NA
Salina Cruz	15.3	16.6	17.1	14.9	13.3	16.1	11.8	16.7	15.0	14.7	13.4	-1.3
Importación ¹	0.1	-	-	-	0.1	-	3.1	3.23	11.7	23.0	33.4	73.3
Destino	67.5	71.3	70.7	59.2	57.1	57.9	59.3	63.4	66.5	70.8	76.2	1.2
Demanda interna	61.2	67.9	65.0	55.0	55.8	56.1	59.3	62.2	66.5	70.8	76.2	2.2
Sector transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	6.3	3.4	5.7	4.2	1.3	1.8	-	1.2	-	-	0.0	-86.5
Variación de inventarios	-2.5	-5.0	-6.7	-2.1	-5.2	-1.6	0.4	0.6	-1.4	0.0	-0.0	NA

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

TABLA C. 32
BALANCE DE TURBOSINA 2006-2016, REGIÓN NOROESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	7.3	7.3	6.0	5.9	6.2	6.4	6.5	7.1	7.3	8.3	9.5	2.6
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.6	NA
De otras regiones	7.3	7.3	6.0	5.9	6.2	6.4	6.5	7.1	7.3	8.3	6.9	-0.6
Destino	7.5	7.6	6.3	6.1	6.6	6.4	6.5	7.1	7.3	8.3	9.5	2.4
Demanda interna	7.5	7.6	6.3	6.1	6.6	6.4	6.5	7.1	7.3	8.3	9.5	2.4
Sector transporte	7.5	7.6	6.3	6.1	6.6	6.4	6.5	7.1	7.3	8.3	9.5	2.4
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-0.1	-0.3	-0.3	-0.1	-0.3	-0.1	0.0	0.0	-0.1	-0.0	0.0	NA

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

TABLA C. 33
BALANCE DE TURBOSINA 2006-2016, REGIÓN NORESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	12.1	14.7	13.6	11.2	8.3	9.6	10.7	11.3	9.0	7.5	8.0	-4.0
Producción	12.1	14.7	13.6	11.2	8.3	9.6	10.6	11.0	8.5	4.7	2.3	-15.2
Cadereyta	4.8	9.8	6.8	5.2	2.9	3.6	4.7	3.5	3.6	3.3	2.0	-8.4
Madero	7.2	4.9	6.8	6.0	5.5	6.0	5.9	7.5	4.9	1.3	0.3	-26.9
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación ¹	-	-	-	-	-	-	0.1	0.3	0.4	2.4	5.2	NA
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.4	0.5	NA
Destino	12.4	15.6	14.6	11.5	8.8	9.8	10.7	11.2	9.1	7.4	7.9	-4.4
Demanda interna	4.7	9.5	6.7	5.2	4.4	5.2	6.2	5.2	5.9	6.9	7.6	5.0
Sector transporte	4.7	9.5	6.7	5.2	4.4	5.2	6.2	5.2	5.9	6.9	7.6	5.0
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	0.4	0.4	0.6	0.2	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	7.4	5.7	7.3	6.1	4.4	4.5	4.5	6.0	3.2	0.6	0.4	-26.2
Variación de inventarios	-0.3	-0.9	-1.0	-0.3	-0.5	-0.2	0.1	0.1	-0.1	0.0	0.1	NA

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

TABLA C. 34
BALANCE DE TURBOSINA 2006-2016, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	13.5	10.7	10.5	8.9	8.1	7.7	8.6	11.1	9.6	10.1	9.5	-3.4
Producción	13.3	10.5	10.5	8.7	8.1	7.5	8.3	10.6	9.2	9.7	9.1	-3.7
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	13.3	10.5	10.5	8.7	8.1	7.5	8.3	10.6	9.2	9.7	9.1	-3.7
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	0.3	0.2	0.0	0.2	0.0	0.2	0.4	0.5	0.4	0.4	0.5	6.0
Destino	13.9	11.5	11.6	9.2	8.9	7.9	8.6	11.0	9.8	10.1	9.6	-3.7
Demanda interna	13.1	10.6	10.4	8.6	8.2	7.4	8.2	10.7	9.4	9.7	9.2	-3.5
Sector transporte	13.1	10.6	10.4	8.6	8.2	7.4	8.2	10.7	9.4	9.7	9.2	-3.5
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	0.9	0.8	1.2	0.6	0.8	0.5	0.4	0.3	0.5	0.4	0.4	-7.0
Variación de inventarios	-0.4	-0.8	-1.1	-0.3	-0.8	-0.2	0.0	0.0	-0.2	0.0	-0.0	NA

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

TABLA C. 35
BALANCE DE TURBOSINA 2006-2016, REGIÓN CENTRO
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	23.4	24.2	22.9	22.2	22.6	23.6	24.7	23.4	21.5	19.2	18.4	-2.4
Producción	22.9	24.2	22.7	22.2	22.1	23.0	23.9	22.4	20.7	18.9	18.0	-2.4
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	22.9	24.2	22.7	22.2	22.1	23.0	23.9	22.4	20.7	18.9	18.0	-2.4
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	NA
De otras regiones	0.5	-	0.3	0.0	0.4	0.6	0.8	1.0	0.8	0.3	0.5	-0.2
Destino	24.2	25.9	25.2	23.1	24.8	24.2	24.5	23.2	22.1	19.2	18.4	-2.7
Demanda interna	22.5	23.5	22.5	21.6	22.3	23.0	23.5	22.2	21.3	18.3	17.6	-2.4
Sector transporte	22.5	23.5	22.5	21.6	22.3	23.0	23.5	22.2	21.3	18.3	17.6	-2.4
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	NA
A otras regiones	1.8	2.4	2.8	1.5	2.4	1.3	1.0	1.0	0.8	0.9	0.8	-7.2
Variación de inventarios	-0.8	-1.7	-2.3	-0.8	-2.2	-0.6	0.2	0.2	-0.6	-0.0	-0.0	NA

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

TABLA C. 36
BALANCE DE TURBOSINA 2006-2016, REGIÓN SUR-SURESTE¹
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Origen	19.3	18.8	22.2	17.6	15.4	16.7	17.3	20.6	26.3	35.2	39.0	7.3
Producción	16.5	16.9	17.2	15.0	13.3	16.1	13.9	16.8	15.0	14.7	13.4	-2.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	1.2	0.3	0.2	0.1	-	0.0	2.1	0.1	-	-	-	NA
Salina Cruz	15.3	16.6	17.1	14.9	13.3	16.1	11.8	16.7	15.0	14.7	13.4	-1.3
Importación ¹	0.1	-	-	-	-	-	2.9	3.0	11.3	20.5	25.6	68.8
De otras regiones	2.6	1.9	5.0	2.6	2.1	0.6	0.5	0.9	-	-	-	NA
Destino	20.1	20.1	24.2	18.1	16.8	17.2	17.2	20.4	26.7	35.2	39.1	6.9
Demanda interna	13.5	16.7	19.1	13.5	14.4	14.1	14.9	17.0	22.6	27.6	32.4	9.1
Sector transporte	13.5	16.7	19.1	13.5	14.4	14.1	14.9	17.0	22.6	27.6	32.4	9.1
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	5.9	3.0	5.2	4.0	1.3	1.8	-	1.2	-	-	-	NA
A otras regiones	0.7	0.5	-	0.6	1.1	1.3	2.4	2.2	4.0	7.6	6.7	25.3
Variación de inventarios	-0.8	-1.4	-2.0	-0.5	-1.4	-0.5	0.1	0.2	-0.4	0.0	-0.0	NA

NA no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

TABLA C. 37
DEMANDA ESTATAL DE COMBUSTÓLEO 2006-2016
(Miles de barriles diarios)

Estado	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Aguascalientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Baja California	2.0	1.1	0.7	0.6	0.5	0.3	0.1	0.1	-	0.0	-	NA
Baja California Sur	12.8	18.3	15.6	19.8	16.5	10.0	10.6	15.9	7.1	3.7	8.9	-3.6
Campeche	6.3	5.8	6.3	5.1	5.1	5.4	5.0	4.7	5.2	4.4	2.9	-7.5
Coahuila	0.3	0.8	0.2	0.3	0.1	0.4	0.5	0.1	0.9	0.0	0.0	-32.2
Colima	12.0	17.5	28.9	20.3	9.5	16.6	14.9	23.3	5.9	7.3	2.1	-15.8
Chiapas	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	NA
Chihuahua	10.7	9.7	8.2	8.6	6.7	6.1	6.5	6.8	3.7	2.1	4.0	-9.4
Distrito Federal	0.0	-	-	-	-	-	-	0.0	-	-	0.0	-50.2
Durango	7.9	7.4	5.9	6.2	5.3	4.2	0.9	3.3	1.6	3.0	4.6	-5.3
Guanajuato	27.7	21.6	19.7	13.0	14.6	11.0	7.3	9.7	6.6	9.0	10.4	-9.4
Guerrero	-	-	3.7	4.5	-	-	-	-	-	-	-	NA
Hidalgo	53.9	56.4	50.4	44.9	43.4	52.4	54.0	42.8	36.7	27.1	31.5	-5.2
Jalisco	1.2	0.3	0.2	0.3	0.2	0.1	0.3	0.5	0.1	0.3	0.1	-21.6
México	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	-	0.0	-	-	-	NA
Michoacán	2.0	2.3	2.2	2.2	1.6	1.8	1.3	1.8	0.8	0.7	0.2	-19.3
Morelos	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	-19.4
Nayarit	0.1	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nuevo León	7.9	4.5	4.4	4.4	2.7	2.3	3.5	4.9	2.5	2.6	1.8	-14.0
Oaxaca	16.5	16.1	14.5	12.7	11.7	11.7	10.2	11.2	12.2	11.6	10.4	-4.5
Puebla	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.0	-9.4
Querétaro	0.6	0.5	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	-11.1
Quintana Roo	0.1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	-	-	-	NA
San Luis Potosí	10.3	13.7	12.9	13.2	14.3	14.4	15.1	11.1	5.4	8.1	10.1	-0.2
Sinaloa	25.2	26.9	21.5	21.3	22.2	28.8	27.2	21.4	18.3	22.1	12.0	-7.2
Sonora	27.5	23.7	14.4	14.9	16.1	23.1	23.0	11.7	14.0	3.3	6.1	-14.0
Tabasco	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-22.6
Tamaulipas	12.1	7.0	4.6	4.0	3.3	3.0	10.3	6.5	1.1	4.7	6.9	-5.4
Tlaxcala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Veracruz	58.8	56.5	39.7	43.3	37.8	36.6	45.5	37.5	21.7	22.0	31.1	-6.2
Yucatán	4.4	2.5	0.6	1.2	0.8	2.4	1.9	1.6	2.1	1.8	4.3	-0.3
Zacateas	0.5	0.6	0.4	0.6	0.2	0.1	0.0	0.1	0.0	-	-	NA
Total	301.3	293.8	255.8	242.2	213.4	231.0	238.4	215.2	146.2	134.3	147.6	-6.9

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 38
DEMANDA REGIONAL DE COQUE DE PETRÓLEO 2006-2016
(Miles de barriles diarios)

Estado	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Noroeste	383.8	397.8	264.8	215.5	165.9	210.4	263.4	392.8	290.8	306.8	334.6	0.8
Noreste	935.9	1,087.5	940.3	501.4	423.2	436.6	409.4	428.1	278.4	391.5	619.8	-3.8
Centro-Occidente	1,761.3	1,985.1	1,745.4	1,759.1	1,936.8	1,908.6	1,988.1	2,155.0	2,143.2	2,251.1	2,119.9	4.5
Centro	1,302.6	1,414.0	1,349.7	1,204.1	1,159.7	1,256.6	1,252.0	1,557.4	1,598.9	1,707.2	1,766.7	4.2
Sur-Sureste	239.5	299.4	303.7	288.5	304.3	400.1	445.6	492.7	516.3	603.5	580.3	13.1
Total	4,623.1	5,183.9	4,603.9	3,968.6	3,989.8	4,212.2	4,358.5	5,026.0	4,827.7	5,260.1	5,421.3	3.8

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 39
DEMANDA ESTATAL DE DIESEL 2006-2016
(Miles de barriles diarios)

Estado	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Aguascalientes	4.8	4.9	4.8	4.7	5.0	5.2	5.3	5.0	5.6	4.4	4.5	-0.6
Baja California	14.6	15.3	16.3	13.0	13.5	14.3	14.9	14.3	13.5	13.0	13.9	-0.5
Baja California Sur	5.3	5.0	5.5	5.3	5.3	7.5	7.9	5.8	6.8	5.6	5.5	0.3
Campeche	15.0	17.9	18.3	21.1	19.3	17.8	20.7	23.5	20.6	19.6	12.4	-1.9
Coahuila	5.6	5.6	5.9	5.4	5.7	6.5	6.8	5.7	5.5	4.8	4.7	-1.8
Colima	13.5	14.9	16.3	15.3	15.3	16.4	17.2	17.6	17.1	16.6	16.8	2.2
Chiapas	9.5	10.7	11.6	11.3	12.1	12.9	13.1	12.9	11.6	10.3	11.4	1.9
Chihuahua	5.1	6.7	7.4	7.8	13.2	14.1	13.6	10.2	12.0	13.5	14.5	11.1
Distrito Federal	26.8	27.3	27.1	26.4	25.2	25.2	26.8	26.0	26.8	25.4	25.6	-0.5
Durango	12.5	13.3	13.5	13.3	14.9	14.2	14.5	14.4	14.5	14.8	11.5	-0.8
Guanajuato	16.0	15.5	16.1	15.1	15.7	15.8	16.3	16.8	16.7	17.1	19.2	1.8
Guerrero	3.7	3.9	4.3	4.3	4.2	4.1	4.2	4.1	4.3	4.2	3.9	0.6
Hidalgo	11.3	12.2	13.4	12.8	14.3	15.0	14.8	14.1	16.0	20.0	16.5	3.9
Jalisco	22.1	21.2	22.3	20.9	18.0	18.2	17.8	18.7	17.9	16.3	17.7	-2.2
México	16.0	16.7	17.6	16.6	16.9	17.4	17.0	16.5	17.0	16.4	17.4	0.9
Michoacán	9.4	10.5	11.2	10.9	11.3	11.8	11.9	12.5	11.9	12.4	13.0	3.3
Morelos	3.5	3.6	3.8	3.8	3.7	3.7	3.8	3.5	3.5	3.9	4.0	1.2
Nayarit	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.6	1.6	1.5	3.8
Nuevo León	23.7	23.7	26.9	25.1	25.7	25.1	27.5	26.7	28.8	28.6	26.3	1.0
Oaxaca	5.5	5.6	7.6	5.6	5.4	5.4	5.9	5.5	5.4	5.6	5.6	0.1
Puebla	12.9	13.7	13.8	13.3	14.1	13.3	13.3	13.4	13.4	11.4	11.1	-1.5
Querétaro	11.5	11.7	11.4	11.5	12.5	12.7	15.0	14.0	11.0	9.2	9.0	-2.4
Quintana Roo	0.3	0.2	0.5	1.1	0.2	0.2	0.7	1.1	0.4	0.6	0.9	9.7
San Luis Potosí	8.6	9.8	10.6	9.9	10.5	10.9	11.4	11.2	10.9	10.6	9.3	0.8
Sinaloa	17.3	17.8	19.2	18.2	18.1	18.5	18.7	19.0	19.4	20.5	22.5	2.7
Sonora	14.1	14.8	15.4	14.3	15.7	18.0	19.6	20.1	20.5	21.0	21.6	4.3
Tabasco	8.3	8.4	9.3	9.0	8.0	7.5	8.4	8.1	6.4	3.1	2.6	-11.1
Tamaulipas	21.3	23.1	25.0	20.8	21.6	24.3	23.5	22.3	22.4	21.9	22.3	0.5
Tlaxcala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Veracruz	24.8	26.0	26.6	25.9	27.8	28.7	31.7	32.2	32.0	34.3	34.6	3.4
Yucatán	12.4	10.7	12.8	11.2	12.2	11.8	13.1	13.8	12.7	13.7	14.5	1.6
Zacateas	3.3	3.7	3.5	3.8	3.6	3.4	3.8	3.6	4.1	4.0	3.6	0.6
Total	359.8	375.5	399.5	378.9	390.2	401.2	420.3	413.9	410.2	404.6	397.7	1.0

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX, SCT, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 40
DEMANDA ESTATAL DE GASOLINAS 2006-2016
(Miles de barriles diarios)

