

Reducción de emisiones generadas por el movimiento de bienes en el transporte marítimo en América del Norte

*Evaluación de los efectos en costo
y suministro de los combustibles
en México y el mundo, 2030*



cec.org

Citar como:

CCA (2018), *Reducción de emisiones generadas por el movimiento de bienes en el transporte marítimo en América del Norte: Evaluación de los efectos en costo y suministro de los combustibles en México y el mundo, 2030*, Comisión para la Cooperación Ambiental, Montreal, Canadá, 27 pp.

El presente informe fue elaborado por EnSys Energy, en coordinación con Eastern Research Group, Inc., para el Secretariado de la Comisión para la Cooperación Ambiental. La información que contiene es responsabilidad de los autores y no necesariamente refleja los puntos de vista de la CCA o de los gobiernos de Canadá, Estados Unidos o México.

Se permite la reproducción de este material sin previa autorización, siempre y cuando se haga con absoluta precisión, su uso no tenga fines comerciales y se cite debidamente la fuente, con el correspondiente crédito a la Comisión para la Cooperación Ambiental. La CCA apreciará que se le envíe una copia de toda publicación o material que utilice este trabajo como fuente.

A menos que se indique lo contrario, el presente documento está protegido mediante licencia de tipo "Reconocimiento – No comercial – Sin obra derivada", de Creative Commons.



© Comisión para la Cooperación Ambiental, 2018

ISBN: 978-2-89700-240-4

Available in English – ISBN: 978-2-89700-239-8

Disponible en français (sommaire de rapport) – ISBN : 978-2-89700-241-1

Dépôt légal — Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2018

Dépôt légal — Library and Archives Canada, 2018

Detalles de la publicación

Categoría del documento: Documento de apoyo

Fecha de publicación: junio de 2018

Idioma original: español

Procedimientos de revisión y aseguramiento de la calidad:

Revisión final de las Partes: mayo de 2018; QA2018.0332

Proyecto: Plan Operativo 2017-2018: *Reducción de la contaminación generada por el transporte marítimo*. Documento originalmente elaborado bajo los Planes Operativos 2013-14 y 2015-16.

Si desea más información sobre ésta y otras publicaciones de la CCA, diríjase a:

Comisión para la Cooperación Ambiental

393 rue St-Jacques Ouest, bureau 200

Montreal (Quebec), Canadá, H2Y 1N9

Tel.: 514.350.4300 fax: 514.350.4314

info@cec.org / www.cec.org

Índice

| | |
|--------------------------------------------------------------------------|------------|
| Comisión para la Cooperación Ambiental | ii |
| Siglas, acrónimos y abreviaturas..... | iii |
| Resumen ejecutivo | iv |
| 1. Introducción..... | 1 |
| 2. Enfoques y premisas..... | 1 |
| 2.1 Perspectiva de los precios internacionales de oferta y demanda | 2 |
| 2.2 Panorama de los combustibles marinos | 7 |
| 2.3 Suministro y demanda de México | 11 |
| 2.3.1 <i>Suministro</i> | 11 |
| 2.3.2 <i>Demanda por producto principal</i> | 11 |
| 13 | |
| 2.3.3 <i>Desglose y ajustes por productos menores</i> | 13 |
| 2.3.4 <i>Ventas de combustibles marinos</i> | 13 |
| 2.3.5 <i>Calidad del producto</i> | 15 |
| 2.4 Capacidad y proyectos de refinación | 15 |
| 2.4.1 <i>Capacidad base de refinación en México</i> | 15 |
| 2.4.2 <i>Proyectos de refinación en México</i> | 16 |
| 3 Resultados analíticos | 18 |
| 3.1 Inversiones en refinación y capacidades agregadas..... | 18 |
| 3.2 Costos mundiales de suministro del producto | 20 |
| 3.3 Costos de suministro del producto en México..... | 23 |
| 4 Conclusiones..... | 24 |
| 5 Referencias bibliográficas..... | 26 |

Lista de cuadros

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Cuadro 1. Producción mundial de crudo y condensado de concesión por región y país, caso de referencia, 2009-2040 | 4 |
| Cuadro 2. Producción mundial de otros combustibles líquidos por región y país, caso de referencia 2009-2040 | 5 |
| Cuadro 3. Consumo mundial de líquidos por región, caso de referencia, 2009-2040..... | 6 |
| Cuadro 4. Emisiones de CO ₂ mundiales, nacionales y pesqueras en 2007-2012, aplicando una metodología de microescala, con datos detallados | 7 |
| Cuadro 5. Proyecciones de emisiones CO ₂ | 7 |
| Cuadro 6. Emisiones de combustibles y proyecciones de consumo de la OMI y EERA..... | 8 |
| Cuadro 7. Demanda de combustible marino en los casos de referenciay de ZCE, 2030 | 9 |
| Cuadro 8. Proyección basada en datos de la EIA sobre la demanda del producto en México ... | 12 |
| Cuadro 9. Detalle de ventas de combustible marino en México | 14 |
| Cuadro 10. Resumen de las capacidades base de refinación en México en enero de 2015 | 16 |
| Cuadro 11. Inversiones en 2030, muy por encima de la capacidad base y los proyectos confirmados..... | 18 |
| Cuadro 12. Capacidades agregadas en los procesos secundarios en 2030: nuevas unidades grandes y descongestión (millones de barriles diarios)..... | 19 |
| Cuadro 13. Emisiones de CO ₂ por las actividades mundiales de refinación, 2030..... | 20 |
| Cuadro 14. Cambios de los precios del producto por región debido a la ZCE | 21 |
| Cuadro 15. Costo del suministro mundial total de productos petroleros en 2030, excluidos los costos internos de consumo de combustible para refinación..... | 22 |
| Cuadro 16. Costo total del suministro de producto (excluido combustible para refinación) | 24 |

Lista de gráficas

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Gráfica 1. Precio internacional del petróleo conforme al caso de referencia del <i>International Energy Outlook</i> de la EIA, 2014 | 2 |
| Gráfica 2. Proyección basada en datos de la EIA para la demanda de producto en México (antes de los ajustes)..... | 13 |

Siglas, acrónimos y abreviaturas

| | |
|------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| AIE | Agencia Internacional de Energía |
| Amisbac | Asociación Mexicana de Industriales de Servicio a Buques |
| BAU | condiciones habituales; escenario de referencia, de seguir las tendencias actuales (del inglés: <i>business as usual</i>) |
| bpd | barriles de petróleo diarios [un barril = 159 litros o 42 galones] |
| bped | barriles de petróleo equivalentes diarios |
| DMA | estándar para el combustible marino destilado conforme a la certificación ISO 8217: viscosidad cinemática a 50°C = 1.5-6.0 mm ² /s, con densidad a 15°C <0.890 g/cm ³ ; suele corresponder al aceite diésel marino (MGO) |
| DMB | estándar para el combustible marino destilado conforme a la certificación ISO 8217: viscosidad cinemática a 50°C <11 mm ² /s, con densidad a 15°C <0.900 g/cm ³ ; suele corresponder al gasoil (o gasóleo) marino (MDO) |
| EERA | Energy and Environmental Research Associates |
| EIA | Administración de Información sobre Energía (<i>Energy Information Administration</i>) de Estados Unidos |
| EPA | Agencia de Protección Ambiental (<i>Environmental Protection Agency</i>) de Estados Unidos |
| EU | Estados Unidos |
| FCC | craqueo catalítico en lecho fluido (del inglés: <i>catalytic cracking</i>) |
| GLP | gas licuado de petróleo o gas LP |
| HDS | hidrodesulfuración |
| HFO | combustóleo o fueloil pesado: fueloil residual, núm. 6, búnker C (del inglés: <i>heavy fuel oil</i>) |
| IEO | informe <i>International Energy Outlook</i> [Panorama internacional de la energía] de la EIA de Estados Unidos |
| IFO | fueloil (combustóleo) intermedio: mezcla de MGO y HFO, con menos gasóleo que MDO (del inglés: <i>intermediate fuel oil</i>) |
| ISO | Organización Internacional de Normalización (del inglés: <i>International Organization for Standardization</i>) |
| mbpd | millones de barriles de petróleo diarios |
| mbped | millones de barriles de petróleo equivalentes diarios |
| MCE ² | Centro Molina para la Energía y el Medio Ambiente (en inglés: <i>Molina Center for Energy and the Environment</i>) |
| MDO | diésel marino o gasóleo marino (mezcla de MGO y HFO); referido también como DMB |
| MGO | aceite diésel marino: combustible destilado, núm. 2, búnker A; referido también como DMA |
| mtpa | millones de toneladas por año |
| OMI | Organización Marítima Internacional |
| Pemex | Petróleos Mexicanos |
| WORLD | World Oil Refining Logistics and Demand (modelo de análisis de EnSys) |
| ZCE | zona de control de emisiones |

Resumen ejecutivo

En el presente documento se resumen las principales premisas y resultados del análisis sobre combustibles elaborado por EnSys Energy (Ensys) en apoyo de la solicitud hecha por México ante la Organización Marítima Internacional (OMI) para el establecimiento de una zona de control de emisiones (ZCE), en el contexto del Anexo VI del Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques (Convenio Marpol).

EnSys aplicó su modelo WORLD (World Oil Refining Logistics and Demand) para evaluar los efectos globales totales de un cambio del combustible que se consumiría en 2030, en una ZCE mexicana de 200 millas náuticas por otro estándar al 0.1% de azufre (requerido para las ZCE). EnSys utilizó la misma metodología que había empleado en análisis previos elaborados para la OMI durante el periodo conducente a la finalización de las enmiendas al Anexo VI que permite el establecimiento de zonas de control de emisiones, y en apoyo también a la petición de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA, por sus siglas en inglés) respecto del establecimiento de una ZCE de América del Norte. Se optó por el año 2030 a fin de hacerlo concordar con el año utilizado en un estudio de modelización de la calidad del aire auspiciado por la Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA), en la El modelo mundial para 2030 tomó en cuenta la reforma energética de México de 2013, sin dejar de reconocer que ésta se encuentra en una fase temprana que impide apreciar sus posibles efectos a largo plazo. El principal supuesto de la modelización fue una mejora gradual en la producción de petróleo crudo y gas natural en México.

El análisis comprendió un caso de referencia y uno de ZCE. En el caso de referencia para 2030 se dio por sentado que ya estaría en vigor la norma mundial (correspondiente al Anexo VI) de la Organización Marítima Internacional (OMI) sobre combustible marino con 0.5% de azufre. Como persiste gran incertidumbre sobre si se podrá llegar a formular un combustible no proveniente de destilados marinos que logre satisfacer, a escala, la necesidad de cumplir con el estándar de 0.5% de azufre —y para ser conservadores respecto del potencial futuro de los depuradores—, se consideró para el caso de referencia una mezcla de combustible dada predominantemente por combustible destilado marino con 0.5% de azufre. Además, en parte para ser conservadores y en parte para marcar un contraste entre los combustibles mundiales y los de una ZCE, se dio por hecho que el combustible mundial con 0.5% de azufre correspondería al estándar DMB (gasóleo marino) y que el combustible de una ZCE, con 0.1% de azufre, correspondería al estándar DMA (aceite diésel marino).

El consumo mundial de combustible marino en 2030 se calculó a partir de datos del tercer estudio de la OMI sobre gases de efecto invernadero (GEI), publicado en julio de 2014 (OMI, 2014), tomándose el promedio de los cuatro escenarios BAU (*business as usual* o “de seguir las tendencias actuales”) como base de la demanda de 2030. Como resultado, se proyectó una demanda mundial de combustible marino de 7.86 millones de barriles de petróleo diarios (bpd), en contraste con el nivel base de 5.5 millones de bpd dado por la OMI para 2011-2012. A fin de guardar congruencia con el estudio paralelo de modelización de la calidad del aire de la CCA, en apoyo a la propuesta de México para la designación de una ZCE, en el presente análisis se utilizó también el volumen de combustible para la ZCE mexicana en 2030 calculado para ese estudio. La proyección se obtuvo del trabajo realizado por Energy Environmental Research Associates (EERA) y se equiparó a 2.98 millones de bpd. Si bien EnSys consideró que esta cifra era demasiado elevada, aun así la aplicó, pero distribuyendo el volumen de conversión de la ZCE entre la mayoría de las regiones del mundo (lo que reflejaría un escenario más afín al que se presentaría en caso de establecerse varias zonas de control de emisiones).

Se aplicaron premisas sobre refinación, suministro, demanda, calidad y transporte congruentes con las citadas cifras de demanda de combustible marino en el marco del caso de referencia para 2030 descrito en el documento *2014 International Energy Outlook* [Panorama internacional de la energía, 2014] de la Administración de Información sobre Energía (*Energy Information Administration*, EIA) de Estados

Unidos. Se prestó particular atención al caso de México, incluidos su sistema de refinación, la producción de crudo, la demanda de productos y las ventas de combustible marino. Se encontró que las ventas de combustible marino en los puertos mexicanos fueron relativamente menores en 2014: unos 14,000 bpd, correspondientes a ventas (sobre todo de diésel marino) registradas en las estadísticas de Petróleos Mexicanos (Pemex), más las ventas incluidas en el rubro “exportaciones”, que en realidad son mezclas vendidas por distribuidores locales como mezclas de fueloil (combustóleo) intermedio (IFO, por sus siglas en inglés).

Los resultados obtenidos reflejan el cambio de 2.98 millones de bpd de combustible mundial con 0.5% de azufre (que se supuso de calidad DMB) por combustible de una ZCE con 0.1% de azufre (considerado de calidad DMA). Este cambio se proyectó para aumentar las inversiones mundiales en refinación en 6,400 millones de dólares estadounidenses (\$EU de 2012) respecto del caso de referencia. Las capacidades agregadas asociadas correspondieron a incrementos en las capacidades de desulfuración y de apoyo para plantas de hidrógeno y azufre, así como en la capacidad adicional de mejoramiento del combustible (ya que el DMA es un poco más ligero que el DMB). Los cambios de capacidad se consideraron necesarios en todas las regiones del mundo (si se toma en cuenta que —como se dijo— el cambio a combustible de ZCE se distribuyó entre todas las regiones). Los efectos en el sistema de refinación de México fueron menores, lo cual era de esperarse ya que el volumen de combustible marino vendido en el país es pequeño según apunta la evaluación. Los ajustes del sistema de refinación se proyectaron aplicando precios crecientes de los combustibles marinos (alza del precio del combustible con 0.1% de azufre en las ZCE debido al cambio de volumen, y un aumento neto a pesar de la baja del precio mundial del combustible marino con 0.5% de azufre) y también con precios crecientes de otros productos destilados, es decir, diésel o gasóleo y queroseno jet en tierra. Estos incrementos se compensaron parcialmente por reducciones en los precios de los productos más ligeros —gas licuado de petróleo (gas LP), nafta, gasolina—, pero el efecto neto se estimó como un incremento en los costos anuales totales de suministro en el mundo (todas las regiones, todos los productos) de poco más de \$EU4,000 millones (dólares de 2012).

Resulta claro que la presente evaluación se presta a variaciones según las premisas asumidas. De suponerse una menor diferencia entre los niveles de calidad de los combustibles mundiales y los de una ZCE (por ejemplo, ambos niveles de calidad correspondiendo ya sea a DMB o bien a DMA, en lugar del esperado nivel mundial correspondiente a DMB y el nivel de ZCE correspondiente a DMA), se habría reducido el costo incremental del suministro asociado al cambio de combustible. Por el contrario, de suponerse en el caso de referencia alguna combinación de otras formulaciones, como un fueloil intermedio bajo en azufre o un combustible intermedio (gasóleo de vacío), se habrían elevado los costos de conversión. De haberse partido de un cambio de volumen menor que los 2.98 millones de bpd, habrían bajado los costos anuales totales asociados en dólares de manera más o menos proporcional, pero los costos por barril o tonelada se habrían reducido sólo moderadamente, ya que se habría requerido la misma combinación de cambios en el procesamiento de las refinerías. Los efectos en los costos de suministro de los productos para 2030 en México se pronosticaron como menores, lo cual concuerda con el volumen limitado de combustible marino vendido en el país.

1. Introducción

Como parte de la preparación de las enmiendas al Anexo VI del Convenio Marpol, y por encargo tanto de la Organización Marítima Internacional (OMI) como del Instituto del Petróleo de Estados Unidos (*American Petroleum Institute*) y la Asociación Internacional de Conservación Ambiental de la Industria Petrolera (*International Petroleum Industry Environmental Conservation Association*, IPIECA), EnSys llevó a cabo una serie de evaluaciones a fondo en torno a los posibles efectos de una más estricta normatividad sobre el contenido de azufre en el combustible. Alrededor de ese mismo periodo (2007-2009), EnSys inició también una serie de análisis amplios para la Agencia de Protección Ambiental (*Environmental Protection Agency*, EPA) de Estados Unidos a fin de apuntalar la solicitud de una ZCE para América del Norte ante la OMI. Este estudio busca presentar un análisis similar y brindar apoyo a similar petición por parte del gobierno de México.

El objetivo de este análisis ha sido demostrar los efectos en la refinación de petróleo y en los mercados de los países que solicitan inclusión en una ZCE, para lo cual ha centrado su atención en la producibilidad y el costo de los volúmenes de combustible marino directamente afectados, incluidas las repercusiones más generales sobre los costos de suministro del producto. El enfoque de EnSys ha sido utilizar su modelo integral World Oil Refining Logistics and Demand (WORLD), probado y ampliamente reconocido, sobre el sistema mundial de suministro de petróleo. Detalles adicionales acerca de este modelo se pueden consultar en: www.ensysenergy.com.

2. Enfoques y premisas

Se solicitó a EnSys formular una perspectiva de México y mundial para 2030 mediante el empleo de datos congruentes con el análisis de emisiones que se usó para evaluar los efectos que pudieran derivarse del establecimiento de una ZCE en México (CCE 2018)¹. Se formularon dos casos con el modelo WORLD:

1. 2030 sin ZCE mexicana: caso de referencia, y
2. 2030 con ZCE mexicana: caso ZCE.

Debido a que WORLD es un modelo integrado del sistema total de “líquidos” del petróleo, fue preciso elaborar numerosas hipótesis para lograr establecer un caso de referencia a partir del cual contrastar el caso de una ZCE mexicana. WORLD hace corresponder escenarios globales de suministro, demanda y precios mundiales del petróleo (obtenidos con un enfoque de macroescala) con datos detallados producto de metodologías de microescala.² Este apartado se centra en las

¹ CCA. 2018. Reducción de emisiones generadas por el movimiento de bienes en el transporte marítimo en América del Norte: Evaluación de los efectos de las emisiones de buques en México. Comisión para la Cooperación Ambiental.