Estado	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Aguascalientes	11.1	11.9	11.6	12.3	12.1	12.1	12.5	12.1	12.0	10.4	11.8	0.6
Baja California	37.5	39.6	41.7	38.5	39.2	40.6	41.2	39.3	37.0	38.2	40.6	0.8
Baja California Sur	8.4	9.1	9.5	9.0	9.0	8.9	8.9	8.7	8.6	8.7	9.1	0.9
Campeche	4.0	4.5	4.6	5.0	5.0	4.9	5.1	5.1	4.8	5.1	5.8	3.8
Coahuila	14.5	15.5	16.4	16.3	17.3	16.4	16.2	16.3	15.9	16.8	17.2	1.7
Colima	7.0	12.3	14.7	14.5	21.5	21.0	21.3	17.9	17.6	18.4	22.0	12.1
Chiapas	13.5	15.1	16.5	16.9	18.6	19.7	20.1	18.9	18.5	17.1	16.9	2.2
Chihuahua	31.6	33.3	34.5	32.9	32.3	31.6	31.6	31.4	31.3	33.0	34.3	0.8
Distrito Federal	101.1	104.2	104.7	102.5	104.0	103.5	103.8	102.1	101.7	104.9	103.0	0.2
Durango	18.2	19.5	19.8	20.3	19.9	19.2	19.1	19.5	20.1	21.8	19.7	0.8
Guanajuato	28.9	31.4	32.7	33.2	34.4	34.0	34.1	34.1	33.4	36.3	37.8	2.7
Guerrero	11.9	12.8	13.7	14.0	14.0	13.5	13.5	13.0	13.2	13.5	14.6	2.0
Hidalgo	19.4	20.8	22.9	23.7	24.7	25.2	24.7	24.2	26.6	28.8	29.2	4.2
Jalisco	48.3	46.1	46.6	46.4	41.0	41.5	40.5	41.1	39.9	40.4	41.8	-1.4
México	47.4	49.0	51.4	51.8	52.5	54.1	54.2	54.0	52.9	53.4	53.4	1.2
Michoacán	26.5	27.4	28.9	29.8	29.8	29.5	29.0	27.9	27.9	28.3	29.4	1.0
Morelos	13.6	13.5	14.0	14.7	15.1	15.1	15.2	15.0	14.7	15.1	14.9	0.9
Nayarit	3.8	4.1	4.2	4.6	4.6	4.5	4.6	4.7	4.9	4.8	4.6	2.0
Nuevo León	43.7	46.0	47.7	46.9	46.3	44.7	44.8	44.9	45.6	47.1	49.7	1.3
Oaxaca	11.1	12.2	12.9	13.5	13.9	13.9	14.3	14.3	14.1	14.3	15.1	3.1
Puebla	28.9	31.1	31.8	31.2	33.1	33.0	33.0	32.1	30.9	29.3	29.2	0.1
Querétaro	17.1	18.3	18.2	18.6	19.1	19.4	21.0	20.9	18.8	17.0	19.1	1.1
Quintana Roo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
San Luis Potosí	15.2	15.9	16.4	16.6	16.6	16.2	16.3	15.9	15.7	16.1	16.2	0.6
Sinaloa	24.7	26.4	28.5	28.6	28.4	27.6	27.6	26.7	26.1	27.0	30.4	2.1
Sonora	21.6	23.1	24.3	24.0	24.1	24.4	24.8	24.1	23.7	23.9	25.9	1.8
Tabasco	15.0	15.5	16.9	17.3	17.3	18.0	18.4	18.2	16.2	9.5	8.9	-5.1
Tamaulipas	31.4	33.0	35.1	35.1	32.3	30.3	30.0	29.2	29.1	32.3	36.4	1.5
Tlaxcala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Veracruz	34.8	38.1	40.3	42.5	43.5	43.5	44.7	44.4	45.1	51.2	52.9	4.3
Yucatán	20.7	22.7	24.3	23.9	24.6	25.2	25.6	25.1	25.7	26.6	28.5	3.2
Zacateas	7.8	8.4	7.7	8.0	8.4	8.3	8.3	7.0	6.5	5.4	5.6	-3.4
Total	718.9	761.0	792.6	792.6	802.3	800.0	804.4	788.2	778.4	794.6	823.9	1.4

NA no aplica.

Nota. La información está desagregada por punto de venta, no por lugar de consumo.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX.

TABLA C. 41
DEMANDA ESTATAL DE TURBOSINA, 2006-2016
(Miles de barriles diarios)

Estado	Datos anuales											TMCA 2006-2016
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Aguascalientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Baja California	3.3	0.0	0.3	2.8	2.9	2.6	2.8	3.0	3.2	3.5	3.8	1.6
Baja California Sur	2.0	2.3	1.9	1.8	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.4	2.5	1.9
Campeche	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Coahuila	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Colima	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Chiapas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Chihuahua	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Distrito Federal	20.2	19.6	18.2	19.8	19.6	20.8	22.1	20.7	19.6	16.2	15.6	-2.5
Durango	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Guanajuato	13.1	10.6	10.4	8.6	8.2	7.4	8.2	10.7	9.4	9.7	9.2	-3.5
Guerrero	-	-	-	-	-	-	-	0.0	-	-	0.3	NA
Hidalgo	2.3	3.9	4.3	1.9	2.7	2.2	1.5	1.6	1.7	2.1	2.0	-1.3
Jalisco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
México	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	NA
Michoacán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Morelos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nayarit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nuevo León	4.4	9.5	6.3	5.0	3.0	3.4	4.9	3.4	3.8	3.2	2.1	-6.9
Oaxaca	2.3	5.8	5.6	5.0	5.4	8.0	5.3	8.1	7.8	6.8	6.4	10.6
Puebla	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Querétaro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Quintana Roo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
San Luis Potosí	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sinaloa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sonora	2.1	5.3	4.1	1.5	1.7	1.9	1.7	2.0	2.0	2.4	3.2	4.1
Tabasco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tamaulipas	0.3	0.0	0.4	0.2	1.4	1.8	1.3	1.8	2.1	3.6	5.4	34.7
Tlaxcala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Veracruz	2.4	2.9	4.2	1.8	2.9	1.4	3.6	1.8	5.9	11.1	13.4	18.9
Yucatán	8.8	8.1	9.2	6.7	6.1	4.8	6.0	7.0	8.9	9.7	12.4	3.5
Zacateas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Total	61.2	67.9	65.0	55.0	55.8	56.1	59.3	62.2	66.5	70.8	76.2	2.2

NA no aplica.

Nota. La información está desagregada por punto de venta, no por lugar de consumo.

Nota: No incluye gasavión.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX.

TABLA C. 42
BALANCE NACIONAL DE PETROLÍFEROS, 2017-2031
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	1,633.0	1,693.9	1,728.8	1,757.1	1,709.6	1,743.0	1,737.2	1,714.5	1,743.9	1,810.7	1,833.9	1,853.6	1,877.8	1,898.3	1,919.2	0.9
Producción	783.8	,013.4	1,085.4	1,089.4	1,136.1	1,135.3	1,193.7	1,212.1	1,227.9	1,461.7	1,467.2	1,471.5	1,475.5	1,479.5	1,479.5	3.7
Cadereyta	137.0	173.9	184.0	184.0	184.0	184.0	184.0	192.3	192.3	192.3	192.3	192.3	192.3	192.3	192.3	3.4
Madero	52.7	86.5	119.2	119.5	119.5	118.8	156.2	156.2	156.8	156.8	156.8	156.8	156.8	156.8	156.8	4.9
Tula	193.2	213.8	222.6	222.6	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	2.6
Salamanca	136.3	148.7	148.7	152.4	152.4	152.4	165.8	164.2	165.0	164.8	167.4	168.7	169.8	170.9	170.9	1.1
Minatitlán	98.0	145.7	155.7	155.7	155.7	155.7	163.3	166.3	169.2	172.1	175.1	178.0	180.9	183.9	183.9	3.3
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	231.1	231.1	231.1	231.1	231.1	231.1	NA
Salina Cruz	166.7	244.8	255.1	255.1	255.1	255.1	255.1	263.9	275.3	275.3	275.3	275.3	275.3	275.3	275.3	1.6
Importación	849.2	680.4	643.4	667.6	573.5	607.7	543.5	502.5	516.1	349.1	366.7	382.1	402.3	418.8	439.7	-4.0
Destino	1,633.0	1,693.9	1,728.8	1,757.1	1,709.6	1,743.0	1,737.2	1,714.5	1,743.9	1,810.7	1,833.9	1,853.6	1,877.8	1,898.3	1,919.2	1.0
Demanda interna	1,582.5	1,589.8	1,577.7	1,590.8	1,611.9	1,632.8	1,659.5	1,677.2	1,704.9	1,734.1	1,759.1	1,777.6	1,801.3	1,820.9	1,842.4	1.2
Sector transporte	1,267.3	1,293.8	1,318.2	1,342.7	1,371.7	1,406.4	1,434.1	1,458.5	1,485.8	1,510.9	1,535.7	1,554.2	1,576.6	1,596.9	1,615.8	1.7
Sector eléctrico	176.1	143.1	102.3	92.1	82.5	67.2	64.8	57.0	56.9	59.8	59.9	60.1	61.4	60.8	62.5	-5.5
Sector industrial	116.0	119.8	116.1	114.8	116.5	118.0	119.4	120.6	121.0	122.1	122.3	122.0	122.2	122.0	122.9	0.0
Sector petrolero	23.2	33.1	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	1.9
Exportación	50.5	104.1	151.1	166.3	97.8	110.2	77.7	37.3	39.0	76.6	74.8	75.9	76.5	77.4	76.8	-2.6
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 43
BALANCE DE PETROLÍFEROS 2017-2031, REGIÓN NOROESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2006-2016
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	213.4	215.5	215.6	216.0	218.5	219.3	224.4	224.3	226.4	231.1	232.7	234.1	238.0	239.4	243.1	1.1
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	213.4	215.5	215.6	216.0	218.5	219.3	224.4	224.3	226.4	231.1	232.7	234.1	238.0	239.4	243.1	7.4
Destino	213.4	215.5	215.6	216.0	218.5	219.3	224.4	224.3	226.4	231.1	232.7	234.1	238.0	239.4	243.1	1.1
Demanda interna	213.4	215.5	215.6	216.0	218.5	219.3	224.4	224.3	226.4	231.1	232.7	234.1	238.0	239.4	243.1	1.2
Sector transporte	171.5	176.4	180.1	183.6	187.2	191.1	194.3	196.2	198.4	200.1	201.5	202.4	203.9	205.0	206.5	1.4
Sector eléctrico	28.0	24.0	20.8	16.8	15.5	12.3	14.0	11.8	11.6	14.5	14.6	15.1	17.5	17.7	19.9	-0.7
Sector industrial	13.9	15.0	14.8	15.6	15.8	16.0	16.2	16.3	16.4	16.5	16.6	16.6	16.6	16.6	16.8	1.5
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 44
BALANCE DE PETROLÍFEROS 2017-2031, REGION NORESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	392.4	396.5	394.6	398.0	368.6	372.4	380.4	386.4	387.6	388.4	390.2	390.3	391.4	393.0	393.8	-0.4
Producción	189.7	260.4	303.2	303.6	303.6	302.8	340.2	348.4	349.1	349.1	349.1	349.1	349.1	349.1	349.1	4.0
Cadereyta	137.0	173.9	184.0	184.0	184.0	184.0	184.0	192.3	192.3	192.3	192.3	192.3	192.3	192.3	192.3	3.4
Madero	52.7	86.5	119.2	119.5	119.5	118.8	156.2	156.2	156.8	156.8	156.8	156.8	156.8	156.8	156.8	4.9
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	81.1	55.7	45.2	45.4	14.4	15.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	121.7	80.4	46.2	49.0	50.6	53.8	40.3	37.9	38.5	39.3	41.1	41.2	42.4	43.9	44.7	10.2
Destino	392.4	396.5	394.6	398.0	368.6	372.4	380.4	386.4	387.6	388.4	390.2	390.3	391.4	393.0	393.8	-0.4
Demanda interna	303.6	307.2	291.0	296.7	303.3	309.7	313.8	317.2	320.6	324.1	327.8	329.7	332.3	335.4	338.1	1.2
Sector transporte	252.3	258.6	263.2	268.4	273.6	279.4	283.1	285.8	289.0	292.1	295.7	297.5	300.7	304.2	306.7	1.5
Sector eléctrico	26.9	22.4	1.1	1.6	2.5	2.8	2.8	3.0	3.0	3.0	3.0	2.8	2.2	1.7	1.5	-14.6
Sector industrial	22.1	23.3	23.0	23.0	23.5	23.9	24.3	24.7	25.0	25.3	25.5	25.6	25.8	25.9	26.2	1.6
Sector petrolero	2.3	3.0	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	6.7
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	88.9	89.3	103.6	101.3	65.3	62.7	66.6	69.2	67.0	64.3	62.4	60.6	59.1	57.6	55.7	-4.9
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 45
BALANCE DE PETROLÍFEROS 2017-2031, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	383.3	393.0	398.8	405.4	410.8	417.4	384.1	390.9	398.4	405.6	412.4	417.3	423.1	429.2	435.4	0.7
Producción	136.3	148.7	148.7	152.4	152.4	152.4	165.8	164.2	165.0	164.8	167.4	168.7	169.8	170.9	170.9	1.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	136.3	148.7	148.7	152.4	152.4	152.4	165.8	164.2	165.0	164.8	167.4	168.7	169.8	170.9	170.9	1.1
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	247.0	244.2	250.0	252.9	258.4	265.0	218.3	226.7	233.4	240.8	245.1	248.5	253.3	258.3	264.5	1.6
Destino	383.3	393.0	398.8	405.4	410.8	417.4	384.1	390.9	398.4	405.6	412.4	417.3	423.1	429.2	435.4	0.8
Demanda interna	359.6	365.3	369.9	372.4	372.8	379.4	384.1	390.9	398.4	405.6	412.4	417.3	423.1	429.2	435.4	1.4
Sector transporte	289.9	296.3	302.4	308.1	313.1	319.3	323.8	330.5	337.8	344.8	351.6	356.6	362.4	368.6	374.8	1.8
Sector eléctrico	40.0	40.0	39.2	36.5	31.6	31.6	31.6	31.5	31.6	31.6	31.6	31.5	31.6	31.6	31.4	-0.1
Sector industrial	28.5	27.3	26.0	25.4	25.8	26.1	26.3	26.6	26.6	26.8	26.8	26.7	26.7	26.6	26.8	-1.1
Sector petrolero	1.1	1.7	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	-1.4
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	23.7	27.7	28.8	33.0	38.0	38.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 46
BALANCE DE PETROLÍFEROS 2017-2031, REGIÓN CENTRO
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	428.9	445.9	454.8	458.6	408.1	416.8	420.8	421.8	428.0	432.8	436.9	440.3	443.7	445.7	447.2	0.4
Producción	193.2	213.8	222.6	222.6	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	2.6
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	193.2	213.8	222.6	222.6	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	2.6
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	235.7	232.1	232.2	236.0	138.9	147.6	151.5	152.6	158.7	163.5	167.6	171.1	174.4	176.4	177.9	-1.9
Destino	428.9	445.9	454.8	458.6	408.1	416.8	420.8	421.8	428.0	432.8	436.9	440.3	443.7	445.7	447.2	0.4
Demanda interna	385.8	396.5	401.3	402.5	408.1	416.8	420.8	421.8	428.0	432.8	436.9	440.3	443.7	445.7	447.2	1.0
Sector transporte	324.3	328.1	333.0	338.2	346.5	354.7	362.1	368.4	374.6	379.1	383.3	387.0	390.4	392.6	394.0	1.4
Sector eléctrico	19.7	19.7	16.5	13.5	10.4	10.4	6.7	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	-18.7
Sector industrial	35.6	38.3	37.1	36.1	36.6	37.0	37.4	37.6	37.6	37.9	37.8	37.6	37.5	37.3	37.5	-0.5
Sector petrolero	6.2	10.4	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	6.6
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	43.1	49.4	53.5	56.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 47
BALANCE DE PETROLÍFEROS 2017-2031, REGIÓN SUR-SURESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	1,068.2	1,047.6	1,070.6	1,109.4	977.7	1,014.1	961.9	932.6	960.6	1,027.6	1,048.2	1,066.5	1,089.7	1,109.1	1,130.0	2.5
Producción	264.7	390.5	410.8	410.8	410.8	410.8	418.5	430.1	444.5	678.5	681.5	684.4	687.3	690.3	690.3	5.0
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	98.0	145.7	155.7	155.7	155.7	155.7	163.3	166.3	169.2	172.1	175.1	178.0	180.9	183.9	183.9	3.3
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	231.1	231.1	231.1	231.1	231.1	231.1	NA
Nueva capacidad	166.7	244.8	255.1	255.1	255.1	255.1	255.1	263.9	275.3	275.3	275.3	275.3	275.3	275.3	275.3	1.6
Importación	768.1	624.8	598.2	622.2	559.1	591.8	543.5	502.5	516.1	349.1	366.7	382.1	402.3	418.8	439.7	-0.1
De otras regiones	35.4	32.4	61.5	76.3	7.8	11.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	1,068.2	1,047.6	1,070.6	1,109.4	977.7	1,014.1	961.9	932.6	960.6	1,027.6	1,048.2	1,066.5	1,089.7	1,109.1	1,130.0	2.5
Demanda interna	320.1	305.4	299.9	303.2	309.1	307.5	316.3	322.9	331.5	340.5	349.3	356.3	364.2	371.2	378.7	1.0
Sector transporte	229.3	234.4	239.5	244.5	251.3	261.9	270.9	277.6	286.1	294.9	303.6	310.7	319.2	326.5	333.9	2.4
Sector eléctrico	61.4	37.0	24.7	23.6	22.4	10.1	9.7	9.5	9.5	9.6	9.6	9.6	9.1	8.8	8.7	-11.2
Sector industrial	15.8	15.9	15.2	14.7	14.9	15.1	15.2	15.3	15.4	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.6	-0.5
Sector petrolero	13.6	18.0	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	-0.2
Exportación	50.5	104.1	151.1	166.3	97.8	110.2	77.7	37.3	39.0	76.6	74.8	75.9	76.5	77.4	76.8	1.0
A otras regiones	697.5	638.2	619.6	639.8	570.8	596.4	567.9	572.3	590.1	610.5	624.1	634.2	648.9	660.4	674.6	3.8
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 48
BALANCE NACIONAL DE GASOLINAS, 2017-2031
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	829.6	847.1	860.6	872.7	886.4	906.3	921.6	935.2	950.4	963.0	974.9	982.1	992.2	1,000.5	1,008.6	1.3
Producción	295.2	389.6	417.7	419.2	476.2	475.9	507.0	538.8	545.6	644.9	647.2	649.0	650.7	652.4	652.4	4.7
Cadereyta	53.3	69.7	73.7	73.7	73.7	73.7	73.7	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	3.6
Madero	19.9	34.7	47.8	47.9	47.9	47.6	62.6	62.6	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	4.6
Tula	69.4	76.8	79.9	79.9	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	4.9
Salamanca	51.8	56.5	56.5	57.9	57.9	57.9	70.7	70.1	70.4	70.3	71.4	72.0	72.5	72.9	72.9	1.7
Minatitlán	44.6	69.3	73.6	73.6	73.6	73.6	76.8	78.0	79.3	80.5	81.7	83.0	84.2	85.4	85.4	3.3
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	98.1	98.1	98.1	98.1	98.1	98.1	NA
Salina Cruz	56.3	82.7	86.2	86.2	86.2	86.2	86.2	114.1	119.1	119.1	119.1	119.1	119.1	119.1	119.1	3.5
Importación1	534.4	457.5	443.0	453.5	410.1	430.4	414.6	396.4	404.9	318.1	327.7	333.0	341.4	348.1	356.2	-2.2
Destino	829.6	847.1	860.6	872.7	886.4	906.3	921.6	935.2	950.4	963.0	974.9	982.1	992.2	1,000.5	1,008.6	1.4
Demanda interna	829.6	847.1	860.6	872.7	886.4	906.3	921.6	935.2	950.4	963.0	974.9	982.1	992.2	1,000.5	1,008.6	1.4
Sector autotransporte	828.2	844.3	856.5	868.6	882.2	902.1	917.5	931.0	946.3	958.8	970.8	977.9	988.0	996.4	1,004.5	1.3
Sector petrolero	1.4	2.7	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	10.3
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