² Los enfoques o proyecciones globales con los que EnSys suele trabajar corresponden al *World Energy Outlook* [Perspectivas de la energía en el mundo, WEO-2014] (AIE, 2014) y los informes *Energy Outlook* anual o internacional de la IEA (IEA, 2014). Estas publicaciones ofrecen proyecciones del precio internacional del petróleo y datos de suministro y demanda de “líquidos” en escalas regionales y mundiales. EnSys emplea éstos de manera conjunta en el modelo WORLD con datos exhaustivos (derivados de metodologías de microescala) que abarcan, entre otros: detalles sobre suministro de crudo por clase y suministro de combustibles líquidos derivados del petróleo (líquidos de gas natural, biocombustibles y otros); desgloses regionales de los productos principales del petróleo por calidad, capacidad y proyectos conocidos de refinerías de todo el mundo, y detalles sobre opciones de transporte marítimo y por oleoductos, incluidos costos y capacidad (de los oleoductos).

perspectivas y proyecciones globales aplicadas de manera conjunta con los datos y las premisas específicos de México.

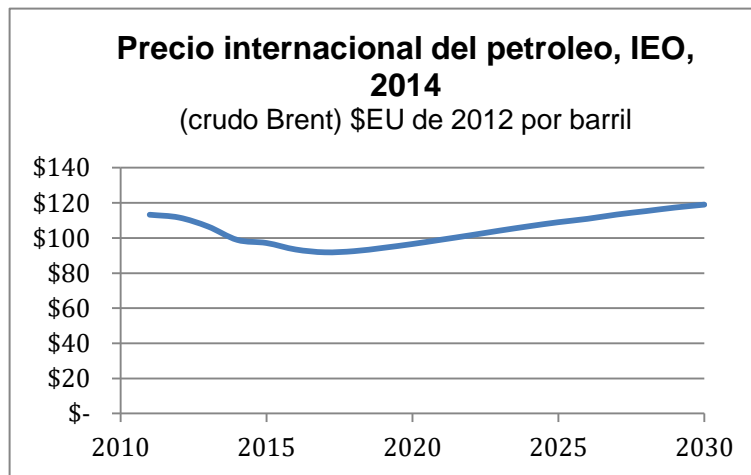
Todo análisis permite el empleo de premisas más o menos conservadoras. Dado que la intención del presente informe es evaluar el suministro de combustibles y los efectos de una ZCE mexicana, se tomó la decisión de asumir premisas que erraran por conservadoras, es decir, aquellas que aumentarían, antes que disminuir, la dificultad de suministrar combustible exigido para una ZCE y que aumentarían los costos, antes que reducirlos.

2.1 Perspectiva de los precios internacionales de oferta y demanda

Un buen ejemplo sobre la pertinencia de optar por un enfoque conservador (mayor costo) se presenta al momento de decidir qué panorama mundial de precios, oferta y demanda de petróleo usar para las principales premisas de cada uno de estos tres parámetros clave. A fin de reflejar las reducciones recientes en los precios del petróleo, la Administración de Información sobre Energía (*Energy Information Administration*, EIA) de Estados Unidos publicó panoramas tanto de referencia como de precios bajos en su informe *2014 International Energy Outlook (IEO)* [Panorama internacional de la energía, 2014] de septiembre de 2014.³ Para el presente estudio se optó por usar el panorama de referencia, pues ello tendería a generar diferenciales entre los productos petroleros ligeros y los pesados y, por tanto, conduciría a un costo mayor para la puesta en operación de la ZCE mexicana de lo que correspondería al escenario de bajos precios internacionales del petróleo.

Como se ilustra en la gráfica 1, el perfil del caso de referencia del IEO (EIA, 2014) corresponde a precios crecientes del petróleo, lo que conduce —como se afirmó antes— a proyecciones de costos más altos para establecer una ZCE mexicana.

Gráfica 1. Precio internacional del petróleo conforme al caso de referencia del *International Energy Outlook* de la EIA, 2014



Fuente: EIA, 2014.

³ EIA, 2014. Al momento de comenzar el presente estudio, el *International Energy Outlook (IEO)* de la EIA publicado en septiembre de 2014 era también la proyección disponible que mejor se ajustaba al Modelo WORLD. El *Annual Energy Outlook* [Panorama anual de la energía] de la EIA se tenía previsto para el segundo trimestre de 2015, es decir, después de la fecha límite para concluir el presente análisis de combustibles. El caso de referencia del IEO de 2014 no incluía la caída de los precios del petróleo crudo registrada desde entonces. Sin embargo, el enfoque de modelización de EnSys se centró en 2030.

Los cuadros 1, 2 y 3 establecen las principales proyecciones globales de suministro y consumo contenidas en el caso de referencia del informe IEO.⁴ EnSys aplicó y afinó esas proyecciones con datos detallados de tendencias y premisas respecto de la oferta y la demanda de crudo y combustibles líquidos derivados del petróleo para 2030, incluidas entre otras:

- destilados medios (diésel o gasóleo) como el principal producto de crecimiento para 2030 (más de 6 millones de bpd);
- crecimiento continuo de otros productos limpios ligeros, en especial queroseno jet, gasolina, nafta y gases licuados de petróleo (GLP);
- disminución continua de la demanda de combustible residual en tierra (unos dos millones de bpd para 2030);
- demanda y crecimiento de combustibles marinos según la OMI resumidos en el cuadro 7;
- normas cada vez más estrictas respecto de la gasolina y el diésel, para generalizar niveles de azufre ultra bajos (y los estándares EURO IV/V) para 2030;
- volumen y proporción crecientes de flujos de combustibles líquidos derivados del petróleo —líquidos de gas natural, biocombustibles y combustibles sintéticos producidos a partir de carbón y de gas natural (“carbón a líquido” [CTL, por sus siglas en inglés] y “gas a líquido” [GTL, por sus siglas en inglés])— en el suministro total;
- un cambio mundial, a corto plazo, hacia una mezcla de crudos más liviana (motivado por el crecimiento del petróleo ligero de roca compacta de Estados Unidos) para volver hacia 2030 a una mezcla de crudos con calidad general no tan distinta de la actual, pero compuesta por altos volúmenes de crudos ligeros (Estados Unidos, el Caspio, África) y crudos pesados convencionales y no convencionales (Canadá, Brasil, Venezuela), así como el crecimiento de los volúmenes, sobre todo de crudo amargo, del Medio Oriente;
- expansión de oleoductos y ferrocarriles en Estados Unidos y Canadá que permitirá que los crudos lleguen a los mercados costeros (pero sin mayor expansión en las exportaciones de petróleo crudo permitidas en Estados Unidos) y expansión del oleoducto Siberia Oriental-Océano Pacífico, por lo que aumentarán los volúmenes de crudo ruso destinados a Asia;
- vuelta a un estado “de equilibrio” en el mercado de buques tanque pero con fletes que también darían lugar a incrementos del costo del combustible marítimo a causa del cambio supuesto a, principalmente, combustibles destilados, y
- en términos de capacidad de destilación de crudo, unos 6.5 millones de bpd provenientes de proyectos de refinación confirmados (a diferencia de los ocho millones de bpd del año pasado, y en un contexto en el que la caída en los precios del crudo ha llevado a postergar proyectos), junto con importantes inversiones confirmadas para el incremento en la calidad (mediante coquización, craqueo catalítico en lecho fluido [FCC, por sus siglas en inglés], equipo de desulfuración y unidades de apoyo).

⁴ Véase: www.eia.gov/forecasts/ieo/.

Cuadro 1. Producción mundial de crudo y condensado de concesión^a por región y país, caso de referencia, 2009-2040