TABLA C. 49
BALANCE DE GASOLINAS 2017-2031, REGIÓN NOROESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	107.7	110.5	112.9	114.7	116.5	119.0	121.0	122.2	123.3	124.0	124.5	124.5	124.9	125.2	125.8	1.1
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	107.7	110.5	112.9	114.7	116.5	119.0	121.0	122.2	123.3	124.0	124.5	124.5	124.9	125.2	125.8	7.4
Destino	107.7	110.5	112.9	114.7	116.5	119.0	121.0	122.2	123.3	124.0	124.5	124.5	124.9	125.2	125.8	1.1
Demanda interna	107.7	110.5	112.9	114.7	116.5	119.0	121.0	122.2	123.3	124.0	124.5	124.5	124.9	125.2	125.8	1.1
Sector autotransporte	107.7	110.5	112.9	114.7	116.5	119.0	121.0	122.2	123.3	124.0	124.5	124.5	124.9	125.2	125.8	1.1
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

TABLA C. 50
BALANCE DE GASOLINAS 2017-2031, REGIÓN NORESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	161.0	165.5	167.7	170.7	172.3	175.1	176.6	177.6	178.4	179.2	181.0	181.1	182.2	183.8	184.6	0.1
Producción	73.1	104.3	121.5	121.6	121.6	121.3	136.3	139.6	139.9	139.9	139.9	139.9	139.9	139.9	139.9	4.0
Cadereyta	53.3	69.7	73.7	73.7	73.7	73.7	73.7	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	3.6
Madero	19.9	34.7	47.8	47.9	47.9	47.6	62.6	62.6	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	4.6
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	87.9	61.1	46.2	49.0	50.6	53.8	40.3	37.9	38.5	39.3	41.1	41.2	42.4	43.9	44.7	21.7
Destino	161.0	165.5	167.7	170.7	172.3	175.1	176.6	177.6	178.4	179.2	181.0	181.1	182.2	183.8	184.6	0.1
Demanda interna	161.0	165.5	167.7	170.7	172.3	175.1	176.6	177.6	178.4	179.2	181.0	181.1	182.2	183.8	184.6	1.1
Sector autotransporte	161.0	165.5	167.7	170.7	172.3	175.1	176.6	177.6	178.4	179.2	181.0	181.1	182.2	183.8	184.6	1.1
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	0.0	-	-	0.0	-	-	-	0.0	-	-	-	0.0	-89.4
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

TABLA C. 51
BALANCE DE GASOLINAS 2017-2031, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	187.0	191.3	194.5	197.4	199.7	203.9	206.5	210.4	215.6	219.7	223.0	225.1	227.9	230.6	234.0	1.5
Producción	51.8	56.5	56.5	57.9	57.9	57.9	70.7	70.1	70.4	70.3	71.4	72.0	72.5	72.9	72.9	1.7
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	51.8	56.5	56.5	57.9	57.9	57.9	70.7	70.1	70.4	70.3	71.4	72.0	72.5	72.9	72.9	1.7
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	135.2	134.9	138.0	139.5	141.8	146.0	135.7	140.4	145.2	149.4	151.6	153.1	155.5	157.6	161.1	2.6
Destino	187.0	191.3	194.5	197.4	199.7	203.9	206.5	210.4	215.6	219.7	223.0	225.1	227.9	230.6	234.0	1.5
Demanda interna	187.0	191.3	194.5	197.4	199.7	203.9	206.5	210.4	215.6	219.7	223.0	225.1	227.9	230.6	234.0	1.5
Sector autotransporte	187.0	191.3	194.5	197.4	199.7	203.9	206.5	210.4	215.6	219.7	223.0	225.1	227.9	230.6	234.0	1.5
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

TABLA C. 52
BALANCE DE GASOLINAS 2017-2031, REGIÓN CENTRO
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	232.3	234.9	238.9	241.3	246.2	250.6	255.0	259.0	262.3	264.3	265.9	267.2	268.0	268.1	268.0	1.0
Producción	69.4	76.8	79.9	79.9	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	4.9
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	69.4	76.8	79.9	79.9	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	4.9
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	162.9	158.1	158.9	161.3	109.3	113.7	118.0	122.0	125.3	127.3	128.9	130.3	131.0	131.2	131.0	-1.4
Destino	232.3	234.9	238.9	241.3	246.2	250.6	255.0	259.0	262.3	264.3	265.9	267.2	268.0	268.1	268.0	1.0
Demanda interna	232.3	234.9	238.9	241.3	246.2	250.6	255.0	259.0	262.3	264.3	265.9	267.2	268.0	268.1	268.0	1.0
Sector autotransporte	231.2	232.5	235.1	237.5	242.5	246.9	251.2	255.2	258.5	260.5	262.2	263.5	264.3	264.4	264.3	1.0
Sector petrolero	1.0	2.4	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	12.8
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

TABLA C. 53
BALANCE DE GASOLINAS 2017-2031, REGIÓN SUR-SURESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	635.4	609.5	602.7	613.3	569.9	590.1	577.6	588.5	603.2	615.8	626.7	633.2	642.9	650.8	658.9	2.8
Producción	100.9	152.0	159.7	159.7	159.7	159.7	163.0	192.1	198.3	297.7	299.0	300.2	301.4	302.7	302.7	6.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	44.6	69.3	73.6	73.6	73.6	73.6	76.8	78.0	79.3	80.5	81.7	83.0	84.2	85.4	85.4	3.3
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	98.1	98.1	98.1	98.1	98.1	98.1	NA
Salina Cruz	56.3	82.7	86.2	86.2	86.2	86.2	86.2	114.1	119.1	119.1	119.1	119.1	119.1	119.1	119.1	3.5
Importación1	534.4	457.5	443.0	453.5	410.1	430.4	414.6	396.4	404.9	318.1	327.7	333.0	341.4	348.1	356.2	0.9
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	635.4	609.5	602.7	613.3	569.9	590.1	577.6	588.5	603.2	615.8	626.7	633.2	642.9	650.8	658.9	2.8
Demanda interna	141.7	144.8	146.7	148.7	151.7	157.6	162.6	166.0	170.8	175.8	180.5	184.1	189.1	192.8	196.3	2.2
Sector autotransporte	141.4	144.5	146.3	148.3	151.4	157.2	162.2	165.6	170.5	175.4	180.2	183.7	188.7	192.4	195.9	2.2
Sector petrolero	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.8
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	493.7	464.7	456.0	464.6	418.1	432.5	415.0	422.5	432.4	440.0	446.2	449.1	453.8	458.0	462.6	3.1
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

TABLA C. 54
BALANCE NACIONAL DE DIESEL, 2017-2031
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	413.7	421.3	433.3	445.1	456.8	466.4	478.1	484.5	494.6	506.6	514.1	522.0	529.6	537.8	545.1	2.0
Producción	204.2	271.9	294.3	295.3	335.2	334.9	378.1	416.2	421.6	506.6	508.5	510.0	511.3	512.6	512.6	5.9
Cadereyta	52.9	71.5	75.6	75.6	75.6	75.6	75.6	79.0	79.0	79.0	79.0	79.0	79.0	79.0	79.0	4.0
Madero	14.0	29.7	41.0	41.1	41.1	40.8	53.7	53.7	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	5.9
Tula	35.5	39.3	41.0	41.0	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	5.9
Salamanca	34.0	37.1	37.1	38.0	38.0	38.0	66.0	65.4	65.7	65.6	66.7	67.2	67.6	68.1	68.1	4.8
Minatitlán	31.3	40.8	43.9	43.9	43.9	43.9	46.2	47.1	48.0	48.9	49.8	50.7	51.6	52.6	52.6	2.5
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	NA
Nueva capacidad	36.4	53.5	55.7	55.7	55.7	55.7	55.7	90.1	94.1	94.1	94.1	94.1	94.1	94.1	94.1	4.9
Importación	209.5	149.4	139.1	149.9	121.6	131.5	99.9	68.3	73.1	-	5.6	12.0	18.3	25.2	32.5	-11.0
Destino	413.7	421.3	433.3	445.1	456.8	466.4	478.1	484.5	494.6	506.6	514.1	522.0	529.6	537.8	545.1	2.1
Demanda interna	413.7	421.3	433.3	445.1	456.8	466.4	478.1	484.5	494.6	504.1	514.1	522.0	529.6	537.8	545.1	2.1
Sector industrial	28.4	28.6	28.7	29.0	29.2	29.5	29.7	29.9	30.2	30.4	30.7	30.9	31.1	31.3	31.6	1.2
Sector petrolero	6.9	10.8	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	2.4
Sector transporte	359.3	367.5	377.5	387.0	399.9	412.1	421.8	429.9	439.2	448.8	458.5	466.8	475.9	484.4	491.8	2.3
Autotransporte	331.7	340.0	349.9	359.2	371.7	383.3	392.4	400.0	408.7	417.7	426.7	434.4	442.8	450.7	457.3	2.4
Transporte ferroviario	13.7	14.1	14.5	15.0	15.4	15.9	16.4	16.9	17.4	17.9	18.5	19.0	19.6	20.2	20.8	3.0
Transporte marítimo	13.9	13.3	13.1	12.8	12.8	12.8	12.9	13.0	13.1	13.2	13.3	13.4	13.5	13.6	13.7	-0.4
Sector eléctrico	19.1	14.5	12.4	14.5	13.0	10.2	12.0	10.1	10.6	10.2	10.4	9.7	8.0	7.4	7.1	-3.0
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 55
BALANCE DE DIESEL 2017-2031, REGIÓN NOROESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	63.8	64.5	65.5	69.6	70.1	71.5	74.6	73.2	74.5	74.7	75.3	75.3	75.7	76.3	76.9	1.1
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	63.8	64.5	65.5	69.6	70.1	71.5	74.6	73.2	74.5	74.7	75.3	75.3	75.7	76.3	76.9	12.3
Destino	63.8	64.5	65.5	69.6	70.1	71.5	74.6	73.2	74.5	74.7	75.3	75.3	75.7	76.3	76.9	1.2
Demanda interna	63.8	64.5	65.5	69.6	70.1	71.5	74.6	73.2	74.5	74.7	75.3	75.3	75.7	76.3	76.9	1.3
Sector industrial	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7.0	7.1	7.2	7.3	7.4	7.5	7.6	7.7	7.8	0.7
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Sector transporte	53.9	55.3	56.3	57.6	59.1	60.0	60.8	61.2	61.9	62.5	62.9	63.4	64.1	64.3	64.7	1.3
Autotransporte	45.8	47.4	48.4	49.8	51.3	52.1	52.8	53.1	53.7	54.2	54.5	54.9	55.5	55.7	55.9	1.6
Transporte ferroviario	2.4	2.5	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	2.9	3.0	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.0
Transporte marítimo	5.7	5.5	5.3	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.1	-1.7
Sector eléctrico	3.5	2.6	2.7	5.2	4.1	4.6	6.7	4.8	5.3	4.9	5.0	4.4	4.0	4.2	4.4	2.3
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 56
BALANCE DE DIESEL 2017-2031, REGIÓN NORESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	94.3	101.2	116.6	116.7	116.7	116.5	129.3	132.7	132.9	132.9	132.9	132.9	132.9	132.9	132.9	1.3
Producción	67.0	101.2	116.6	116.7	116.7	116.5	129.3	132.7	132.9	132.9	132.9	132.9	132.9	132.9	132.9	4.7
Cadereyta	52.9	71.5	75.6	75.6	75.6	75.6	75.6	79.0	79.0	79.0	79.01	79.0	79.0	79.0	79.0	4.0
Madero	14.0	29.7	41.0	41.1	41.1	40.8	53.7	53.7	53.9	53.9	53.93	53.9	53.9	53.9	53.9	5.9
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	27.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	94.3	101.2	116.6	116.7	116.7	116.5	129.3	132.7	132.9	132.9	132.9	132.9	132.9	132.9	132.9	1.4
Demanda interna	94.3	93.9	95.4	98.4	102.3	105.3	107.3	109.1	111.2	113.3	114.7	116.1	117.2	118.3	119.5	2.0
Sector industrial	8.8	8.9	9.1	9.2	9.3	9.5	9.6	9.7	9.8	9.9	10.05	10.2	10.3	10.3	10.5	1.8
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector transporte	81.7	83.3	85.5	87.4	90.7	93.3	95.2	96.6	98.6	100.6	101.9	103.4	105.0	106.5	107.8	2.1
Autotransporte	76.6	78.0	80.2	82.0	85.2	87.7	89.4	90.7	92.5	94.3	95.5	96.8	98.3	99.6	100.7	2.1
Transporte ferroviario	3.7	3.8	3.9	4.1	4.2	4.3	4.4	4.6	4.7	4.8	4.99	5.1	5.3	5.4	5.6	3.0
Transporte marítimo	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.42	1.4	1.4	1.5	1.5	0.5
Sector eléctrico	3.7	1.7	0.9	1.4	2.3	2.5	2.5	2.7	2.7	2.7	2.73	2.6	1.9	1.4	1.3	0.3
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	7.3	21.2	18.8	14.4	11.2	22.0	23.7	21.7	19.7	18.18	16.9	15.8	14.6	13.4	-2.5
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 57
BALANCE DE DIESEL 2017-2031, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	96.0	97.7	100.4	102.8	105.2	106.8	108.4	110.7	112.4	114.9	118.0	120.5	122.9	126.0	128.1	2.1
Producción	34.0	37.1	37.1	38.0	38.0	38.0	66.0	65.4	65.7	65.6	66.7	67.2	67.6	68.1	68.1	4.8
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	34.0	37.1	37.1	38.0	38.0	38.0	66.0	65.4	65.7	65.6	66.7	67.2	67.6	68.1	68.1	4.8
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	62.0	60.6	63.3	64.8	67.2	68.8	42.3	45.3	46.7	49.3	51.4	53.3	55.3	57.9	60.1	1.6
Destino	96.0	97.7	100.4	102.8	105.2	106.8	108.4	110.7	112.4	114.9	118.0	120.5	122.9	126.0	128.1	2.2
Demanda interna	96.0	97.7	100.4	102.8	105.2	106.8	108.4	110.7	112.4	114.9	118.0	120.5	122.9	126.0	128.1	2.2
Sector industrial	6.0	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7.0	7.0	7.1	7.2	7.3	3.1
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector transporte	89.3	90.9	93.5	95.8	98.1	99.7	101.1	103.4	105.0	107.4	110.4	112.8	115.2	118.1	120.4	2.2
Autotransporte	84.8	86.3	88.9	91.1	93.3	94.7	96.0	98.1	99.5	101.8	104.7	106.9	109.1	111.9	114.0	2.1
Transporte ferroviario	3.5	3.6	3.7	3.9	4.0	4.1	4.2	4.4	4.5	4.6	4.8	4.9	5.1	5.2	5.4	3.1
Transporte marítimo	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	2.8
Sector eléctrico	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.4	-1.0
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 58
BALANCE DE DIESEL 2017-2031, REGIÓN CENTRO
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	77.7	79.5	81.1	82.6	85.1	88.2	90.4	92.0	94.1	95.9	97.6	99.1	101.0	102.2	102.8	2.1
Producción	35.5	39.3	41.0	41.0	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	5.9
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	35.5	39.3	41.0	41.0	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	5.9
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	42.2	40.2	40.1	41.6	4.2	7.4	9.6	11.2	13.2	15.0	16.7	18.3	20.1	21.3	22.0	-4.1
Destino	77.7	79.5	81.1	82.6	85.1	88.2	90.4	92.0	94.1	95.9	97.6	99.1	101.0	102.2	102.8	2.2
Demanda interna	77.7	79.5	81.1	82.6	85.1	88.2	90.4	92.0	94.1	95.9	97.6	99.1	101.0	102.2	102.8	2.2
Sector industrial	3.6	3.4	3.3	3.1	2.9	2.8	2.6	2.5	2.4	2.3	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7	-3.6
Sector petrolero	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	1.3
Sector transporte	73.4	75.4	77.2	78.8	81.5	84.7	87.1	88.8	91.0	92.9	94.7	96.4	98.4	99.7	100.5	2.3
Autotransporte	71.4	73.4	75.1	76.6	79.2	82.4	84.7	86.3	88.4	90.3	92.0	93.6	95.5	96.8	97.5	2.3
Transporte ferroviario	2.0	2.0	2.1	2.2	2.2	2.3	2.4	2.4	2.5	2.6	2.7	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1
Transporte marítimo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector eléctrico	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	4.8
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 59
BALANCE DE DIESEL 2017-2031, REGIÓN SUR-SURESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	277.2	243.6	238.6	249.4	221.2	231.0	201.9	205.5	215.1	227.2	233.7	241.0	248.2	256.0	263.3	3.3
Producción	67.7	94.2	99.6	99.6	99.6	99.6	101.9	137.3	142.1	227.2	228.1	229.0	229.9	230.8	230.8	7.2
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	31.3	40.8	43.9	43.9	43.9	43.9	46.2	47.1	48.0	48.9	49.8	50.7	51.6	52.6	52.6	2.5
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	NA
Nueva capacidad	36.4	53.5	55.7	55.7	55.7	55.7	55.7	90.1	94.1	94.1	94.1	94.1	94.1	94.1	94.1	4.9
Importación	209.5	149.4	139.1	149.9	121.6	131.5	99.9	68.3	73.1	-	5.6	12.0	18.3	25.2	32.5	-5.9
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	277.2	243.6	238.6	249.4	221.2	231.0	201.9	205.5	215.1	227.2	233.7	241.0	248.2	256.0	263.3	3.3
Demanda interna	81.9	85.7	90.9	92.2	94.1	94.4	97.4	99.6	102.5	105.4	108.5	111.0	112.8	115.1	117.8	2.7
Sector industrial	3.6	3.6	3.6	3.7	3.7	3.8	3.8	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2	4.3	4.3	4.4	1.1
Sector petrolero	6.3	10.2	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	2.4
Sector transporte	61.0	62.6	65.1	67.4	70.4	74.3	77.6	79.9	82.7	85.5	88.5	90.9	93.3	95.7	98.4	3.4
Autotransporte	53.1	54.9	57.4	59.7	62.7	66.5	69.6	71.8	74.4	77.1	79.9	82.2	84.4	86.7	89.2	3.8
Transporte ferroviario	2.1	2.2	2.2	2.3	2.4	2.4	2.5	2.6	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.2	2.8
Transporte marítimo	5.8	5.5	5.4	5.4	5.4	5.4	5.5	5.6	5.6	5.7	5.7	5.8	5.9	6.0	6.0	0.3
Sector eléctrico	11.0	9.4	8.2	7.1	5.9	2.3	1.9	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.3	1.0	0.9	-12.1
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.5	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	195.3	157.9	147.7	157.2	127.1	136.6	104.5	105.9	112.7	119.3	125.2	130.0	135.3	140.9	145.5	3.9
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

TABLA C. 60
BALANCE NACIONAL DE TURBOSINA, 2017-2031
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	79.3	81.5	83.7	86.7	89.2	91.8	94.4	97.2	99.9	102.9	106.0	109.1	112.3	115.7	119.1	3.0
Producción	55.1	63.7	67.5	67.8	61.8	61.8	65.5	63.8	64.6	77.7	78.0	78.1	78.2	78.4	78.4	4.1
Cadereyta	8.1	5.8	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	8.1
Madero	3.7	4.6	6.4	6.4	6.4	6.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	24.5
Tula	21.6	23.9	24.9	24.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	0.4
Salamanca	10.7	11.7	11.7	12.0	12.0	12.0	13.6	13.5	13.6	13.6	13.8	13.9	14.0	14.1	14.1	3.0
Minatitlán	-	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	NA
Nueva capacidad	11.0	16.2	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	15.0	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	1.0
Importación	24.2	17.9	16.2	18.9	27.4	30.0	28.9	33.4	35.4	25.1	28.0	31.0	34.0	37.3	40.7	1.3
Destino	79.3	81.5	83.7	86.7	89.2	91.8	94.4	97.2	99.9	102.9	106.0	109.1	112.3	115.7	119.1	3.0
Demanda interna	79.3	81.5	83.7	86.7	89.2	91.8	94.4	97.2	99.9	102.9	106.0	109.1	112.3	115.7	119.1	3.0
Sector transporte	79.3	81.5	83.7	86.7	89.2	91.8	94.4	97.2	99.9	102.9	106.0	109.1	112.3	115.7	119.1	3.0
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

TABLA C. 61
BALANCE DE TURBOSINA 2017-2031, REGIÓN NOROESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	10.0	10.6	10.9	11.2	11.6	12.0	12.4	12.8	13.2	13.6	14.1	14.5	15.0	15.5	16.0	3.5
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otra regiones	10.0	10.6	10.9	11.2	11.6	12.0	12.4	12.8	13.2	13.6	14.1	14.5	15.0	15.5	16.0	5.8
Destino	10.0	10.6	10.9	11.2	11.6	12.0	12.4	12.8	13.2	13.6	14.1	14.5	15.0	15.5	16.0	3.5
Demanda interna	10.0	10.6	10.9	11.2	11.6	12.0	12.4	12.8	13.2	13.6	14.1	14.5	15.0	15.5	16.0	3.5
Sector transporte	10.0	10.6	10.9	11.2	11.6	12.0	12.4	12.8	13.2	13.6	14.1	14.5	15.0	15.5	16.0	3.5
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otra regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

TABLA C. 62
BALANCE DE TURBOSINA 2017-2031, REGIÓN NORESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	11.8	10.5	12.6	12.6	12.6	12.5	14.6	14.8	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	4.2
Producción	11.8	10.5	12.6	12.6	12.6	12.5	14.6	14.8	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	13.2
Cadereyta	8.1	5.8	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	8.1
Madero	3.7	4.6	6.4	6.4	6.4	6.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	24.5
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otra regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	11.8	10.5	12.6	12.6	12.6	12.5	14.6	14.8	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	4.3
Demanda interna	9.6	9.8	10.1	10.4	10.7	11.0	11.3	11.7	12.0	12.3	12.7	13.1	13.4	13.8	14.2	4.3
Sector transporte	9.6	9.8	10.1	10.4	10.7	11.0	11.3	11.7	12.0	12.3	12.7	13.1	13.4	13.8	14.2	4.3
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otra regiones	2.2	0.6	2.5	2.2	1.9	1.5	3.2	3.2	2.9	2.5	2.2	1.8	1.4	1.0	0.6	3.8
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

TABLA C. 63
BALANCE DE TURBOSINA 2017-2031, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	13.5	13.9	14.3	14.7	15.2	15.6	16.1	16.6	17.1	17.6	18.1	18.7	19.2	19.8	20.4	5.2
Producción	10.7	11.7	11.7	12.0	12.0	12.0	13.6	13.5	13.6	13.6	13.8	13.9	14.0	14.1	14.1	3.0
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	10.7	11.7	11.7	12.0	12.0	12.0	13.6	13.5	13.6	13.6	13.8	13.9	14.0	14.1	14.1	3.0
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otra regiones	2.8	2.2	2.6	2.7	3.2	3.6	2.5	3.1	3.5	4.0	4.4	4.8	5.2	5.7	6.3	19.3
Destino	13.5	13.9	14.3	14.7	15.2	15.6	16.1	16.6	17.1	17.6	18.1	18.7	19.2	19.8	20.4	5.2
Demanda interna	13.5	13.9	14.3	14.7	15.2	15.6	16.1	16.6	17.1	17.6	18.1	18.7	19.2	19.8	20.4	5.5
Sector transporte	13.5	13.9	14.3	14.7	15.2	15.6	16.1	16.6	17.1	17.6	18.1	18.7	19.2	19.8	20.4	5.5
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otra regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

TABLA C. 64
BALANCE DE TURBOSINA, 2017-2031, REGIÓN CENTRO
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	21.6	23.9	24.9	24.9	22.5	23.2	23.8	24.4	25.0	25.7	26.4	27.1	27.8	28.5	29.3	3.1
Producción	21.6	23.9	24.9	24.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	0.4
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	21.6	23.9	24.9	24.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	0.4
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otra regiones	-	-	-	-	3.6	4.2	4.9	5.5	6.1	6.8	7.5	8.2	8.9	9.6	10.3	22.5
Destino	21.6	23.9	24.9	24.9	22.5	23.2	23.8	24.4	25.0	25.7	26.4	27.1	27.8	28.5	29.3	3.1
Demanda interna	19.7	20.2	20.7	21.9	22.5	23.2	23.8	24.4	25.0	25.7	26.4	27.1	27.8	28.5	29.3	3.4
Sector transporte	19.7	20.2	20.7	21.9	22.5	23.2	23.8	24.4	25.0	25.7	26.4	27.1	27.8	28.5	29.3	3.4
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otra regiones	2.0	3.8	4.2	3.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

TABLA C. 65
BALANCE DE TURBOSINA, 2017-2031, REGIÓN SUR-SURESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	35.2	35.4	34.5	37.2	45.7	48.3	47.3	49.9	52.6	55.5	58.4	61.4	64.5	67.8	71.3	4.1
Producción	11.0	17.5	18.3	18.3	18.3	18.3	18.4	16.5	17.2	30.4	30.4	30.5	30.5	30.5	30.5	5.6
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	NA
Nueva capacidad	11.0	16.2	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	15.0	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	1.0
Importación	24.2	17.9	16.2	18.9	27.4	30.0	28.9	33.4	35.4	25.1	28.0	31.0	34.0	37.3	40.7	3.1
De otra regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	35.2	35.4	34.5	37.2	45.7	48.3	47.3	49.9	52.6	55.5	58.4	61.4	64.5	67.8	71.3	4.1
Demanda interna	26.6	27.0	27.8	28.4	29.2	30.0	30.8	31.7	32.6	33.6	34.7	35.7	36.9	38.0	39.2	1.3
Sector transporte	26.6	27.0	27.8	28.4	29.2	30.0	30.8	31.7	32.6	33.6	34.7	35.7	36.9	38.0	39.2	1.3
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otra regiones	8.6	8.4	6.8	8.7	16.5	18.3	16.5	18.2	19.9	21.9	23.7	25.7	27.7	29.8	32.0	11.0
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