| Región | Histórico | | | Proyecciones | | | | | Cambio porcentual promedio anual, 2010-2040 |
|---------------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|---------------------------------------------|
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | |
| OPEP* | 31.0 | 32.0 | 32.2 | 34.4 | 36.1 | 39.5 | 42.9 | 46.2 | 1.2 |
| Medio Oriente | 20.8 | 21.7 | 23.0 | 23.8 | 25.2 | 28.4 | 31.5 | 34.5 | 1.6 |
| África del Norte | 3.3 | 3.2 | 2.0 | 2.9 | 2.9 | 2.9 | 2.9 | 3.0 | -0.3 |
| África del Oeste | 4.1 | 4.4 | 4.3 | 4.9 | 5.0 | 5.1 | 5.2 | 5.3 | 0.6 |
| América del Sur | 2.8 | 2.7 | 2.8 | 2.9 | 2.9 | 3.0 | 3.2 | 3.5 | 0.9 |
| No-OPEP | 41.9 | 42.9 | 42.8 | 48.3 | 49.4 | 50.4 | 51.4 | 52.9 | 0.7 |
| OECD | 15.3 | 15.4 | 15.2 | 19.5 | 19.5 | 19.4 | 19.5 | 19.6 | 0.8 |
| OCDE de América del Norte | 10.8 | 11.2 | 11.5 | 16.8 | 17.0 | 17.1 | 17.2 | 17.2 | 1.4 |
| Estados Unidos | 5.5 | 5.6 | 5.8 | 9.8 | 9.3 | 8.6 | 8.2 | 7.8 | 1.1 |
| Canadá | 2.6 | 2.9 | 3.0 | 4.4 | 4.9 | 5.5 | 5.8 | 5.9 | 2.4 |
| México y Chile | 2.7 | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.8 | 3.0 | 3.2 | 3.5 | 0.9 |
| OCDE Europa | 3.9 | 3.6 | 3.3 | 2.2 | 1.8 | 1.7 | 1.6 | 1.7 | -2.5 |
| Mar del Norte | 3.4 | 3.1 | 2.8 | 1.8 | 1.5 | 1.3 | 1.3 | 1.4 | -2.6 |
| Otros | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | -2.2 |
| OCDE Asia | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.8 | 1.1 |
| Australia y Nueva Zelanda | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.8 | 1.1 |
| Otros | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | -1.7 |
| No-OCDE | 26.6 | 27.5 | 27.5 | 28.8 | 29.9 | 31.0 | 31.9 | 33.2 | 0.6 |
| No-OCDE Europa y Eurasia | 12.4 | 12.7 | 12.8 | 13.3 | 13.9 | 14.4 | 15.1 | 15.8 | 0.7 |
| Rusia | 9.5 | 9.7 | 9.8 | 10.2 | 10.1 | 10.4 | 10.8 | 11.1 | 0.5 |
| Área del Caspio | 2.7 | 2.8 | 2.8 | 3.0 | 3.7 | 3.9 | 4.1 | 4.5 | 1.6 |
| Kazajistán | 1.5 | 1.6 | 1.6 | 1.9 | 2.7 | 2.8 | 2.9 | 3.1 | 2.3 |
| Otros | 1.2 | 1.3 | 1.2 | 1.1 | 1.0 | 1.1 | 1.2 | 1.4 | 0.3 |
| Otros | 0.3 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.2 | -0.9 |
| No-OCDE Asia | 6.9 | 7.3 | 7.2 | 7.5 | 7.3 | 7.0 | 6.7 | 6.6 | -0.3 |
| China | 3.8 | 4.1 | 4.1 | 4.5 | 4.7 | 4.6 | 4.4 | 4.1 | 0.0 |
| India | 0.7 | 0.7 | 0.8 | 0.8 | 0.7 | 0.7 | 0.8 | 0.8 | 0.3 |
| Otros | 2.4 | 2.4 | 2.3 | 2.2 | 1.9 | 1.7 | 1.6 | 1.7 | -1.3 |
| Medio Oriente (No-OPEP) | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.0 | 0.9 | 0.8 | 0.8 | 0.7 | -2.4 |
| África | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 2.3 | 2.4 | 2.5 | 2.7 | 0.7 |
| Centro y Sudamérica | 3.6 | 3.8 | 3.9 | 4.8 | 5.5 | 6.3 | 6.9 | 7.4 | 2.3 |
| Brasil | 2.0 | 2.1 | 2.1 | 2.6 | 3.2 | 3.8 | 4.2 | 4.5 | 2.6 |
| Otros | 1.6 | 1.7 | 1.8 | 2.2 | 2.3 | 2.5 | 2.7 | 2.9 | 1.8 |
| Total global | 72.9 | 74.9 | 75.0 | 82.7 | 85.5 | 89.9 | 94.3 | 99.1 | 0.9 |
| Contribución de la OPEP en la producción mundial | 42% | 43% | 43% | 42% | 42% | 44% | 45% | 47% | - |
| Contribución del golfo Pérsico en la producción mundial | 29% | 29% | 31% | 29% | 30% | 32% | 33% | 35% | - |

^a El crudo y el condensado de concesión incluyen petróleo ligero de roca compacta, petróleo de esquisto, petróleo extra pesado, condensado de campo y bitumen.

^b OPEP = Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP-13).

Notas: Los totales pueden no igualar la suma de los componentes debido al redondeo independiente.

Unidades en millones de barriles diarios

Fuentes: Para "Histórico": US Energy Information Administration (EIA), Office of Energy Analysis and Office of Petroleum, Natural Gas & Biofuels.

Para "Proyecciones": EIA, *Generate World Oil Balance application* (2014), IEO2014_GWOB_RefCase.xlsx.

Cuadro 2. Producción mundial de otros combustibles líquidos^a por región y país, caso de referencia 2009-2040

| Región | Histórico | | | Proyecciones | | | | | Cambio porcentual promedio anual, 2010-2040 |
|-------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|---------------------------------------------|
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | |
| OPEP^b | 3.1 | 3.3 | 3.5 | 4.3 | 4.6 | 4.9 | 5.3 | 5.9 | 1.9 |
| Líquidos de plantas de gas natural | 3.1 | 3.3 | 3.4 | 4.0 | 4.2 | 4.5 | 4.9 | 5.4 | 1.7 |
| Biocombustibles | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | – |
| Carbón a líquidos | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | – |
| Gas a líquidos (en particular, Catar) | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.3 | 0.3 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 14.1 |
| Beneficio de la refinería | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.1 | 0.9 |
| No-OPEP | 8.5 | 9.0 | 9.3 | 10.6 | 11.7 | 12.6 | 13.5 | 14.4 | 1.6 |
| OPEP | 5.8 | 6.1 | 6.3 | 6.8 | 7.1 | 7.3 | 7.4 | 7.6 | 0.7 |
| Líquidos de plantas de gas natural | 3.4 | 3.5 | 3.6 | 4.0 | 4.2 | 4.3 | 4.3 | 4.4 | 0.8 |
| Biocombustibles | 0.8 | 0.8 | 1.0 | 1.1 | 1.2 | 1.2 | 1.3 | 1.3 | 1.6 |
| Carbón a líquidos | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 12.7 |
| Gas a líquidos | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | – |
| Queroseno | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.6 |
| Beneficio de la refinería | 1.6 | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 0.0 |
| No-OCDE | 2.7 | 2.9 | 3.0 | 3.8 | 4.6 | 5.4 | 6.1 | 6.8 | 2.8 |
| Líquidos de plantas de gas natural | 1.6 | 1.6 | 1.7 | 1.9 | 2.2 | 2.4 | 2.7 | 2.9 | 1.9 |
| Biocombustibles | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 0.7 | 0.9 | 1.2 | 1.4 | 1.6 | 4.1 |
| Carbón a líquidos | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.3 | 0.5 | 0.7 | 0.8 | 1.0 | 6.1 |
| Gas a líquidos | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 2.0 |
| Beneficio de la refinería | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.8 | 0.9 | 1.0 | 1.1 | 1.2 | 2.3 |
| Total mundial | 11.6 | 12.3 | 12.8 | 14.9 | 16.3 | 17.6 | 18.8 | 20.3 | 1.7 |
| Líquidos de plantas de gas natural | 8.1 | 8.4 | 8.7 | 9.9 | 10.6 | 11.2 | 11.9 | 12.7 | 1.4 |
| Estados Unidos | 1.9 | 2.1 | 2.2 | 2.6 | 2.9 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 1.2 |
| Rusia | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.5 | 0.6 | 0.8 | 0.9 | 1.0 | 2.9 |
| Biocombustibles^c | 1.2 | 1.3 | 1.5 | 1.8 | 2.1 | 2.4 | 2.7 | 3.0 | 2.7 |
| Brasil | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.4 | 0.5 | 0.7 | 0.8 | 0.8 | 3.0 |
| China | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.1 | 0.2 | 0.3 | 0.4 | 9.2 |
| India | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 7.8 |
| Estados Unidos | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.5 |
| Carbón a líquidos | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.3 | 0.5 | 0.7 | 0.9 | 1.1 | 6.2 |
| Australia y Nueva Zelanda | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | – |
| China | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.2 | 0.3 | 0.5 | 0.6 | 14.9 |
| Alemania | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.3 |
| India | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.2 | – |
| Sudáfrica | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 1.0 |
| Estados Unidos | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | – |
| Gas a líquidos | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.3 | 0.4 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 7.6 |
| Catar | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.2 | 0.3 | 0.3 | 0.4 | 0.4 | 13.6 |
| Sudáfrica | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.1 | 0.7 |
| Beneficio de la refinería | 2.2 | 2.3 | 2.4 | 2.5 | 2.6 | 2.7 | 2.8 | 2.9 | 0.8 |
| Estados Unidos | 1.0 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 1.0 | 1.0 | 0.9 | 1.0 | -0.4 |
| China | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.3 | 0.4 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 2.6 |

^a El crudo y el condensado de concesión incluyen petróleo ligero de roca compacta, petróleo extra pesado, condensado de campo y bitumen.

^b OPEP = Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP-13).

Nota: Los totales pueden no igualar la suma de los componentes debido al redondeo independiente.

Unidades en millones de barriles diarios.

Fuentes: Para “Histórico”: US Energy Information Administration (EIA), Office of Energy Analysis and Office of Petroleum, Natural Gas & Biofuels.

Para “Proyecciones”: EIA, *Generate World Oil Balance application* (2014), IEO2014_GWOB_RefCase.xlsx.

Cuadro 3. Consumo mundial de líquidos por región, caso de referencia, 2009-2040

| Región | Histórico | | Proyecciones | | | | | Cambio porcentual promedio anual, 2010-2040 |
|---------------------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------------------------------------|
| | 2009 | 2010 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | |
| OPEP | | | | | | | | |
| OCDE América | 23.1 | 23.5 | 24.3 | 24.0 | 23.6 | 23.4 | 23.5 | 0.0 |
| Estados Unidos ^a | 18.6 | 18.9 | 19.2 | 19.0 | 18.6 | 18.5 | 18.4 | -0.1 |
| Canadá | 2.2 | 2.2 | 2.3 | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 2.1 | -0.1 |
| México y Chile | 2.4 | 2.4 | 2.7 | 2.8 | 2.8 | 2.8 | 2.9 | 0.7 |
| OPEP Europa | 15.0 | 14.8 | 14.1 | 14.1 | 14.0 | 13.9 | 14.0 | -0.2 |
| OPEP Asia | 7.7 | 7.7 | 8.0 | 7.9 | 7.7 | 7.4 | 7.2 | -0.2 |
| Japón | 4.4 | 4.4 | 4.3 | 4.2 | 4.0 | 3.9 | 3.6 | -0.6 |
| Corea del Sur | 2.2 | 2.3 | 2.6 | 2.6 | 2.5 | 2.5 | 2.4 | 0.2 |
| Australia y Nueva Zelanda | 1.1 | 1.1 | 1.2 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 0.1 |
| Total OCDE | 45.8 | 46.0 | 46.4 | 45.9 | 45.3 | 44.8 | 44.7 | -0.1 |
| No-OCDE | | | | | | | | |
| No-OCDE Europa y Eurasia | 4.8 | 4.8 | 5.5 | 5.5 | 5.6 | 5.7 | 5.6 | 0.5 |
| Rusia | 3.0 | 3.0 | 3.3 | 3.2 | 3.2 | 3.2 | 3.0 | 0.0 |
| Otro | 1.8 | 1.8 | 2.2 | 2.3 | 2.4 | 2.5 | 2.6 | 1.2 |
| No-OCDE Asia | 18.4 | 19.8 | 26.5 | 30.2 | 34.8 | 39.0 | 43.2 | 2.6 |
| China | 8.5 | 9.3 | 13.1 | 14.7 | 16.9 | 18.8 | 20.0 | 2.6 |
| India | 3.1 | 3.3 | 4.3 | 4.9 | 5.5 | 6.1 | 6.8 | 2.5 |
| Otro | 6.7 | 7.2 | 9.1 | 10.7 | 12.3 | 14.2 | 16.4 | 2.8 |
| Medio Oriente | 6.5 | 6.7 | 8.4 | 8.8 | 9.6 | 10.3 | 11.1 | 1.7 |
| África | 3.3 | 3.4 | 3.9 | 4.3 | 4.8 | 5.4 | 6.2 | 2.0 |
| Centro y Sudamérica | 5.7 | 6.0 | 6.9 | 7.0 | 7.4 | 7.9 | 8.6 | 1.2 |
| Brasil | 2.5 | 2.6 | 3.1 | 3.2 | 3.4 | 3.7 | 4.1 | 1.5 |
| Otro | 3.3 | 3.4 | 3.8 | 3.8 | 4.0 | 4.2 | 4.5 | 0.9 |
| Total No-OCDE | 38.7 | 40.7 | 51.2 | 55.9 | 62.1 | 68.3 | 74.7 | 2.0 |
| Total mundial | 84.5 | 86.8 | 97.6 | 101.8 | 107.4 | 113.1 | 119.4 | 1.1 |

^a Incluye los 50 estados y el Distrito de Columbia.

Nota: Los totales pueden no igualar la suma de los componentes debido al redondeo independiente.

Unidades en millones de barriles diarios.

Fuente: Para “Histórico”: EIA (2015), *International Energy Statistics database* (a noviembre de 2013), US Energy Information Administration, en: www.eia.gov/ies.

Para “Proyecciones”:: EIA, Annual Energy Outlook 2014, DOE/EIA-0383 (EIA 2014) (Washington, DC, April 2014), AE02014 National Energy Modeling System, run REF2014, D102413A, www.eia.gov/aeo; and World Energy Projection System Plus (2014), run 2014.03.21_100505) (Reference case).

2.2 Panorama de los combustibles marinos

Una de las tareas medulares del presente estudio fue formular proyecciones de la demanda de combustibles marinos a escala mundial. En el cuadro 6, *infra*, se resumen los datos que se analizaron y las proyecciones usadas.

El consumo mundial se calculó a partir de datos y proyecciones sobre el CO₂ contenidos en el tercer estudio de la OMI sobre GEI (2014), en particular el cuadro 29 (cuadro 4 del presente informe), que presenta un registro histórico de las emisiones de CO₂ provenientes de “HFO” (combustóleo pesado y también combustóleos o fueloil intermedios [IFO]), “MDO” (destilados marinos DMA —aceite diésel marino— y también DMB —gasóleo marino—) y “gas natural” (gas natural licuado), de tres categorías de embarcaciones: internacionales, nacionales y pesqueras. En el cuadro 5 se presentan las proyecciones de la OMI sobre las emisiones de CO₂, en un rango de escenarios para buques internacionales (OMI, 2014). A la luz del rango de escenarios usados por la OMI, EnSys eligió aplicar el promedio de los cuatro escenarios (13 a 16) BAU para hacer el cálculo de emisiones de CO₂ de los buques internacionales en 2030. Después, aplicó la tasa de crecimiento obtenida para buques internacionales a los datos históricos de buques nacionales y pesqueros para llegar a las emisiones proyectadas de CO₂ de estas dos categorías para 2030.

Cuadro 4. Emisiones de CO₂ mundiales, nacionales y pesqueras en 2007-2012, aplicando una metodología de microescala, con datos detallados

| Sector marino | Tipo de combustible | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|----------------|----------------|--------------|--------------|----------------|--------------|
| Buque internacional | Fueloil pesado (HFO) | 773.8 | 802.7 | 736.6 | 650.6 | 716.9 | 667.9 |
| | Aceite diésel marino (MDO) | 97.2 | 102.9 | 104.2 | 102.2 | 109.8 | 105.2 |
| | Gas natural (GN) | 13.9 | 15.4 | 14.2 | 18.6 | 22.8 | 22.6 |
| Total internacional | Todos | 884.9 | 920.9 | 855.1 | 771.4 | 849.5 | 795.7 |
| Navegación nacional | HFO | 53.8 | 57.4 | 32.5 | 45.1 | 61.7 | 39.9 |
| | MDO | 142.7 | 138.8 | 80.1 | 88.2 | 98.1 | 91.6 |
| | GN | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total nacional | Todos | 196.5 | 196.2 | 112.6 | 133.3 | 159.7 | 131.4 |
| Pesca | HFO | 1.6 | 1.5 | 0.9 | 0.8 | 1.4 | 1.1 |
| | MDO | 17.0 | 16.4 | 9.3 | 9.2 | 10.9 | 9.9 |
| | GN | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total de pesca | Todos | 18.6 | 18.0 | 10.2 | 10.0 | 12.3 | 11.0 |
| Todos los combustibles, a partir de datos detallados (enfoque de microescala) | | 1,100.1 | 1,135.1 | 977.9 | 914.7 | 1,021.6 | 938.1 |

Nota: HFO = fueloil pesado; MDO = aceite diésel marino; GN = gas natural.

Fuente: OMI, 2014.

Cuadro 5. Proyecciones de emisiones CO₂

| Escenario | Año base | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|-----------|----------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1 | 810 | 800 | 890 | 1.000 | 1.200 | 1.400 | 1.600 | 1.700 | 1.800 |
| 2 | 810 | 800 | 870 | 970 | 1.100 | 1.200 | 1.300 | 1.300 | 1.400 |
| 3 | 810 | 800 | 850 | 910 | 940 | 940 | 920 | 880 | 810 |
| 4 | 810 | 800 | 850 | 910 | 960 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |

| | | | | | | | | | |
|----------|-----|-----|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 5 | 810 | 800 | 890 | 1.000 | 1.200 | 1.500 | 1.800 | 2.200 | 2.700 |
| 6 | 810 | 800 | 870 | 970 | 1.100 | 1.300 | 1.500 | 1.700 | 2.000 |
| 7 | 810 | 800 | 850 | 910 | 940 | 1.000 | 1.100 | 1.100 | 1.200 |
| 8 | 810 | 800 | 850 | 910 | 960 | 1.100 | 1.200 | 1.300 | 1.500 |
| 9 | 810 | 810 | 910 | 1.100 | 1.200 | 1.400 | 1.700 | 1.800 | 1.900 |
| 10 | 810 | 810 | 890 | 990 | 1.100 | 1.200 | 1.300 | 1.400 | 1.400 |
| 11 | 810 | 800 | 870 | 940 | 970 | 980 | 960 | 920 | 850 |
| 12 | 810 | 810 | 870 | 930 | 990 | 1.000 | 1.100 | 1.100 | 1.100 |
| 13 (BAU) | 810 | 810 | 910 | 1.100 | 1.200 | 1.500 | 1.900 | 2.400 | 2.800 |
| 14 (BAU) | 810 | 810 | 890 | 990 | 1.100 | 1.300 | 1.600 | 1.800 | 2.100 |
| 15 (BAU) | 810 | 800 | 870 | 940 | 970 | 1.000 | 1.100 | 1.200 | 1.200 |
| 16 (BAU) | 810 | 810 | 870 | 930 | 990 | 1.100 | 1.300 | 1.400 | 1.500 |

BAU = caso de seguir las tendencias actuales (*business as usual*).
Fuente: OMI, 2014.