TABLA C. 66
BALANCE NACIONAL DE COMBUSTÓLEO 2017-2031
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	201.6	229.6	238.8	239.9	163.1	163.1	120.6	42.9	42.2	45.6	45.5	46.5	49.3	49.3	51.4	-10.2
Producción	201.6	229.6	238.8	239.9	163.1	163.1	120.6	38.4	39.4	39.7	40.1	40.4	40.8	41.1	41.1	-10.8
Cadereyta	10.4	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	-11.4
Madero	9.0	2.7	3.7	3.7	3.7	3.7	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	-4.5
Tula	66.6	73.8	76.8	76.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	39.8	43.4	43.4	44.5	44.5	44.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	12.9	15.4	16.5	16.5	16.5	16.5	17.4	17.8	18.1	18.4	18.8	19.1	19.5	19.8	19.8	6.7
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	63.0	92.5	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	13.8	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	-11.3
Importación	-	-	-	-	-	-	-	4.5	2.8	5.8	5.4	6.1	8.6	8.2	10.3	-7.0
Destino	201.6	229.6	238.8	239.9	163.1	163.1	120.6	42.9	42.2	45.6	45.5	46.5	49.3	49.3	51.4	-10.3
Demanda interna	151.2	125.5	87.7	73.6	65.4	52.9	48.7	42.9	42.2	45.6	45.5	46.5	49.3	49.3	51.4	-6.8
Sector transporte	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0
Sector eléctrico	130.1	101.7	63.0	50.8	42.5	30.1	25.9	20.1	19.3	22.7	22.7	23.7	26.5	26.5	28.5	-8.8
Sector industrial	5.8	3.8	1.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector petrolero	14.9	19.6	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	0.8
Exportación	50.5	104.1	151.1	166.3	97.8	110.2	71.9	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 67
BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2017-2031, REGIÓN NOROESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	25.0	21.7	18.2	11.6	11.4	7.7	7.3	7.0	6.3	9.7	9.6	10.6	13.4	13.4	15.5	-1.3
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	25.0	21.7	18.2	11.6	11.4	7.7	7.3	7.0	6.3	9.7	9.6	10.6	13.4	13.4	15.5	0.8
Destino	25.0	21.7	18.2	11.6	11.4	7.7	7.3	7.0	6.3	9.7	9.6	10.6	13.4	13.4	15.5	-1.3
Demanda interna	25.0	21.7	18.2	11.6	11.4	7.7	7.3	7.0	6.3	9.7	9.6	10.6	13.4	13.4	15.5	-1.3
Sector transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector eléctrico	24.5	21.4	18.1	11.6	11.4	7.7	7.3	7.0	6.3	9.7	9.6	10.6	13.4	13.4	15.5	-1.3
Sector industrial	0.6	0.3	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 68
BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2017-2031, REGIÓN NORESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	25.8	23.8	5.7	5.7	5.7	5.7	6.8	6.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	-9.7
Producción	19.4	4.6	5.7	5.7	5.7	5.7	6.8	6.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	-7.6
Cadereyta	10.4	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	-11.4
Madero	9.0	2.7	3.7	3.7	3.7	3.7	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	-4.5
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	6.5	19.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	25.8	23.8	5.7	5.7	5.7	5.7	6.8	6.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	-9.7
Demanda interna	25.8	23.8	4.0	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	-9.4
Sector transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector eléctrico	23.2	20.6	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-24.0
Sector industrial	0.4	0.2	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector petrolero	2.3	3.0	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	6.7
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	1.7	1.8	1.8	1.8	2.9	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	13.5
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 69
BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2017-2031, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	39.8	43.4	43.4	44.5	44.5	44.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	-13.5
Producción	39.8	43.4	43.4	44.5	44.5	44.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	39.8	43.4	43.4	44.5	44.5	44.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	-3.5
Destino	39.8	43.4	43.4	44.5	44.5	44.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	-13.6
Demanda interna	16.1	15.7	14.6	11.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	-7.5
Sector transporte	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Sector eléctrico	12.5	12.5	11.6	9.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	-6.4
Sector industrial	2.4	1.4	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector petrolero	1.1	1.7	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	-1.4
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	23.7	27.7	28.8	33.0	38.0	38.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 70
BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2017-2031, REGIÓN CENTRO
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	66.6	73.8	76.8	76.8	20.6	20.6	16.9	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	-11.0
Producción	66.6	73.8	76.8	76.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	66.6	73.8	76.8	76.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	-	-	-	-	20.6	20.6	16.9	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	NA
Destino	66.6	73.8	76.8	76.8	20.6	20.6	16.9	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	-11.0
Demanda interna	25.5	28.1	27.6	23.7	20.6	20.6	16.9	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	-6.6
Sector transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector eléctrico	19.6	19.6	16.5	13.3	10.3	10.3	6.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	-19.2
Sector industrial	1.4	1.1	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector petrolero	4.6	7.5	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	5.7
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	41.1	45.7	49.2	53.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 71
BALANCE DE COMBUSTÓLEO, 2017-2031 REGIÓN SUR-SURESTE
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	109.2	140.2	174.4	189.2	120.7	124.3	113.8	36.0	35.2	38.6	38.6	39.5	42.4	42.4	44.4	-6.7
Producción	75.8	107.8	112.9	112.9	112.9	112.9	113.8	31.5	32.4	32.8	33.1	33.5	33.8	34.2	34.2	-6.6
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	12.9	15.4	16.5	16.5	16.5	16.5	17.4	17.8	18.1	18.4	18.8	19.1	19.5	19.8	19.8	6.7
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	63.0	92.5	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	13.8	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	-11.3
Importación	-	-	-	-	-	-	-	4.5	2.8	5.8	5.4	6.1	8.6	8.2	10.3	-5.3
De otras regiones	33.3	32.4	61.5	76.3	7.8	11.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	109.2	140.2	174.4	189.2	120.7	124.3	113.8	36.0	35.2	38.6	38.6	39.5	42.4	42.4	44.4	-6.8
Demanda interna	58.7	36.2	23.3	22.9	22.9	14.2	14.2	14.1	14.2	14.2	14.2	14.1	14.2	14.2	14.2	-9.1
Sector transporte	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0
Sector eléctrico	50.4	27.7	16.6	16.5	16.6	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	-11.1
Sector industrial	1.0	0.7	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector petrolero	6.9	7.4	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	-3.9
Exportación	50.5	104.1	151.1	166.3	97.8	110.2	71.9	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	27.7	21.9	21.1	24.5	24.4	25.4	28.2	28.2	30.3	20.6
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 72
BALANCE NACIONAL DE COQUE DE PETRÓLEO, 2017-2031
(Miles de toneladas anuales)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	5,699.7	5,990.6	5,886.2	5,916.1	5,981.5	6,049.3	6,416.1	8,133.2	8,212.7	10,098.6	10,133.1	10,189.5	10,189.1	10,216.1	10,216.1	4.2
Producción	1,449.6	3,073.9	3,517.7	3,530.2	5,225.7	5,218.6	6,416.1	8,133.2	8,212.7	10,098.6	10,133.1	10,189.5	10,189.1	10,216.1	10,216.1	11.0
Cadereyta	644.7	1,313.2	1,389.5	1,393.3	1,389.5	1,389.5	1,389.5	1,455.7	1,451.7	1,451.7	1,451.7	1,455.7	1,451.7	1,451.7	1,451.7	5.4
Madero	321.5	772.6	1,065.0	1,070.8	1,067.9	1,060.8	1,395.0	1,398.9	1,400.7	1,400.7	1,400.7	1,404.6	1,400.7	1,400.7	1,400.7	5.4
Tula	-	-	-	-	1,705.1	1,705.1	1,705.1	1,709.7	1,705.1	1,705.1	1,705.1	1,709.7	1,705.1	1,705.1	1,705.1	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	806.2	800.9	802.5	801.3	813.9	822.7	825.9	830.9	830.9	NA
Minatitlán	483.4	988.0	1,063.2	1,066.1	1,063.2	1,063.2	1,120.2	1,145.3	1,164.2	1,186.1	1,208.1	1,233.4	1,252.0	1,274.0	1,274.0	2.7
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,865.1	1,865.1	1,870.2	1,865.1	1,865.1	1,865.1	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	1,622.6	1,688.5	1,688.5	1,688.5	1,693.1	1,688.5	1,688.5	1,688.5	NA
Importación*	4,250.1	2,916.8	2,368.5	2,385.9	755.892	830.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	5,699.7	5,990.6	5,886.2	5,916.1	5,981.5	6,049.3	6,416.1	8,133.2	8,212.7	10,098.6	10,133.1	10,189.5	10,189.1	10,216.1	10,216.1	4.3
Demanda interna	5,699.7	5,990.6	5,886.2	5,916.1	5,981.5	6,049.3	6,110.7	6,171.4	6,169.3	6,215.5	6,212.2	6,199.0	6,180.4	6,159.6	6,193.3	0.9
Sector eléctrico	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1.9
Sector industrial	4,290.2	4,581.2	4,476.7	4,506.6	4,572.1	4,639.8	4,701.3	4,761.9	4,759.8	4,806.1	4,802.7	4,789.5	4,770.9	4,750.2	4,783.8	0.6
Cemento hidráulico	3,819.2	4,102.0	4,010.1	4,042.2	4,095.6	4,151.3	4,201.1	4,250.0	4,242.8	4,278.8	4,270.8	4,253.8	4,232.3	4,208.9	4,234.0	0.6
Industrias de metales básicos	59.7	61.1	59.7	59.6	61.2	62.8	64.4	65.9	66.6	68.0	68.6	69.1	69.6	70.0	71.2	1.4
Química, hule y plásticos	234.9	237.0	229.9	228.1	233.0	238.2	243.3	248.5	250.3	254.6	256.3	257.5	258.3	258.9	262.4	0.7
Maquinaria y aparatos eléctricos	50.7	51.9	50.7	50.7	52.2	53.6	55.0	56.3	56.8	57.9	58.4	58.8	59.0	59.1	60.0	1.6
Vidrio	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.5
Resto de la industria	125.4	128.9	126.0	125.8	129.7	133.6	137.2	140.9	142.9	146.4	148.2	150.0	151.5	153.0	156.0	1.6
Exportación	-	-	-	-	-	-	305.4	1,961.7	2,043.4	3,883.0	3,921.0	3,990.5	4,008.7	4,056.4	4,022.8	87.6
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 73
BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2017-2031, REGIÓN NOROESTE
(Miles de toneladas anuales)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	364.0	428.4	421.2	464.8	469.6	474.5	478.8	483.0	480.8	483.5	481.2	478.0	474.3	470.5	472.0	2.3
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	364.0	428.4	421.2	464.8	469.6	474.5	478.8	483.0	480.8	483.5	481.2	478.0	474.3	470.5	472.0	2.3
Destino	364.0	428.4	421.2	464.8	469.6	474.5	478.8	483.0	480.8	483.5	481.2	478.0	474.3	470.5	472.0	2.3
Demanda interna	364.0	428.4	421.2	464.8	469.6	474.5	478.8	483.0	480.8	483.5	481.2	478.0	474.3	470.5	472.0	2.3
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector industrial	364.0	428.4	421.2	464.8	469.6	474.5	478.8	483.0	480.8	483.5	481.2	478.0	474.3	470.5	472.0	2.3
Cemento hidráulico	362.6	426.9	419.8	463.3	468.1	473.0	477.3	481.4	479.2	481.9	479.7	476.4	472.7	468.9	470.4	2.3
Industrias de metales básicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Química, hule y plásticos	1.2	1.3	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	0.6
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Vidrio	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5
Resto de la industria	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 74
BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2017-2031, REGIÓN NORESTE
(Miles de toneladas anuales)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	5,216.3	5,002.6	4,823.0	4,850.0	3,213.3	3,281.1	2,784.6	2,854.6	2,852.5	2,852.5	2,852.5	2,860.3	2,852.5	2,852.5	2,852.5	-3.2
Producción	966.2	2,085.87	2,454.51	2,464.16	2,457.4	2,450.4	2,784.6	2,854.6	2,852.5	2,852.5	2,852.5	2,860.3	2,852.5	2,852.5	2,852.5	5.4
Cadereyta	644.7	1,313.2	1,389.5	1,393.3	1,389.5	1,389.5	1,389.5	1,455.7	1,451.7	1,451.7	1,451.7	1,455.7	1,451.7	1,451.7	1,451.7	5.4
Madero	321.5	772.6	1,065.0	1,070.8	1,067.9	1,060.8	1,395.0	1,398.9	1,400.7	1,400.7	1,400.7	1,404.6	1,400.7	1,400.7	1,400.7	5.4
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación*	4,250.1	2,916.8	2,368.5	2,385.9	755.9	830.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	5,216.3	5,002.6	4,823.0	4,850.0	3,213.3	3,281.1	2,784.6	2,854.6	2,852.5	2,852.5	2,852.5	2,860.3	2,852.5	2,852.5	2,852.5	-3.0
Demanda interna	674.3	738.8	723.8	724.5	740.3	756.7	772.2	787.8	792.9	805.9	810.7	813.6	815.5	816.8	827.5	1.9
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector industrial	674.3	738.8	723.8	724.5	740.3	756.7	772.2	787.8	792.9	805.9	810.7	813.6	815.5	816.8	827.5	1.9
Cemento hidráulico	323.4	383.0	377.9	380.4	388.0	395.9	403.3	410.7	412.6	418.7	420.5	421.3	421.6	421.6	426.6	3.0
Industrias de metales básicos	58.6	60.0	58.6	58.5	60.1	61.7	63.2	64.7	65.4	66.8	67.4	67.9	68.4	68.8	70.0	1.4
Química, hule y plásticos	233.6	235.7	228.6	226.8	231.8	236.9	242.0	247.2	248.9	253.2	254.9	256.1	256.9	257.5	261.0	0.7
Maquinaria y aparatos eléctricos	50.7	51.9	50.7	50.7	52.2	53.6	55.0	56.3	56.8	57.9	58.4	58.8	59.0	59.1	60.0	1.6
Vidrio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Resto de la industria	8.0	8.2	8.0	8.0	8.2	8.5	8.7	8.9	9.1	9.3	9.4	9.5	9.7	9.8	10.0	1.7
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	4,541.9	4,263.9	4,099.2	4,125.6	2,473.0	2,524.4	2,012.3	2,066.8	2,059.6	2,046.5	2,041.8	2,046.6	2,037.0	2,035.7	2,025.0	-4.3
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 75
BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2017-2031, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
(Miles de toneladas anuales)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	2,465.2	2,443.1	2,417.5	2,412.5	2,423.3	2,434.4	2,444.1	2,453.6	2,449.3	2,455.6	2,451.1	2,444.6	2,437.0	2,429.1	2,432.8	0.9
Producción	-	-	-	-	-	-	806.2	800.9	802.5	801.3	813.9	822.7	825.9	830.9	830.9	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	806.2	800.9	802.5	801.3	813.9	822.7	825.9	830.9	830.9	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	2,465.2	2,443.1	2,417.5	2,412.5	2,423.3	2,434.4	1,637.9	1,652.7	1,646.8	1,654.3	1,637.3	1,621.9	1,611.1	1,598.2	1,601.9	-1.8
Destino	2,465.2	2,443.1	2,417.5	2,412.5	2,423.3	2,434.4	2,444.1	2,453.6	2,449.3	2,455.6	2,451.1	2,444.6	2,437.0	2,429.1	2,432.8	0.9
Demanda interna	2,465.2	2,443.1	2,417.5	2,412.5	2,423.3	2,434.4	2,444.1	2,453.6	2,449.3	2,455.6	2,451.1	2,444.6	2,437.0	2,429.1	2,432.8	0.9
Sector eléctrico	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1,409.5	1.9
Sector industrial	1,055.7	1,033.6	1,008.0	1,003.0	1,013.8	1,024.9	1,034.6	1,044.1	1,039.8	1,046.1	1,041.7	1,035.1	1,027.5	1,019.6	1,023.3	-0.2
Cemento hidráulico	1,048.9	1,026.7	1,001.2	996.2	1,006.8	1,017.7	1,027.2	1,036.5	1,032.0	1,038.2	1,033.6	1,027.0	1,019.3	1,011.3	1,014.8	-0.2
Industrias de metales básicos	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	1.1
Química, hule y plásticos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Vidrio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Resto de la industria	6.5	6.6	6.5	6.5	6.7	6.9	7.1	7.3	7.4	7.6	7.7	7.8	7.9	8.0	8.1	1.7
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 76
BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2017-2031, REGIÓN CENTRO
(Miles de toneladas anuales)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	1,604.4	1,771.5	1,735.4	1,734.6	1,762.8	1,792.1	1,818.8	1,845.3	1,847.5	1,868.4	1,870.0	1,867.8	1,863.4	1,858.1	1,874.1	0.9
Producción	-	-	-	-	1,705.1	1,705.1	1,705.1	1,709.7	1,705.1	1,705.1	1,705.1	1,709.7	1,705.1	1,705.1	1,705.1	NA
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	1,705.1	1,705.1	1,705.1	1,709.7	1,705.1	1,705.1	1,705.1	1,709.7	1,705.1	1,705.1	1,705.1	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Importación*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	1,604.4	1,771.5	1,735.4	1,734.6	57.7	87.0	113.8	135.5	142.4	163.3	164.9	158.0	158.3	153.0	169.1	-14.0
Destino	1,604.4	1,771.5	1,735.4	1,734.6	1,762.8	1,792.1	1,818.8	1,845.3	1,847.5	1,868.4	1,870.0	1,867.8	1,863.4	1,858.1	1,874.1	0.4
Demanda interna	1,604.4	1,771.5	1,735.4	1,734.6	1,762.8	1,792.1	1,818.8	1,845.3	1,847.5	1,868.4	1,870.0	1,867.8	1,863.4	1,858.1	1,874.1	0.4
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector industrial	1,604.4	1,771.5	1,735.4	1,734.6	1,762.8	1,792.1	1,818.8	1,845.3	1,847.5	1,868.4	1,870.0	1,867.8	1,863.4	1,858.1	1,874.1	0.4
Cemento hidráulico	1,493.4	1,657.4	1,623.8	1,623.2	1,648.0	1,673.8	1,697.3	1,720.5	1,721.0	1,738.8	1,738.9	1,735.1	1,729.4	1,722.8	1,736.1	0.3
Industrias de metales básicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Química, hule y plásticos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Vidrio	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.6
Resto de la industria	111.0	114.0	111.5	111.3	114.8	118.2	121.4	124.7	126.4	129.5	131.1	132.6	133.9	135.2	137.9	1.6
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 77
BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2017-2031, REGIÓN SUR-SURESTE
(Miles de toneladas anuales)

Concepto	Datos anuales															TMCA 2017-2031
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Origen	591.7	988.0	1,063.2	1,066.1	1,063.2	1,063.2	1,120.2	2,768.0	2,852.7	4,739.8	4,761.7	4,796.8	4,805.7	4,827.6	4,827.6	11.9
Producción	483.4	988.0	1,063.2	1,066.1	1,063.2	1,063.2	1,120.2	2,768.0	2,852.7	4,739.8	4,761.7	4,796.8	4,805.7	4,827.6	4,827.6	12.3
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Minatitlán	483.4	988.0	1,063.2	1,066.1	1,063.2	1,063.2	1,120.2	1,145.3	1,164.2	1,186.1	1,208.1	1,233.4	1,252.0	1,274.0	1,274.0	2.7
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,865.1	1,865.1	1,870.2	1,865.1	1,865.1	1,865.1	NA
Nueva capacidad	-	-	-	-	-	-	-	1,622.6	1,688.5	1,688.5	1,688.5	1,693.1	1,688.5	1,688.5	1,688.5	NA
Importación*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
De otras regiones	108.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Destino	591.7	988.0	1,063.2	1,066.1	1,063.2	1,063.2	1,120.2	2,768.0	2,852.7	4,739.8	4,761.7	4,796.8	4,805.7	4,827.6	4,827.6	12.8
Demanda interna	591.7	608.8	588.2	579.8	585.6	591.6	596.8	601.8	598.9	602.1	599.1	594.9	590.2	585.2	587.0	0.1
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Sector industrial	591.7	608.8	588.2	579.8	585.6	591.6	596.8	601.8	598.9	602.1	599.1	594.9	590.2	585.2	587.0	0.1
Cemento hidráulico	590.9	608.0	587.4	579.0	584.8	590.8	595.9	600.9	598.0	601.2	598.2	594.0	589.2	584.3	586.0	0.1
Industrias de metales básicos	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0
Química, hule y plásticos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Vidrio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA
Resto de la industria	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4
Exportación	-	-	-	-	-	-	305.4	1,961.7	2,043.4	3,883.0	3,921.0	3,990.5	4,008.7	4,056.4	4,022.8	127.9
A otras regiones	-	379.2	474.9	486.2	477.5	471.5	218.1	204.4	210.4	254.6	241.7	211.3	206.8	186.0	217.9	0.3
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NA

NA no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 78
DEMANDA INTERNA DE GASOLINAS POR ESTADO, 2017-2031
(Miles de barriles diarios)