Los resultados en términos de las proyecciones totales se muestran en el cuadro 6. Los datos de la OMI sobre emisiones de CO₂ en millones de toneladas anuales se convirtieron, primero, a millones de toneladas anuales de combustible mediante factores típicos, y después, a millones de barriles diarios, de nuevo con factores típicos.⁵ La demanda proyectada para 2011-2012 de la mezcla de combustible fue de 7.31 millones de bpd para 2030.

Cuadro 6. Emisiones de combustibles y proyecciones de consumo de la OMI y EERA

| | Emisiones CO ₂ (mtpa) | | | Combustible (mtpa) | | | Combustible (mbpd) | | |
|---------------------------------------------------------------|----------------------------------|-----------|---------|--------------------|-----------|--------|--------------------|-----------|-------|
| | 2010 | 2011-2012 | 2030 | 2010 | 2011-2012 | 2030 | 2010 | 2011-2012 | 2030 |
| Tercer estudio de la OMI sobre GEI (2014) | | | | | | | | | |
| Fueloil pesado (HFO) | 696.50 | 744.45 | 990.30 | 222.52 | 237.84 | 316.39 | 3.85 | 4.12 | 5.48 |
| Aceite diésel marino (MDO) | 199.60 | 212.75 | 281.51 | 65.87 | 70.21 | 92.91 | 1.30 | 1.39 | 1.84 |
| <i>Incluye buques internacionales, nacionales y pesqueros</i> | | | | | | | | | |
| Total HFO+MDO | 896.10 | 957.20 | 1271.81 | 288.40 | 308.06 | 409.30 | 5.15 | 5.51 | 7.31 |
| Tasa de crecimiento 2012-2030 | | | 1.53% | | | 1.53% | | | 1.53% |
| cf. AIE, 2014 | | | | | | | 3.82 | | |

⁵ Los factores para convertir toneladas de CO₂ a toneladas de combustible se derivaron inicialmente mediante la comparación de los cuadros de EERA con datos expresados en toneladas de CO₂ y toneladas de combustible, contenidos en el informe técnico, al: www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/steem-report-final-s508.pdf, a fin de establecer un factor total de combustibles marinos que, luego, se contrastó con los datos internos de EnSys provenientes de estudios previos sobre la materia para conseguir un factor para cada fueloil pesado (HFO) y aceite diésel marino (MDO). Los factores de conversión de toneladas a barriles de combustible se tomaron de los elaborados en el modelo WORLD, que reflejan gravedades típicas del fueloil marino pesado y el aceite diésel marino.

| Únicamente combustible internacional | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------------------|--------|---------|--|--|--------|--------|--|--|------|-------|
| EERA, Estudio para el Instituto Battelle (2012) | | | | | | | | | | |
| Emisiones y combustible mundiales, EERA | 952.17 | 2404.35 | | | 307.15 | 775.60 | | | 5.49 | 13.86 |
| Tasa de crecimiento 2011-2030 | | 5.00% | | | | 5.00% | | | | 5.00% |
| Correspondientes a la ZCE mexicana | 178.20 | 467.11 | | | 57.49 | 150.68 | | | 1.14 | 2.98 |

Notas: Unidades en millones de toneladas por año (mtpa) y millones de barriles de petróleo diarios (mbpd).

Datos del tercer estudio de la OMI sobre GEI (2014) tomados del cuadro 29; proyecciones para embarcaciones internacionales, del cuadro 78.

Se supuso que los buques nacionales y pesqueros tenían la misma tasa de crecimiento presentada por la OMI para los internacionales; las proyecciones no incluyen combustible con fines militares.

Datos de EERA tomados del memorando de 2012 enviado al Instituto Battelle (*Battelle Memorial Institute*), publicado en el informe técnico EPA-160-R-15-001: <www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/steem-report-final-s508.pdf> (emisiones correspondientes a toneladas de combustible anuales).

El paso final fue generar la demanda proyectada para 2030 que primero reflejó el estándar global de 0.5% (caso de referencia) y luego la ZCE mexicana (caso ZCE). Estas proyecciones se resumen en el cuadro 7.

Cuadro 7. Demanda de combustible marino en los casos de referencia y de ZCE, 2030

| Millones de bpd | OMI | WORLD | WORLD | WORLD |
|------------------------|---------------------------|------------|-------|--------|
| | | Referencia | ZCE | Cambio |
| | Cambio previo al estándar | | | |
| MGO 0.5%, DMA | | 1.06 | 1.06 | 0.00 |
| MGO ZCE 0.1%, DMA | | 0.44 | 3.40 | 2.96 |
| MDO mundial 0.5%, DMB | | 5.92 | 2.97 | (2.96) |
| IFO 180 HS* | | 0.05 | 0.05 | 0.00 |
| IFO 380 HS* | | 0.38 | 0.38 | 0.00 |
| Total destilado marino | 1.84 | 7.42 | 7.43 | 0.00 |
| Total IFO | 5.48 | 0.43 | 0.43 | 0.00 |
| Total | 7.31 | 7.86 | 7.86 | 0.00 |

Nota: El cambio a destilado aumenta el total de barriles por un factor cercano a 1.06 para la misma energía.

* HS = alto contenido en azufre; del inglés: *high sulphur*.

La proyección de 7.31 millones de bpd de “mezcla de combustible 2011-2012” se ajustó al estándar de 0.5% mediante el supuesto conservador de que la penetración de los depuradores sería baja (destinados a uso limitado en ciertas ZCE) y que, por tanto, la mayor parte del fueloil (combustóleo) intermedio tendría que convertirse a destilado marino. Se partió del supuesto de que el combustible mundial con 0.5% de azufre correspondía a las especificaciones del estándar DMB (de la norma ISO-8217). Para el caso de las ZCE, alrededor de 2.98 millones de bpd de combustible DMB con 0.5% de azufre se sustituyeron por combustible con 0.1% de azufre de calidad correspondiente al estándar DMA. Una razón para considerar el combustible mundial como exclusivamente DMB y el combustible de ZCE como sólo DMA fue ampliar la brecha de calidad más allá del mero cambio en

el contenido de azufre. Las especificaciones del estándar DMA son más estrictas que las del DMB en parámetros tales como densidad (más liviana), viscosidad (más baja) y punto de fluidez (más bajo). Como resultado, los combustibles DMA tienden a ser aceites diésel marinos más ligeros y con costos de producción más altos que los combustibles DMB (gasóleos marinos), antes incluso de añadirse cualquier costo incremental resultante de diferencias en el nivel de azufre. También en este caso se usó, pues, un supuesto más conservador que tendería a aumentar el costo del cambio del combustible de estándar mundial al estándar de una zona de control de emisiones.

Al establecerse los requerimientos para los casos de referencia y de ZCE, hubo de tomarse en cuenta la diferencia en contenido energético entre el fueloil intermedio (IFO) y el destilado marino. En términos generales, para generar el mismo contenido de energía, se requieren cerca de 1.06 barriles de combustible DMA o DMB para reemplazar un barril de IFO. Así, expresado en barriles, el volumen del combustible conforme al estándar global y con cambio mundial a ZCE es 7.86 millones de barriles diarios (mbd) mayor que el proyectado de 7.31 mbd para 2030 antes del cambio (véase el cuadro 7). Se supuso que el cambio entre DMB y DMA no tiene efectos significativos en los volúmenes requeridos de combustible.

Este estudio de combustibles debía mantener congruencia, en términos del volumen de combustible “ZCE mexicana” supuesto para 2030, con el de modelización de la calidad del aire del estudio que se llevó a cabo por la Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA) en apoyo a la propuesta de México de una ZCE. Esos datos se tomaron del análisis que EERA realizó en 2012 para el Instituto Battelle (EERA, 2012). Como se indica en el cuadro 6, la evaluación de EERA de 952 millones de toneladas por año (mtpa) de emisiones globales de CO₂ en 2011-2012 concuerda en buena medida con la de 957 mtpa realizada por la OMI. De este total global, EERA evaluó las emisiones de la ZCE mexicana de 2011 en 178.2 mtpa de CO₂, es decir, cerca de 19% del total mundial. EERA posteriormente aplicó una tasa de crecimiento anual de 5% a los volúmenes globales y los de la ZCE mexicana, para llegar al global proyectado de 2,404 mtpa para 2030.⁶ En contraste, el promedio de los cuatro escenarios BAU de la OMI entraña una tasa de crecimiento anual de 1.53% para 2030, con el resultado de que las proyecciones de EERA para 2030 son el doble del promedio de los citados cuatro escenarios. Si se traduce a bpd, el promedio de los cuatro BAU de la OMI equivale a 7.31 mbpd en 2030 (mezcla de combustible de 2011-2012), mientras que la proyección de EERA (13.86 mbpd) es esencialmente el doble de esa cantidad. La proyección de EERA para la ZCE mexicana equivale a 2.98 millones de barriles de petróleo diarios.