Estado	Datos anuales														
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Total	829.6	847.1	860.6	872.7	886.4	906.3	921.6	935.2	950.4	963.0	974.9	982.1	992.2	1,000.5	1,008.6
Aguascalientes	11.6	10.6	10.7	10.7	10.8	10.9	11.0	11.2	11.4	11.5	11.7	11.7	11.8	11.9	12.1
Baja California	41.0	41.9	42.7	43.2	43.8	44.6	45.3	45.7	46.0	46.2	46.4	46.4	46.5	46.6	46.8
Baja California Sur	9.3	9.6	9.8	9.9	10.0	10.2	10.4	10.5	10.6	10.7	10.7	10.7	10.7	10.8	10.8
Campeche	5.8	6.0	6.1	6.2	6.3	6.6	6.8	7.0	7.2	7.5	7.7	7.9	8.1	8.3	8.4
Chiapas	17.8	18.4	18.8	19.3	19.6	20.0	20.3	20.4	20.5	20.7	20.9	20.9	21.0	21.2	21.3
Chihuahua	22.8	24.3	25.6	26.8	27.9	29.3	30.3	31.6	33.0	34.2	35.2	36.1	37.0	37.8	38.8
Coahuila	16.7	17.0	17.2	17.4	17.7	18.4	19.0	19.4	19.9	20.5	21.1	21.5	22.1	22.5	22.9
Colima	35.3	36.4	37.0	37.8	38.3	39.1	39.4	39.6	39.8	40.0	40.4	40.4	40.5	40.8	40.9
Ciudad de México	103.8	105.9	107.8	108.7	110.4	111.9	113.0	113.6	113.7	113.5	113.8	113.4	112.9	112.0	110.7
Durango	20.4	21.1	21.4	21.9	22.2	22.7	22.9	23.0	23.2	23.3	23.5	23.5	23.6	23.8	23.9
Guanajuato	37.4	38.6	39.1	39.6	39.9	40.7	41.1	41.8	42.7	43.4	44.0	44.3	44.8	45.3	45.9
Guerrero	14.4	14.6	14.8	14.9	15.2	15.8	16.2	16.5	17.0	17.5	17.9	18.3	18.8	19.1	19.5
Hidalgo	29.6	27.4	28.1	28.4	29.3	30.1	31.1	32.2	33.4	34.2	34.7	35.4	35.9	36.5	37.2
Jalisco	41.0	44.1	44.3	44.5	44.6	45.2	45.4	46.0	46.8	47.4	47.9	48.1	48.5	48.8	49.4
México	53.8	56.5	57.0	57.6	58.6	59.5	60.3	60.7	60.9	60.9	61.1	61.0	60.9	60.5	59.8
Michoacán	29.1	29.6	30.0	30.3	30.5	31.1	31.4	31.9	32.5	33.1	33.5	33.7	34.1	34.4	34.8
Morelos	15.1	15.0	15.3	15.4	15.8	16.1	16.6	17.2	17.7	18.1	18.3	18.7	18.9	19.2	19.6
Nayarit	4.6	4.7	4.8	4.9	4.9	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.5	5.6	5.7	5.7
Nuevo León	50.0	51.0	51.3	51.5	51.7	51.9	52.2	52.7	52.8	53.1	53.7	53.9	54.5	55.2	55.7
Oaxaca	14.9	15.2	15.3	15.5	15.8	16.4	16.9	17.3	17.8	18.3	18.8	19.2	19.7	20.1	20.5
Puebla	30.0	30.1	30.8	31.2	32.1	33.0	34.0	35.3	36.6	37.5	38.0	38.8	39.3	39.9	40.7
Querétaro	18.9	17.3	17.5	17.7	17.9	18.2	18.4	18.7	19.1	19.4	19.6	19.8	20.0	20.2	20.4
San Luis Potosí	16.1	16.6	16.9	17.2	17.4	17.8	18.1	18.4	18.9	19.3	19.6	19.8	20.0	20.3	20.6
Sinaloa	30.9	31.8	32.5	33.0	33.5	34.2	34.7	35.0	35.3	35.5	35.6	35.5	35.6	35.6	35.7
Sonora	26.4	27.3	28.0	28.6	29.2	29.9	30.6	31.0	31.3	31.6	31.8	31.9	32.1	32.3	32.5
Tabasco	8.9	9.1	9.2	9.3	9.6	9.9	10.3	10.5	10.8	11.2	11.5	11.7	12.1	12.3	12.6
Tamaulipas	37.4	38.6	39.2	40.1	40.5	41.3	41.7	41.8	42.0	42.1	42.5	42.4	42.5	42.8	42.8
Veracruz	52.5	53.6	54.1	54.7	55.6	57.6	59.2	60.2	61.7	63.3	64.8	65.9	67.5	68.6	69.7
Yucatán	28.5	29.4	30.0	30.6	31.5	32.9	34.2	35.1	36.3	37.6	38.7	39.7	40.9	41.9	42.7
Zacatecas	5.5	5.5	5.6	5.6	5.6	5.7	5.7	5.8	5.9	6.0	6.1	6.1	6.1	6.2	6.3

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 79
DEMANDA INTERNA DE DIESEL POR ESTADO, 2017-2031
(Miles de barriles diarios)

Estado	Datos anuales														
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Total	413.7	421.3	433.3	445.1	456.8	466.4	478.1	484.5	494.6	504.1	514.1	522.0	529.6	537.8	545.1
Aguascalientes	4.7	4.3	4.4	4.5	4.6	4.6	4.7	4.8	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	5.4	5.5
Baja California	13.3	13.6	13.7	14.0	14.3	14.6	14.9	14.8	14.9	15.0	15.0	15.0	15.1	15.1	15.2
Baja California Sur	5.7	5.8	5.9	8.6	7.5	7.8	9.6	8.0	8.5	8.2	8.3	7.9	7.6	7.8	8.0
Campeche	8.9	11.1	13.6	14.0	14.4	14.0	13.7	13.8	13.9	13.9	14.0	14.1	14.1	14.2	14.3
Coahuila	4.9	5.1	5.3	5.6	5.9	6.2	6.6	6.8	7.1	7.4	7.7	7.9	8.2	8.4	8.7
Colima	19.5	18.2	18.1	18.8	20.2	20.9	21.3	21.6	22.1	22.5	22.8	23.1	23.0	22.9	23.2
Chiapas	11.9	12.0	12.2	12.6	13.4	13.9	14.2	14.5	14.9	15.3	15.6	15.9	16.1	16.3	16.5
Chihuahua	15.6	15.9	16.3	16.7	17.1	17.4	17.7	18.1	18.4	18.8	19.3	19.7	20.1	20.6	21.0
Distrito Federal	26.7	27.4	28.0	28.5	29.2	30.1	30.9	31.3	31.6	32.1	32.5	32.9	33.5	33.8	33.8
Durango	11.9	12.1	12.5	12.8	13.4	13.8	14.1	14.4	14.8	15.2	15.4	15.7	16.0	16.3	16.6
Guanajuato	19.7	20.5	21.1	21.7	22.3	22.7	23.1	23.7	24.1	24.7	25.4	25.9	26.5	27.2	27.8
Guerrero	3.8	3.9	4.1	4.3	4.6	4.9	5.2	5.4	5.6	5.8	6.0	6.2	6.4	6.6	6.8
Hidalgo	17.4	16.7	17.0	17.2	17.8	18.4	18.8	19.2	19.8	20.2	20.6	21.0	21.3	21.6	21.9
Jalisco	17.9	19.0	19.4	19.7	20.0	20.1	20.3	20.6	20.8	21.2	21.7	22.0	22.4	22.9	23.3
México	18.1	19.7	20.3	20.8	21.5	22.4	23.1	23.6	24.1	24.6	25.1	25.6	26.2	26.6	26.8
Michoacán	13.6	13.9	14.4	14.9	15.3	15.6	15.9	16.3	16.6	17.1	17.6	18.0	18.4	18.9	19.3
Morelos	4.2	4.2	4.2	4.3	4.5	4.7	4.8	4.8	5.0	5.1	5.2	5.3	5.3	5.3	5.4
Nayarit	1.6	1.6	1.7	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3
Nuevo León	27.9	28.0	28.4	29.0	29.7	30.3	30.7	31.1	31.3	31.6	31.8	31.9	32.1	32.3	32.4
Oaxaca	5.9	6.0	6.2	6.3	6.6	6.9	7.1	7.3	7.5	7.8	8.0	8.2	8.3	8.5	8.7
Puebla	11.4	11.5	11.7	11.8	12.2	12.6	12.9	13.1	13.5	13.9	14.1	14.4	14.6	14.8	15.0
Querétaro	9.3	8.5	8.8	9.0	9.2	9.4	9.5	9.7	9.9	10.1	10.4	10.6	10.8	11.1	11.3
Quintana Roo	5.2	4.5	3.8	3.2	2.3	0.8	0.8	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.3	0.1	0.1
San Luis Potosí	10.1	10.3	10.5	10.8	11.1	11.2	11.4	11.7	11.8	12.1	12.4	12.6	12.9	13.2	13.2
Sinaloa	22.8	22.7	23.1	23.6	24.2	24.5	24.8	25.0	25.3	25.5	25.7	25.9	26.1	26.2	26.4
Sonora	22.0	22.3	22.8	23.4	24.2	24.6	25.2	25.4	25.9	26.1	26.3	26.6	26.9	27.1	27.3
Tabasco	2.7	2.9	3.0	3.2	3.4	3.7	3.9	4.1	4.3	4.5	4.7	4.8	5.0	5.2	5.4
Tamaulipas	23.1	23.5	24.2	24.7	25.7	26.4	27.0	27.4	28.1	28.7	29.1	29.5	30.0	30.4	30.8
Tlaxcala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veracruz	35.4	37.5	40.1	41.2	42.7	44.7	46.3	47.5	48.8	50.2	51.7	52.9	53.9	55.2	56.5
Yucatán	15.2	14.7	14.8	14.4	14.2	13.2	13.8	14.2	14.7	15.1	15.7	16.1	16.5	16.9	17.4
Zacatecas	3.6	3.6	3.7	3.8	3.8	3.9	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2	4.2	4.3	4.4	4.5

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 80
DEMANDA INTERNA DE COMBUSTÓLEO POR ESTADO, 2017-2031
(Miles de barriles diarios)

Estado	Datos anuales														
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Total	151.2	125.5	87.7	73.6	65.4	52.9	48.7	42.9	42.2	45.6	45.5	46.5	49.3	49.3	51.4
Aguascalientes	0.1	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baja California	0.1	0.1	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baja California Sur	12.0	12.3	12.4	7.4	7.2	7.2	6.7	6.5	5.7	9.1	9.0	10.1	12.9	12.9	14.9
Campeche	7.1	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chiapas	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chihuahua	2.6	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coahuila	0.1	0.1	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colima	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Ciudad de México	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Durango	5.3	5.2	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guanajuato	1.6	2.0	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Guerrero	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidalgo	23.7	26.5	26.2	22.7	19.7	19.7	15.9	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4
Jalisco	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
México	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Michoacán	1.2	1.0	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Morelos	0.9	0.8	0.8	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Nayarit	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Nuevo León	2.2	2.0	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
Oaxaca	8.3	8.2	6.3	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
Puebla	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Querétaro	0.1	0.1	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quintana Roo	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Luis Potosí	11.0	11.0	10.1	7.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Sinaloa	12.6	9.2	5.7	4.2	4.2	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Sonora	0.2	0.1	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tabasco	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Tamaulipas	15.7	16.5	2.1	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Tlaxcala	0.1	0.1	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veracruz	28.6	17.9	7.0	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
Yucatán	13.4	8.8	8.8	8.7	8.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zacatecas	0.2	0.1	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 81
DEMANDA INTERNA DE COQUE DE PETRÓLEO POR REGIÓN, 2017-2031
(Miles de toneladas anuales)

Estado	Datos anuales														
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Total	5,699.7	5,990.6	5,886.2	5,916.1	5,981.5	6,049.3	6,110.7	6,171.4	6,169.3	6,215.5	6,212.2	6,199.0	6,180.4	6,159.6	6,193.3
Noroeste	364.0	428.4	421.2	464.8	469.6	474.5	478.8	483.0	480.8	483.5	481.2	478.0	474.3	470.5	472.0
Noreste	674.3	738.8	723.8	724.5	740.3	756.7	772.2	787.8	792.9	805.9	810.7	813.6	815.5	816.8	827.5
Centro-Occidente	2,465.2	2,443.1	2,417.5	2,412.5	2,423.3	2,434.4	2,444.1	2,453.6	2,449.3	2,455.6	2,451.1	2,444.6	2,437.0	2,429.1	2,432.8
Centro	1,604.4	1,771.5	1,735.4	1,734.6	1,762.8	1,792.1	1,818.8	1,845.3	1,847.5	1,868.4	1,870.0	1,867.8	1,863.4	1,858.1	1,874.1
Sur-Sureste	591.7	608.8	588.2	579.8	585.6	591.6	596.8	601.8	598.9	602.1	599.1	594.9	590.2	585.2	587.0

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

TABLA C. 82
DEMANDA INTERNA DE TURBOSINA NACIONAL POR ESTADO, 2017-2031
(Miles de barriles diarios)

Estado	Datos anuales														
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Total	79.3	81.5	83.7	86.7	89.2	91.8	94.4	97.2	99.9	102.9	106.0	109.1	112.3	115.7	119.1
Baja California	4.0	4.3	4.4	4.5	4.7	4.8	5.0	5.2	5.3	5.5	5.7	5.9	6.1	6.3	6.5
Baja California Sur	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.9	4.0	4.1
Ciudad de México	17.4	17.9	18.3	19.4	20.0	20.5	21.1	21.6	22.2	22.8	23.4	24.0	24.6	25.3	25.9
Guanajuato	13.5	13.9	14.3	14.7	15.2	15.6	16.1	16.6	17.1	17.6	18.1	18.7	19.2	19.8	20.4
Guerrero	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Hidalgo	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.6	2.7	2.8	2.9	2.9	3.0	3.1	3.2	3.3	3.3
Nuevo León	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0
Oaxaca	5.2	5.3	5.4	5.6	5.7	5.9	6.0	6.2	6.4	6.6	6.8	7.0	7.2	7.5	7.7
Sonora	3.4	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.2	4.3	4.4	4.6	4.7	4.9	5.1	5.2	5.4
Tamaulipas	6.9	7.1	7.2	7.4	7.7	7.9	8.1	8.4	8.6	8.9	9.1	9.4	9.7	9.9	10.2
Veracruz	11.0	11.2	11.5	11.7	12.1	12.4	12.7	13.1	13.5	13.9	14.3	14.7	15.2	15.7	16.2
Yucatán	10.2	10.4	10.6	10.9	11.2	11.5	11.8	12.1	12.5	12.9	13.3	13.7	14.1	14.6	15.0

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

GLOSARIO

Aceite	Líquido graso, insoluble en agua. Su origen puede ser vegetal, animal o mineral. Dentro del grupo de aceites minerales se encuentra el petróleo crudo, el cual es una mezcla compleja de diversos compuestos químicos.
Adiciones	Es el incremento en la reserva resultante de la actividad exploratoria. Comprende los descubrimientos y delimitaciones de un campo durante el periodo de estudio.
Alquilación	Los procesos de alquilación comprenden la combinación de una olefina con un hidrocarburo parafínico o aromático en presencia de un catalizador. En refinación el proceso involucra la unión de propileno o butilenos, principalmente de las plantas de desintegración catalítica, así como de hidrodeshidratación, reductoras de viscosidad y coquizadoras; con isobutano en presencia de ácido fluorhídrico o sulfúrico como catalizador, para formar una isoparafina denominada alquilado ligero, compuesta básicamente de isoheptano o isooctano, según la carga empleada, productos que son excelentes para la elaboración de gasolinas de alto octano por su baja presión de vapor y elevado octanaje. Este proceso se considera opuesto al de desintegración, ya que a partir de moléculas pequeñas, produce moléculas más grandes.
Alquilado	Producto de la reacción de alquilación, generalmente de isobutano con butileno, para formar hidrocarburos ramificados, principalmente isooctano y otros isómeros del octano, con un índice de octano de alrededor de 94, por lo cual es muy apreciado para preparar gasolina de alto octano.
Aromático	Familia de hidrocarburos que contienen en su molécula uno o varios núcleos de seis carbonos de cadena cerrada y forma hexagonal, los cuales poseen en su estructura tres dobles ligaduras (anillos bencénicos).
Barril de petróleo	Unidad de volumen basada en la medida del barril utilizado en la industria del petróleo. Equivale a 158.9873 litros (42 galones de Estados Unidos de América).
Buquetanque	Nombre generalizado para designar embarcaciones que transportan petróleo o sus derivados, aunque en la actualidad también se designa como buquetanque al que transporta líquidos a granel. En cuanto a su plural, la Real Academia Española de la Lengua recomienda que cuando la palabra se escriba separada se pluralice como buques tanque, y cuando se escriba junta se pluralice buquetanques.

Campos en producción	Campos con pozos en explotación, es decir, que no están taponados. Incluyen pozos que están operando como productores o inyectores, así como pozos cerrados con posibilidades de explotación.
Capacidad de refinación	Se refiere a la capacidad por día de operación, no a la capacidad por día de calendario. La capacidad por día de operación de una planta es el volumen máximo que puede procesar trabajando sin interrupción, en tanto que la capacidad por día de calendario considera los paros normalmente exigidos por el mantenimiento y otras causas.
Carrotanque	Recipiente diseñado para trabajar a presión o en condiciones atmosféricas, montado sobre una plataforma o directamente sobre ruedas para transportarlo sobre rieles (Su plural es similar al de buquetanque).
Combustible	Material que, al combinarse con el oxígeno, se inflama con desprendimiento del calor. Sustancia capaz de producir energía por procesos distintos al de oxidación (tales como una reacción química), incluyéndose también los materiales fisiónables y fusiónables.
Combustión	Fenómeno o cambio químico en el que los materiales se combinan rápidamente con el oxígeno y producen luz y calor. También se le conoce como oxidación rápida.
Combustóleo de bajo azufre	Líquido de composición compleja de hidrocarburos pesados, obtenido de la mezcla de las corrientes de residuo de vacío, aceite pesado y aceite ligero de la desintegración catalítica. Es una sustancia oscura, viscosa, con olor a chapopote e insoluble en agua. Otras características importantes son: - Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 315–545 °C - Densidad del vapor (Aire = 1): 20 - Porcentaje de volatilidad: Baja - Gravedad específica (20/4 °C): 1.02 máximo - Temperatura de inflamación: 60 °C mínimo - Temperatura de escurrimiento: + 15 °C máximo - Azufre porcentaje en peso: 2.0 máximo

**Combustóleo intermedio
15**

Producto líquido de composición compleja de hidrocarburos pesados, obtenido de la mezcla de las corrientes de residuo de vacío, aceite pesado y aceite ligero de la desintegración catalítica. Su color es oscuro viscoso, tiene olor a chapopote. Insoluble en agua. Otras características importantes son:

- Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 315 – 545 °C
- Densidad del vapor (Aire = 1): 20
- Porcentaje de volatilidad: Baja
- Gravedad específica (20/4 °C): 0.9877 máximo
- Temperatura de inflamación: 66 °C mínimo
- Temperatura de escurrimiento: 30 °C máximo
- Azufre, porcentaje en peso: 4.0 máximo

Combustóleo pesado

Líquido oscuro viscoso con olor característico a chapopote, de composición compleja de hidrocarburos pesados, obtenido de la mezcla de las corrientes de residuo de vacío, aceite pesado y aceite ligero de la desintegración catalítica. Como todo este tipo de compuestos, es insoluble en agua. Este producto es uno de los principales combustibles utilizados en la industria para la generación de vapor y electricidad, aplicándose en las industrias que tienen un uso intensivo de energía (CFE, industria azucarera, industria cementera, etcétera.) Otras características importantes son:

- Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 315 – 545 °C
- Densidad del vapor (Aire = 1): 20
- Porcentaje de volatilidad: Baja
- Temperatura de inflamación: 66 °C mínimo
- Temperatura de escurrimiento: 15 °C máximo
- Azufre, porcentaje en peso: 4.0 máximo
- Límites de inflamabilidad en aire, % volumen: inferior 1%, superior 5%.

Combustibles fósiles

Mezclas de compuestos orgánicos que se extraen del subsuelo con el objeto de producir energía por combustión. Se consideran combustibles fósiles al carbón, al petróleo y el gas natural procedentes de otros organismos vivientes fosilizados por fenómenos geológicos durante largos periodos.

Condensados

Hidrocarburos líquidos del gas natural que se recuperan en instalaciones de separación en campos productores de gas asociado y no asociado, generalmente pentanos y más pesados. Incluyen hidrocarburos líquidos recuperados de gasoductos, los cuales se forman por condensación durante el transporte del gas natural.

Coque de petróleo

Producto sólido, poroso, de color negruzco, cuya densidad aproximada es 1.2 g/cm³. Se obtiene de la descomposición térmica de los hidrocarburos de alto peso molecular que se encuentran en las fracciones más pesadas o residuo, del proceso de refinación del petróleo. Sus propiedades más importantes son su poder calorífico, contenido de azufre, cenizas y materiales volátiles. Se usa como combustible industrial; purificado se puede utilizar como agente reductor o en ánodos en procesos metalúrgicos e industriales, así como abrasivos, grafito artificial, pigmentos, combustible y otros usos.

Coquización

Proceso de la refinación mediante el cual se incrementa la producción de destilados ligeros e intermedios por el craqueo térmico de moléculas de mayor peso molecular, como subproducto se obtiene de este proceso se obtiene coque de petróleo.

Crudo Istmo

Petróleo ligero mexicano con gravedad API de 33 a 34°API. Sus principales características son:

- Peso específico (20/4 °C): 0.858
- Viscosidad, SSU a 15.6 °C: 60
- Contenido de azufre (%): 1.3
- Metales, vanadio: 39.5
- Contenido de (%Vol.):
- Gasolina: 26.0
- Destilados intermedios: 32.0
- Gasóleos: 18.0
- Residuo: 23.0

Crudo Maya

Petróleo pesado mexicano que se produce principalmente en el mar. Su gravedad API es de 21.4 a 22.3°API. Sus principales características son:

- Peso específico (20/4 °C): 0.920
- Viscosidad, SSU a 15.6 °C: 1288
- Contenido de azufre (%): 3.3
- Metales, vanadio: 343.0
- Contenido de (%Vol.):
- Gasolina: 17.0
- Destilados intermedios: 28.0
- Gasóleos: 16.0
- Residuo: 38.0

Crudo Olmeca

Mezcla de crudos súper-ligeros que se producen en la Región mesozoica de Chiapas y Tabasco, con gravedad API de 39.3 °API o mayores. Sus principales características son:

- Peso específico (20/4 °C): 0.825
- Viscosidad, SSU a 15.6 °C: 43.6
- Contenido de azufre (%): 0.77
- Metales, vanadio: 2.5
- Contenido de (%Vol.):
- Gasolina: 38.0
- Destilados intermedios: 33.7
- Gasóleos: 20.5
- Residuo: 5.4

Densidad

Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en kilogramo por metro cúbico (sistema internacional), en gramos por centímetro cúbico (sistema métrico decimal), o en libras por galón (sistema inglés).

Densidad API

Es una medida indirecta de la densidad de los productos líquidos utilizada en la industria del petróleo; se deriva de la densidad relativa, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Densidad API} = (141.5 / \text{densidad relativa}) - 131.5.$$

La ecuación anterior aplica para líquidos menos densos que el agua. La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.

Desarrollo

Actividad que incrementa o decrementa reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

Descubrimiento

Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.

Desintegración (cracking)

Proceso que consiste en descomponer las moléculas de hidrocarburos más grandes, pesadas o complejas en moléculas más ligeras y simples. La desintegración se lleva a cabo mediante la aplicación de calor y presión y, en técnicas más avanzadas, mediante el uso de catalizadores. La utilización de este proceso permite incrementar el rendimiento de gasolina y de otros productos importantes (gas seco, propano, propileno, butano-butileno, gasolinas, aceites cíclicos y decantados, etc.) que tienen aplicaciones diversas en la industria del petróleo. Los tipos más comunes de unidades de desintegración son las de desintegración catalítica, hidrodesintegración, desintegración de residuales, desintegración térmica, reducción de viscosidad y de desintegración con vapor.

Despunte del crudo

Destilación para separar del crudo los componentes más ligeros, tales como la nafta y la querosina. Se extrae la nafta para someterla a otros procesos como pueden ser la fabricación de productos petroquímicos o para tratarla y obtener gasolina. La querosina se separa para producir parafinas lineales, que son la materia prima para la fabricación de detergentes biodegradables. Al residuo que queda después del proceso se le denomina crudo despuntado.

Destilación atmosférica

Primera etapa de la destilación de crudos; consiste en la separación por destilación a presión ambiente de las diversas fracciones o constituyentes, apoyándose para tal fin en su diferencia de temperatura de ebullición (o volatilidad). Durante este proceso las fracciones o productos más ligeros (gases y nafta ligera) se destilan primero y posteriormente se sacan por el domo o parte superior de la torre. Los destilados intermedios (nafta pesada, turbosina, querosina, gasóleo o diesel) se extraen separadamente por la parte intermedia y el residuo por el fondo de la torre.

Destilación al vacío

Proceso de destilación de crudos a una presión de vacío, funciona como paso intermedio para extraer, del residuo atmosférico, el gasóleo usado como carga a las plantas de desintegración catalítica FCC, así como las fracciones para la elaboración de los aceites lubricantes.

Destilado

Producto de la destilación que proviene de la vaporización y posterior condensación de una mezcla de sustancias miscibles, en componentes individuales o en grupos o fracciones de componentes, siendo más rico en componentes más ligeros que la mezcla original.

**Destilado(s)
intermedio(s)**

Fracción de crudo o hidrocarburos proveniente de su destilación, que destilan entre 175 °C y 330 °C, que corresponden a una fracción de nafta, querosina y combustible diesel, utilizándose estos dos últimos productos, en algunos países como combustible para calefacción.

Diesel

Combustible derivado de la destilación atmosférica del petróleo crudo. Se obtiene de una mezcla compleja de hidrocarburos parafinicos, olefinicos, nafténicos y aromáticos, mediante el procesamiento del petróleo. Es un líquido insoluble en agua, de olor a petróleo. Se expende con un color amarillo claro (2.5 máximo ASTM D 1500). Se consume principalmente en máquinas de combustión interna de alto aprovechamiento de energía, con elevado rendimiento y eficiencia mecánica. Su uso se orienta, fundamentalmente, como energético en el parque vehicular equipado con motores diseñados para combustible diesel, tales como camiones de carga de servicio ligero y pesado, autobuses de servicio urbano y de transporte foráneo, locomotoras, embarcaciones, maquinaria agrícola, industrial y de la construcción. Propiedades importantes:

- Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 216 – 371 °C
- Presión de vapor: 30 mm Hg @ 20 °C
- Densidad del vapor (Aire = 1): 4
- Gravedad específica (20/40 °C): 0.850
- Temperatura de inflamación: 45 °C
- Índice de cetano: 48 mínimo
- Viscosidad cinemática a 40 °C: 1.9 a 4.1 centistokes
- Azufre total, porcentaje en peso: 0.05 máxima.
- Límites de inflamabilidad en aire, % en volumen: Inferior 0.7%, sup 5.0%

Ducto	Tuberías destinadas para transportar aceites, gas, gasolinas y otros productos petrolíferos a las terminales de almacenamiento, embarque y distribución, o bien de una planta o refinería a otra. Su espesor varía entre 2 y 48 pulgadas, según los usos, las condiciones geográficas y el clima del lugar. Existen diferentes tipos de ductos, según el producto que transporta: - gasoducto. - gasolinoducto. - oleoducto. - poliducto. - turbosinoducto.
Energético	Sustancia o producto combustible con capacidad para producir calor o energía.
Energía	Capacidad de producir trabajo.
Equipos en operación	Promedio, en un determinado periodo de tiempo (mes o año), del número diario de equipos ocupados en la perforación de pozos o en actividades conducentes a la misma, tales como desmantelamiento, transporte y mantenimiento.
Estimulación	Proceso de acidificación o fracturamiento llevado a cabo para agrandar los conductos existentes o crear conductos nuevos en la formación productora de un pozo.
Estación de servicio	Espacio físico donde se expenden los productos elaborados por la industria de la refinación. Sus características pueden llegar a variar en función de la imagen que manejan los directivos de la gasolinera.
Factor de recuperación (fr)	Es las relaciones existentes entre el volumen original de aceite o de gas y la reserva original de un yacimiento, medidas bajo las mismas condiciones de temperatura y presión.
Factor de recuperación de condensados (frc)	Es el factor utilizado para obtener las fracciones líquidas que se recuperan del gas natural en las instalaciones superficiales de distribución y transporte. Se obtiene de la estadística de operación del manejo de gas y condensado del último periodo anual en el área correspondiente al campo en estudio.

Fase	Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida. Cuando el petróleo viene mezclado con agua, se separa en dos fases líquidas o bien, en dos fases líquidas y una gaseosa.
Fraccionamiento	Proceso en el que mediante destilación se separan fracciones pequeñas de una mezcla de hidrocarburos.
Franquicia PEMEX	Sistema de comercialización mediante el cual PEMEX delega el uso de marca propia de la empresa a personas físicas o morales mediando entre ellos todo lo relativo a asistencia técnica así como la asesoría necesaria con respecto a los métodos operativos y de destacarse que la asistencia es proporcionada por el “franquiciante” (en este caso Petróleos Mexicanos) con respecto al franquiciatario por estar así estipulado dentro del marco legal que rige el concepto de franquicia. Concesión del derecho de utilizar la propia razón social o el propio logotipo a otra empresa a cambio de una regalía.
Gas natural	Mezcla de hidrocarburos parafínicos ligeros, con metano como su principal constituyente. Usualmente contiene etano, propano y otros hidrocarburos parafínicos más pesados, en proporciones decrecientes, así como proporciones variables de nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y vapor de agua. El gas natural puede encontrarse asociado con el petróleo crudo o en forma independiente en pozos de gas no asociado.
Gas natural asociado	Se denomina gas natural asociado tanto al gas natural que está en contacto con el petróleo crudo en un yacimiento, en equilibrio con él, como al que se encuentra disuelto en el petróleo bajo las condiciones de temperatura y presión del yacimiento. El gas libre que se encuentra en el yacimiento en contacto con el petróleo conforma lo que se denomina casquete de gas.
Gas natural húmedo	Mezcla de hidrocarburos en forma gaseosa que contiene cantidades significativas de hidrocarburos más pesados que el metano, que pueden ser recuperados comercialmente, pero que está libre de otros componentes
Gas natural no asociado	Se denomina así al gas natural que se localiza en yacimientos que no contienen petróleo.
Gas natural seco	Gas natural que no contiene cantidades significativas de hidrocarburos más pesados que el metano. El gas que se obtiene de los centros procesadores de gas natural.

Gas LP

En la industria petrolera se denomina así a la mezcla de propano y butano comprimido y licuado. Proviene ya sea de líquidos del gas natural y gasolina natural o de los procesos de refinación de crudo.

Gasóleo

Producto refinado del petróleo cuya densidad es mayor que las de las gasolinas y querosinas, pero menor que la de los residuos; generalmente comprende los hidrocarburos destilados entre 190 y 370 °C, cuyo rango de pesos específicos (20/4 °C) es de 0.820 a 0.890. Esta mezcla de hidrocarburos tiene dos usos principales:

- Combustible para pequeñas máquinas diesel
- Combustible para hornos o calentadores, de donde toma sus nombres populares, diesel y aceite para hornos.

Gasóleo de vacío

Destilado de punto de ebullición relativamente alto, se obtiene generalmente por destilación al vacío de residuo primario, del cual se producen comúnmente el gasóleo ligero y el gasóleo pesado de vacío, que junto con el gasóleo pesado extraído en la destilación atmosférica del crudo, se utiliza como carga a las plantas de destilación catalítica.

Gasolina

Nombre comercial que se aplica de una manera amplia a los productos más ligeros de la destilación del petróleo. En la destilación del petróleo crudo la gasolina es el primer corte o fracción que se obtiene. En su forma comercial es una mezcla volátil de hidrocarburos líquidos con pequeñas cantidades de aditivos, apropiada para usarse como combustible en motores de combustión interna con ignición por chispa eléctrica, con un rango de destilación de aproximadamente 27 a 225 °C. Indudablemente es el producto derivado del petróleo más importante por su volumen y valor en el mercado. Los diferentes grados de gasolina se refieren principalmente a su número de octano y a su presión de vapor, que se fijan de acuerdo a la relación de compresión de los motores y a la zona geográfica donde se venden.

Gasolina natural

Gasolina que se encuentra en forma de rocío en el gas natural y que al igual que los condensados se recuperan del gas natural por enfriamiento o compresión. Es un líquido similar a la gasolina pero más ligero, volátil e inestable, debido a su menor peso molecular y a que contiene disueltos vapores de pentanos, butanos y propano; es de bajo octano, por lo cual generalmente se somete a los procesos de fraccionamiento, reformación o isomerización, antes de mezclarse como componente de las gasolinas.

Gasolina Magna

Gasolina sin plomo que elabora PEMEX Refinación con un índice de octano mínimo de 87, a la que se le ha modificado su formulación para reducir su volatilidad y contenido de sustancias que pueden ser precursoras de la formación de ozono o tóxicas como son el azufre, las olefinas, los aromáticos y el benceno.

Gasolina Premium

Gasolina sin plomo que elabora PEMEX Refinación para motores de alta relación de compresión, que exigen un índice de octano superior al de la gasolina Magna de uso general y mayores restricciones en el contenido de precursores de ozono y compuestos tóxicos, como son las olefinas, los aromáticos y el benceno. Su índice de octano es de 93.

Hidrocarburo(s)

Familia de compuestos químicos formada, principalmente, por carbono e hidrógeno. Pueden contener otros elementos en menor proporción, como son oxígeno, nitrógeno, azufre, halógenos (cloro, bromo, yodo y flúor), fósforo, entre otros. Su estado físico, en condiciones ambientales, puede ser en forma de gas, líquido o sólido, de acuerdo al número de átomos de carbono y otros elementos que posean.

Hidrodesulfuración

Proceso por medio del cual se elimina el azufre de los hidrocarburos tales como gasolina, turbosina, diesel, lubricantes y residuales. La hidrodessulfuración se lleva a cabo en un reactor bajo condiciones de presión y temperatura, la presencia de hidrógeno y de un catalizador que acelera la reacción para eliminar el azufre de los hidrocarburos que entran al reactor. Los catalizadores son de base níquel-molibdeno y molibdeno-cobalto.