Como los volúmenes de combustible marítimo que la OMI registró son de entrada mayores que los plasmados en las proyecciones de la Administración de Información sobre Energía (*Energy Information Administration*, EIA) de Estados Unidos y la Agencia Internacional de Energía (AIE), y debido a que el uso de la proyección de EERA para el combustible mundial habría sido, a juicio de EnSys, excesivo y habría generado un panorama distorsionado, se optó por usar las proyecciones de la OMI para la demanda de combustible marino mundial en el análisis de modelización WORLD. Como se ha dicho, se juzgó más pertinente —en aras de mantener la congruencia con el análisis de modelización del aire— usar el volumen de EERA de 2.98 millones de bpd para la ZCE de México. En la práctica, esto significó cambiar cerca de la mitad del volumen de combustible mundial con 0.5% de azufre proyectado para el caso de referencia al estándar de combustible de 0.1% de la ZCE. Como tal, se supuso que ello podría reflejar de manera más realista el potencial cambio de varias regiones a ZCE y que representaba, de nuevo, un enfoque decididamente conservador para evaluar los costos potenciales. El cambio de los 2.98 millones de bpd se distribuyó, por necesidad, entre múltiples regiones en el caso con ZCE del modelo WORLD. Como se menciona más adelante en el presente informe, el efecto que se buscaba era elevar de manera significativa los niveles absolutos de la inversión total en actividades de refinación y el incremento en el costo mundial de suministro de

⁶ Véase EERA (2012), cuadros 6, 7 y 8.

productos, pero podría no estar sobrevaluando mucho los costos al expresarse en dólares por tonelada o barril de combustible cambiado al estándar de una zona de control de emisiones.

2.3 Suministro y demanda de México

El informe *Panorama internacional de la energía (International Energy Outlook, IEO)* de la EIA estadounidense incluye proyecciones generales para México y Chile por concepto de producción total de petróleo y consumo total de líquidos, como se puede apreciar en los cuadros 1 y 3. EnSys separó los valores proyectados de México de los de Chile. Las proyecciones para México se examinan en detalle a continuación.

2.3.1 Suministro

Como se muestra en el cuadro 1 (*supra*), el IEO proyecta un crecimiento significativo en la producción total de México y Chile para 2030. Se consideró que esto refleja la suposición del IEO de que la reforma energética en México entraría en vigor y revertiría la reciente disminución en la producción de crudo. El panorama EnSys, en consecuencia, consideraba que la producción de crudo de México aumentaría para 2030, al igual que la de líquidos de gas natural (el supuesto era que la mayor parte del aumento correspondería a México, no a Chile). Si se toma en cuenta el incremento de las reservas de petróleo ligero de roca compacta —es decir, la continuidad de las de Eagle Ford— que se suman a las reservas convencionales, hay incertidumbre con respecto al nivel y la futura mezcla de crudo en México. Para los fines del presente informe, EnSys optó por conservar, en sus proyecciones, aproximadamente la misma mezcla de producción de crudo de ahora.

2.3.2 Demanda por producto principal

EnSys analizó datos recientes sobre la demanda en México y después proyectó la demanda por producto principal de manera que resultara consistente con los datos sobre demanda total derivados del IEO (EIA, 2014). El siguiente paso fue desglosar en detalle la demanda comprendida en el grupo “Otros productos”. El paso final consistió en desglosar las ventas de combustibles marinos en ese país.

EnSys revisó datos de Petróleos Mexicanos (Pemex) y la EIA sobre la demanda histórica. Los datos de Pemex correspondían a la producción de productos refinados, importaciones y exportaciones. El total neto de éstos, en principio, debía equivaler al consumo total; sin embargo, al contrastarlos con los datos de la EIA (2015), resultó que la demanda inferida a partir de los datos de Pemex era un poco menor que la demanda directa expresada por datos de la EIA: cerca de 1.9 mbd para 2011-2012-2013 (Pemex) frente a 2.14 mbd de la EIA. Bajo la premisa de que pudiese haber exclusiones en los datos de Pemex, EnSys empleó los valores más elevados —es decir, los datos de la EIA—, mismos que resultaban también más congruentes con los del IEO de la EIA.

Las proyecciones de la demanda para cada categoría de producto se ajustaron para reflejar un crecimiento realista en el tiempo, dadas las tendencias regionales; y, al sumarse, éstas concordaron con el total dado por la EIA. Al respecto, EnSys aplicó una modificación específica. Con la orientación de Pemex respecto a la posible reducción futura de la demanda de combustible residual en tierra, y con base en los datos y registros sobre las crecientes importaciones mexicanas de gas de Estados Unidos, EnSys redujo la demanda de combustible residual total – de alrededor de 0.24 mbpd en 2012 a un nivel apenas por encima de 0.05 mbpd en 2020 y a 0.4 mbpd en 2030.⁷

⁷ Informes sobre los proyectos de gasoducto de gas natural transfronterizo indican un potencial de casi un millón de barriles de petróleo crudo equivalentes diarios (bpced) para 2020. Esto es comparable con las actuales importaciones de menos de 0.1 millones de bpced en 2010 y 1.3 bpced en 2013, según los datos de Pemex. EnSys se basó en que este gas encontraría una variedad de usos, como el de satisfacer el crecimiento de la demanda, pero que desplazaría gran parte de

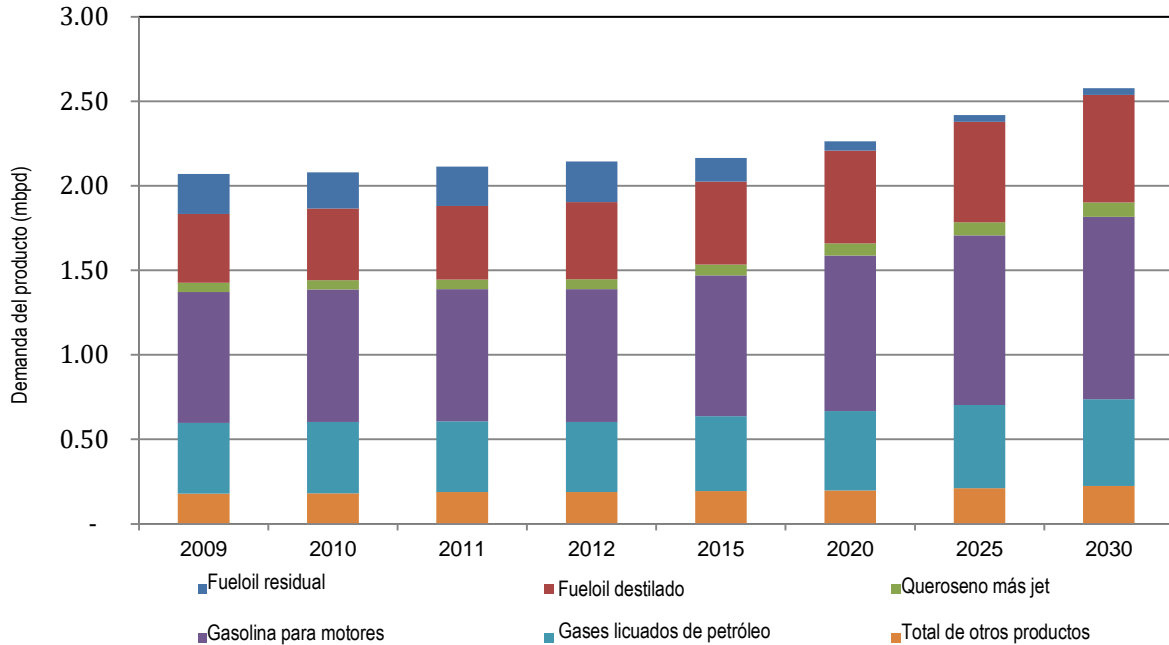
El cuadro 8 y la gráfica 2 resumen esta proyección de la demanda base. Como se dijo, el desplazamiento proyectado del combustible residual por parte del gas natural conduce a un acusado índice de crecimiento negativo de la demanda de combustible residual en tierra entre 2012 y 2030. A la inversa, los destilados —diésel tierra adentro o gasóleo y queroseno jet— se proyectaron (con base en datos internos del modelo WORLD) como si tuvieran las tasas de crecimiento más altas, seguidos por la gasolina y, en niveles más bajos, gases licuados de petróleo y otros productos.

Cuadro 8. Proyección basada en datos de la EIA sobre la demanda del producto en México

| Principales categorías de producto (antes del ajuste) en millones de bpd | | | | | | | | | Tasa de crecimiento |
|--------------------------------------------------------------------------|------|-------|------|------|------|------|------|------|---------------------|
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2010-2030 |
| Gases licuados de petróleo | 0.42 | 0.421 | 0.42 | 0.41 | 0.44 | 0.47 | 0.49 | 0.51 | 1.00% |
| Gasolina para motores | 0.78 | 0.784 | 0.78 | 0.79 | 0.83 | 0.92 | 1.00 | 1.08 | 1.61% |
| Queroseno más combustible jet | 0.05 | 0.055 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.07 | 0.08 | 0.09 | 2.17% |
| Fueloil destilado | 0.41 | 0.424 | 0.44 | 0.46 | 0.49 | 0.55 | 0.60 | 0.64 | 2.06% |
| Fueloil residual | 0.24 | 0.215 | 0.23 | 0.24 | 0.14 | 0.05 | 0.04 | 0.04 | -8.06% |
| Total de otros productos | 0.18 | 0.182 | 0.19 | 0.19 | 0.19 | 0.20 | 0.21 | 0.22 | 1.05% |
| Consumo total de petróleo | 2.07 | 2.080 | 2.11 | 2.14 | 2.17 | 2.26 | 2.42 | 2.58 | 1.08% |

la actual demanda de combustible residual, incluido, en potencia, parte del consumo interno de las refinarías para 2030 o antes. EnSys no intentó evaluar los efectos de las crecientes importaciones de gas en la demanda de otros combustibles líquidos.