Hidrotratamiento

Proceso cuyo objetivo es estabilizar catalíticamente los petrolíferos, y eliminar los componentes contaminantes que contienen, haciéndolos reaccionar con hidrógeno a temperaturas comprendidas entre 315 y 430 °C a presiones que varían de 7 a 210 kg/cm², en presencia de catalizadores diversos, tales como óxidos de cobalto y molibdeno sobre alúmina (los más usados), así como el óxido o el tiomolibdato de níquel, sulfuros de tungsteno y níquel y óxido de vanadio. Entre las reacciones efectuadas, las de estabilización comprenden la conversión de hidrocarburos insaturados como olefinas, diolefinas de baja estabilidad precursoras de la formación de gomas, en compuestos saturados, por hidrogenación o desintegración.

Isomerización

Proceso mediante el cual se altera el arreglo fundamental de los átomos de una molécula sin adherir o sustraer nada de la molécula original. Por ejemplo, el butano es isomerizado a isobutano para ser utilizado en la alquilación de isobutileno y otras olefinas para la producción de hidrocarburos de alto octano.

Líquidos de planta

Líquidos del gas natural recuperados en plantas de procesamiento de gas, consistiendo de etano, propano, butano y gasolinas naturales, principalmente.

Petróleo crudo

Excluye la producción de condensados y la de líquidos del gas natural obtenidos en plantas de extracción de licuables. En México se preparan tres variedades de petróleo crudo para el mercado de exportación, con las siguientes calidades típicas:

MAYA. Petróleo crudo pesado con densidad de 22°API y un máximo de 3.3% de azufre en peso.

ISTMO. Petróleo crudo ligero con densidad 33.6°API y un máximo de 1.3% de azufre en peso.

OLMECA. Petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.3°API y un máximo de 0.8% de azufre en peso.

Petróleo crudo extrapesado

Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (baja densidad API) y alta viscosidad. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades de extracción y costos altos.

Petróleo crudo despuntado

Petróleo crudo al que se le han eliminado, generalmente por destilación, las fracciones más ligeras tales como gas seco, gas licuado y la nafta.

Petróleo crudo ligero

La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados.

Petróleo crudo pesado

Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.

Petróleo crudo súper-ligero

Su densidad es mayor a los 38 grados API.

Petróleo equivalente

El total de petróleo crudo, condensados, líquido de plantas y gas natural seco expresado en unidades equivalentes de petróleo.

Petrolífero(s)

Productos que se obtienen mediante la refinación del petróleo. Pueden ser productos terminados (gasolina, diesel, gas licuado, etc.), semiterminados o subproductos (naftas).

Planta catalítica FCC

Planta que se emplea para producir principalmente gasolina estabilizada de alto octano (59 % en volumen), gas residual que se adiciona al gas combustible de la refinería, propano-propileno, butano-butileno, aceite cíclico ligero y aceite cíclico pesado, teniendo como carga gasóleo pesado primario y gasóleos de la planta de vacío.

**Planta H-Oil
(hidrodesulfuradora de
residuales)**

Planta empleada en la refinación del petróleo para el proceso de hidrocarburos de alto peso molecular (residuos de vacío, etc.). La unidad H-Oil tiene como objetivo principal elaborar productos de peso molecular y puntos de ebullición bajos, con niveles de azufre reducidos y ganancia económica al obtenerse precios mayores en su comercialización.

**Planta reductora de
viscosidad**

Proceso empleado en la refinación del petróleo para obtener hidrocarburos de bajo peso molecular tales como gases, gasolina, gasóleos y residuo de baja viscosidad a partir de residuos de vacío de alta viscosidad.

Play

Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa).

Pozos

Según su objetivo o función, los pozos se clasifican en exploratorios y de desarrollo. Según su grado de terminación, los pozos se clasifican como perforados o terminados.

PERFORADOS. Pozos cuya perforación con la barrena ha sido concluida y cuentan con tubería de ademe o revestimiento ya cementada, pero que todavía no han sido sometidos a las operaciones subsecuentes que permitan la producción de hidrocarburos.

TERMINADOS. Pozos perforados en los que ya se han efectuado las operaciones de terminación, tales como: instalación de tubería de producción; disparos a la tubería de revestimiento para horadarla y permitir la comunicación entre el interior del pozo y la roca almacenadora; y limpieza y estimulación de la propia roca para propiciar el flujo de hidrocarburos.

Pozos de desarrollo

Pozos perforados en un campo productor para producir hidrocarburos. Esta definición incluye a los pozos de inyección para recuperación secundaria.

Pozos exploratorios

Pozos perforados con el propósito de obtener información detallada de las características de un yacimiento para determinar si contiene hidrocarburos económicamente recuperables. Incluye a los pozos de sondeo estratigráfico.

Recuperación mejorada

Es la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento dinámico de los fluidos residentes. La recuperación mejorada no se restringe a alguna etapa en particular de la vida del yacimiento (primaria, secundaria o terciaria).

Recuperación primaria	Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para desplazar los fluidos a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.
Recuperación secundaria	Técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua o gas, con el propósito de mantener la presión del yacimiento y de facilitar el flujo del petróleo desde la roca en que se encuentra embebido hacia el pozo productor.
Recurso	Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como volumen original <i>in situ</i> .
Recurso descubierto	Volumen de hidrocarburos del cual se tiene evidencia a través de pozos perforados.
Recurso no descubierto	Volumen de hidrocarburos con incertidumbre, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica. Si comercialmente se considera recuperable se le llama recurso prospectivo.
Recurso prospectivo	Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas de la información geológica, geofísica y geoquímica disponible de la zona, y que se estima pueden ser recuperables.
Refinación	La constituye el conjunto de procesos físicos y químicos a los cuales se someten los crudos obtenidos en las labores de perforación, a fin de convertirlos en productos de características comerciales deseables. Para ello se emplean distintos métodos entre los cuales se cuentan la destilación (en sus variantes atmosférica y al vacío), hidrotratamiento, hidrosulfuración, reformación catalítica, isomerización, alquilación, producción de oxigenantes (MTBE y TAME), entre muchos otros que permiten el mejor aprovechamiento de los hidrocarburos que conforman al petróleo.
Refinería	Instalación industrial en la que se lleva a cabo la refinación del petróleo crudo mediante diferentes procesos.
Reformación	Proceso que mejora la calidad antidetonante de fracciones de la gasolina modificando la estructura molecular. Cuando se lleva a efecto mediante calor se le conoce como reformación térmica y como reformación catalítica cuando se le asiste mediante un catalizador.

Región

Ámbito geográfico correspondiente a la división administrativa de PEMEX Exploración y Producción. Las cabeceras regionales se ubican a lo largo de la costa del Golfo de México: Poza Rica, Ver. (Región Norte), Villahermosa, Tab. (Región Sur) y Ciudad del Carmen, Cam. (Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste).

ACTIVO INTEGRAL: Subdivisión administrativa de cada región. Como resultado de la reestructuración de las regiones en torno a sus principales activos integrales, quedan distribuidos de la siguiente manera:

REGIÓN MARINA NORESTE: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.

REGIÓN MARINA SUROESTE: Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco.

REGIÓN SUR: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna.

REGIÓN NORTE: Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz.

Registro de pozos

Representa la información sobre las formaciones del subsuelo obtenidas por medio de herramientas que se introducen en los pozos, y son de tipo eléctrico, acústico y radioactivo. El registro incluye información de perforación y análisis de lodo y recortes, de núcleos y pruebas de formación.

Refinería

Instalación industrial en la que se lleva a cabo la refinación del petróleo crudo mediante diferentes procesos.

Reservas económicas

Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente a partir de la fecha específica en que se determina la reserva hasta el final de la explotación del yacimiento, utilizando los métodos y sistemas de explotación económicamente aplicables en esa fecha.

Reservas de hidrocarburos

Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.

Reservas no probadas

Volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certeza razonable, o suponiendo escenarios futuros de producción que implican condiciones técnicas o económicas que no son las que prevalecen en el momento de la evaluación.

Reserva original

Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, inicialmente disponible en un yacimiento antes de iniciar su explotación comercial, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación económicamente aplicables a una fecha específica. Es la fracción del recurso descubierto y económico que podrá obtenerse desde el inicio de la explotación comercial de un yacimiento hasta el final de la explotación del mismo.

Reservas probables

Cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica, en trampas perforadas y no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas adyacentes a yacimientos productores en donde se considera que existen probabilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico donde existan reservas probadas.

Reservas probadas

Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas que se puede producir económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables en el momento de la evaluación, tanto primarios como secundarios.

Reservas posibles

Cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica en trampas no perforadas, definida por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas alejadas de las productoras, pero dentro de la misma provincia geológica productora, con posibilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico en donde existan reservas probadas.

Reserva remanente

Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica.

Residuo atmosférico

Producto que se obtiene del fondo de las torres de fraccionamiento de la destilación primaria, después de la extracción de gasolinas, querosinas y gasóleos primarios.

Residuo de vacío

Residuo que se obtiene de la planta de destilación al vacío. Es el resultado de extraer de una torre de destilación al vacío los gasóleos contenidos en el residuo atmosférico. Está compuesto por hidrocarburos complejos de alto peso molecular e impurezas concentradas como el azufre, níquel y vanadio. Posteriormente el residuo de vacío se convierte en asfalto, betún o en coque de petróleo mediante otros procesos de refinación.

Tasa de restitución de reservas

Indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado. Es el cociente que resulta de dividir los nuevos descubrimientos por la producción durante un periodo de análisis. Generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales.

Turbosina

Combustible para avión. Destilado del petróleo similar a la querosina. Líquido claro, olor a aceite combustible, insoluble en agua. Conocido también con los nombres de jet fuel y combustible de reactor. Se utiliza como combustible en las turbinas de los aviones de propulsión a chorro. Propiedades importantes:

- Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 149 – 300 °C
- Presión de vapor: 0.1 mm Hg a 20 °C
- Gravedad específica (20/4 °C): 0.810
- Temperatura de inflamación: 38 °C mínimo
- Temperatura de congelación: -47 °C máximo
- Límites de inflamabilidad en aire, % en volumen: Inferior 0.6 %, superior 3.7%.

Viscosidad

Resistencia a fluir de un líquido. Un hidrocarburo de alta viscosidad, por ejemplo, fluye con dificultad, mientras que los menos espesos son más móviles. La viscosidad disminuye con la temperatura.

Volatilidad

Tendencia de un líquido a pasar a su fase de vapor. Las sustancias volátiles despiden vapores a las temperaturas ambientales. En la industria de refinación del petróleo, esta propiedad es muy importante tanto en los crudos como en los productos. Las mezclas de hidrocarburos, como la gasolina, pueden clasificarse como volátiles debido a que contienen componentes que se evaporan con facilidad. Para ello se controla su presión de vapor, determinación que refleja la volatilidad tanto del crudo como de sus productos.

Volumen original de petróleo o aceite

Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Yacimiento

Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

Yacimiento petrolífero

Cualquier estructura geológica o estrato poroso que contenga o pueda contener cualquiera de los hidrocarburos del grupo del petróleo. Los yacimientos se pueden clasificar de acuerdo al tipo y cantidad de fluido que contengan (gas, aceite o mezclas).

Abreviaturas y siglas

AMDA	Asociación Mexicana de Distribuidores Automotor
AMIA	Asociación Mexicana de la Industria Automotriz
ANPACT	Asociación Nacional de Productores de Autobuses, Camiones y Tractocamiones
ASA	Aeropuertos y Servicios Auxiliares
ATG	Aceite Terciario del Golfo
bbl	Barril
bd	Barriles diarios
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CNSNS	Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardas
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DACG	Disposiciones Administrativas de Carácter General
DGAC	Dirección General de Aeronáutica Civil
Dpb	Dólares por barril
DOF	Diario Oficial de la Federación
EIA	Energy Information Administration (EUA)
EPA	Environmental Protection Agency
EPE	Empresas Productivas del Estado
EPS	Empresa productiva Subsidiaria
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
GNC	Gas natural comprimido
HDS	Hidrodesulfuración
IEA	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)

IEPS	Impuesto Especial sobre Productos y Servicios
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
INEEL	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
INEGI	Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática
Km	Kilómetros
Km/l	Kilómetros por litro
LH	Ley de Hidrocarburos
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LIF	Ley de Ingresos de la Federación
LORCME	Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia de Energía
mb	Miles de barriles
mbd	Miles de barriles diarios
mbdpce	Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente
mbpce	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
mmb	Millones de barriles
mmbd	Millones de barriles diarios
mmbdpce	Millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente
mmbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmbbpce	Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmpcd	Millones de piés cúbicos diarios
mmton	Millones de toneladas
mt	Millones de toneladas
mta	Miles de toneladas anuales
mmbtu	Millón de British Thermal Unit
MW	Megawatts
NA	No aplica
n.d.	No disponible

NOM	Norma Oficial Mexicana
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	PEMEX Exploración y Producción
PIB	Producto Interno Bruto
PIE	Productores Independientes de Energía
PR	PEMEX Refinación
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
RGD	Redes Generales de Distribución
RNT	Red Nacional de Transmisión
RP	Resto del país
SCT	Secretaría de Comunicaciones y Transportes
SE	Secretaría de Economía
SEGOB	Secretaría de Gobernación
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SISTRANGAS	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural
SFM	Sistema Ferroviario Mexicano
SNR	Sistema Nacional de Refinación
TAR	Terminales de Almacenamiento y Reparto
tmca	Tasa media de crecimiento anual
UBA	Ultra Bajo Azufre
USD	Dólares americanos
WTI	West Texas Intermediate

FACTORES DE CONVERSIÓN

Volumen Cantidad	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	6,289.80	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
1	barril	42	Galones
1	barril	158.987304	litros

Energía Cantidad	Unidad base	Factor de conversión	Nueva unidad
1	millón de toneladas de petróleo	40.4	MBTU(10 ¹² BTU)
1	tonelada de petróleo crudo equivalente	41.868 x 10 ⁹	GJ (10 ⁹ Joules)
1	millón de toneladas de Petróleo crudo equivalente	41.868	PJ (10 ¹⁵ Joules)
1	tonelada métrica de petróleo crudo	7.3	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 querosina	8,841,586	Kilocalorías
1	metro cúbico de gas de alto horno	8,825	Kilocalorías
1	metro cúbico de gas de coque	4,400	Kilocalorías
1	barril de combustóleo pesado	1,593,000	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)	11,917.30	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
1	BTU	1,055.06	Joules
1	BTU	252	Calorías
1	Caloría	4.1868	Joules
1	Kilocaloría	3.968254	BTU
1	Gigajoule (1 x10 ⁹ joules)	0.94708	Millones de BTU
1	Gigajoule	239,000,000	calorías
1	Petacaloría	132.76	megawatts
1	watt-hora	3,600	Jo

Referencias

Bibliografía

- Diagnóstico de la Industria de Petrolíferos en México, Noviembre 2017, SENER.
- Política Publica de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos, Agosto 2017, SENER.
- Monthly Oil Market Report, December (Varios años), OPEP
- Medium-Term Oil Report, 2015. AIE.
- Indicadores Petroleros, PEMEX, varios años.
- World Economic Outlook, Fondo Monetario Internacional, abril de 2016. Formato digital.
- World Energy Outlook 2016, International Energy Agency. Formato digital.
- World Oil Outlook (Varios años), Organization of the Petroleum Exporting Countries.
- Medium Term Oil market Report, varios reportes, Agencia Internacional de Energía.
- Oil Market Report, Agencia Internacional de Energía. Formato digital.
- Annual Energy Outlook 2011, Energy Information Administration. DOE, EUA. Formato digital.
- Country Analysis Brief, Energy Information Administration, DOE, EUA.
- Memoria de Labores 2016, PEMEX.
- Base de Datos Institucional de PEMEX.
- Aeropuertos y Servicios Auxiliares. Boletín Informativo. Varios años.
- Asociación Mexicana de la Industria Automotriz. Órgano Informativo Mensual, varios números.
- Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. Anuario Estadístico por Entidad Federativa, varios años, México.

Referencias de internet

- Comisión Nacional de Hidrocarburos, <http://rondasmexico.gob.mx/>
- Department of Energy, www.energy.gov
- Energy Information Administration, www.eia.doe.gov
- Petróleos Mexicanos, www.pemex.com
- Organización de Países Exportadores de Petróleo, www.opec.org
- Sistema de Información Energética (SIE), Secretaría de Energía: sie.energia.gob.mx
- Country Analysis Briefs (EIA):
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, www.semarnat.gob.mx
- Weekly inputs, utilization and production EIA, EUA.
http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pnp_wiup_dcu_nus_w.htm

Referencias para la recepción de comentarios

Los interesados en aportar observaciones, sugerencias o formular consultas pueden dirigirse a:

Responsable de la publicación

Dirección General de Planeación e Información Energéticas

Subsecretaría de Planeación y Transición Energética

Secretaría de Energía

Tel. 50 00 60 00 Ext. 1165 y 2097

E-mail: prospectivas@energia.gob.mx

Encuesta de Satisfacción:

<https://es.surveymonkey.com/r/V7QNQD6>