Gráfica 2. Proyección basada en datos de la EIA para la demanda de producto en México (antes de los ajustes)



2.3.3 Desglose y ajustes por productos menores

La categoría “Otros productos” del estudio de la EIA es un agregado de varios productos menores, incluidos, en general, naftas, aromáticos y propileno como insumos petroquímicos, solventes y naftas especiales, aceites lubricantes, ceras y asfalto, junto con el coque de petróleo y azufre elemental, que se generan principalmente como subproductos de la refinería. Se emplearon datos de Pemex y la EIA para desglosar el total de “Otros productos” y aplicar tasas de crecimiento que se consideraron realistas y que variaron por producto —por ejemplo, mayor para el azufre elemental—, al tiempo que se respetó la proyección general respecto del total de “Otros productos”.

2.3.4 Ventas de combustibles marinos

Los combustibles marinos son a todas luces el punto central del presente estudio. Los datos de las ventas de México que se evaluaron aparecen resumidos en el cuadro 9⁸ y comprenden tres categorías:

- a) diésel marino (500 ppm), ventas de 6,000-8,000 bpd, 2011-2013, datos de Pemex;⁹

⁸ En el caso de los combustibles marinos hay una distinción entre ventas y consumo por región, mientras que en el caso de los combustibles de tierra las ventas y el consumo en una región son, efectivamente, equivalentes. Los combustibles marinos que se venden en los puertos mexicanos no se consumen en México, sino más bien en sus aguas territoriales (por ejemplo, para apoyar la producción de petróleo mar adentro o la pesca), o bien en el tránsito en alta mar hacia otras regiones del mundo. Por ello, la referencia a la “demanda” de combustibles marinos en el presente informe corresponde a las ventas evaluadas por región.

⁹ Pemex Refinación, *Información para el estudio “Fuel Analysis”*, pp. 7-20, recibida el 18 de marzo de 2014.

- b) fueloil o combustóleo intermedio (IFO 180), ventas de alrededor de 1,000-2,000 bpd, 2011-2013, datos de Pemex,¹⁰ y
- c) fueloil o combustóleo intermedio (IFO 380), ventas de unos 6,000 bpd, 2013-2014, datos de la Asociación Mexicana de Industriales de Servicio a Buques (Amisbac).¹¹

Pemex suministró los datos sobre diésel marino y combustóleo intermedio. Éstos se tomaron como volúmenes que luego se restarían al total de los volúmenes de la demanda de diésel y combustible residual, respectivamente.

A raíz de una reunión con la organización de mezcladores de combustible búnker en México de Amisbac, y dados los datos proporcionados por ésta, quedó claro que las ventas registradas por Pemex no reflejan al cien por ciento los combustibles marinos que en realidad se venden en México. Amisbac informó que ellos compran a Pemex combustóleo (combustible residual con un máximo de 4% de azufre), así como *cutter stock* (que se considera combustible diésel) para mezclarlos y vender el producto resultante como IFO 380 (3.5%). Amisbac proporcionó datos correspondientes a 2013 y los primeros cuatro meses de 2014. Los volúmenes del año completo de 2014 se calcularon a partir de datos de enero a abril. El análisis de EnSys al respecto es que los volúmenes vendidos a la Amisbac quedan registrados en las estadísticas de Pemex bajo el rubro de “exportaciones” en vez del de “demanda”.¹² Por tanto, para efectos del presente estudio, dichos volúmenes se añadieron a los datos de la EIA correspondientes a la demanda de productos petroleros de México.

En suma, los datos combinados de Pemex y Amisbac indican una venta total de combustible marino cercana a los 14,000 bpd en 2014, de los cuales alrededor de la mitad fueron diésel marino y el resto, IFO 180 o 380.

Cuadro 9. Detalle de ventas de combustible marino en México

| Datos de Pemex | | | | | | | |
|---------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| Ventas de diésel marino a distribuidores | | | | | | | |
| 6,822 | 8,534 | 6,805 | 6,994 | 7,686 | 7,053 | 6,134 | n.a |
| Ventas de IFO 180 a clientes directos | | | | | | | |
| 1,222 | 990 | 688 | 809 | 646 | 158 | 35 | n.a |
| Ventas de IFO 180 a la Comisión Federal de Electricidad | | | | | | | |
| 1,679 | 1,467 | 1,307 | 1,254 | 867 | 223 | 1,253 | n.a |
| Ventas de IFO 180 a Pemex Exploración y Producción | | | | | | | |

¹⁰ Datos de Pemex sobre combustóleo recibidos por correo electrónico el 19 de junio de 2014 (enviado por Gustavo Sánchez Gutiérrez).

¹¹ Amisbac, *Seguimiento Proyecto Marpol-Datos*, información sobre IFO 380 recibida por correo electrónico el 17 de junio de 2014 (enviado por Leonor Mondragón).

¹² Esta situación es parte de un problema de mayor envergadura que atañe a información deficiente sobre el consumo de combustibles marinos. Para su tercer estudio sobre GEI (2014), la OMI hizo todo lo posible por contrastar sus datos detallados (obtenidos con metodologías de microescala) con los datos globales (de macroescala) del IEA, y concluyó que las diferencias tal vez se debían a que los productos listados como exportaciones de hecho se venden (como combustible búnker marino) en el país de origen. Desde luego, es probable que el consumo se lleve a cabo en altamar, pero en el caso del combustible búnker marino lo esencial es identificar los volúmenes totales vendidos y los puntos de venta.

| 338 | 419 | 355 | 371 | 363 | 392 | 348 | n.a |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|
| Ventas totales de IFO 180 | | | | | | | |
| 3,238 | 2,876 | 2,350 | 2,433 | 1,876 | 773 | 1,636 | n.a |
| Datos de la Amisbac | | | | | | | |
| 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| IFO 380 vendido | | | | | | | |
| n.a | n.a | n.a | n.a | n.a | n.a | 3,838 | 6,645 |
| Combustóleo comprado a Pemex (y listado en el rubro de exportaciones) | | | | | | | |
| n.a | n.a | n.a | n.a | n.a | n.a | 3,133 | 5,009 |
| Combustible búnker (<i>cutter stock</i>) implícito de diésel comprado a Pemex (y listado en el rubro de exportaciones) | | | | | | | |
| n.a | n.a | n.a | n.a | n.a | n.a | 705 | 1,636 |
| Combustible búnker como porcentaje del IFO 380 vendido | | | | | | 18.4% | 24.6% |

Nota: Las ventas estimadas para 2014 por la Amisbac se obtuvieron a partir de datos de segmentos de año. Unidades en barriles de petróleo diarios (bpd).

2.3.5 Calidad del producto

Para efectos de este estudio, se tomó en consideración que México está en proceso de establecer un programa de combustibles limpios; más aún, EnSys dio por hecho que dicho programa estaría en plena operación en 2030. De acuerdo con información proporcionada por Pemex, en ciertas zonas metropolitanas del país ya se vende gasolina con especificación de 30/80 ppm de azufre (el resto, máximo de 1,000 ppm). Además, el estándar del diésel marino e industrial que se surte actualmente es de 500 ppm con una proporción creciente (hoy en día de alrededor de 100,000 bpd) de 15 ppm de diésel de ultra bajo en azufre. Para 2030, y de nuevo con base en información de Pemex, se supuso que la gasolina sería de 20 ppm en todo el país y que todo el diésel y gasóleo en tierra (uso interno), de 15 ppm para 2030. Se partió del supuesto de que el combustible residual vendido para uso en tierra permanecería en el estándar actual de 4% de azufre. Sin embargo, como se señala en el apartado 3.3, EnSys supuso que la demanda de combustible residual en tierra desaparecería casi en su totalidad hacia 2030.

2.4 Capacidad y proyectos de refinación

2.4.1 Capacidad base de refinación en México

Los datos correspondientes a la capacidad base de las principales refinerías de México en enero de 2015 se evaluaron a partir de varias fuentes, incluidos datos estadísticos de Pemex sobre las capacidades en 2012, un informe sobre refinerías publicado en la revista *Oil & Gas Journal* en diciembre de 2014¹³ y un estudio sobre la refinación en México y otros tres países realizado para el Consejo Internacional sobre Transporte Limpio (*International Council on Clean Transportation*, ICCT), y publicado en octubre de 2012 (ICCT, 2012). También se llevaron a cabo consultas en Internet. Los resultados de la evaluación de EnSys se presentan en el cuadro 10. De nuevo, cabe señalar que esto representa la capacidad base a la que se aplicó el modelo WORLD a fin proyectar la situación para 2030.

¹³ *Oil & Gas Journal* (2014), "US Refining Survey", 2 de diciembre de 2014.

Datos recientes de Pemex indican que la utilización de capacidad de sus refinerías ha promediado alrededor de 80% de la capacidad nominal por día. En este análisis, se supuso un aumento gradual en la utilización del máximo efectivo.

2.4.2 Proyectos de refinería en México

Pemex proporcionó datos sobre proyectos de refinación de combustibles limpios consistentes, sobre todo, en unidades nuevas o renovadas de desulfuración de diésel. Además, en la *Oil & Gas Journal* y otras fuentes se mencionan algunos proyectos adicionales futuros. Sin embargo, Pemex anunció, en una declaración de marzo de 2015, que todos los proyectos de refinación, incluidos los de combustibles limpios, se postergarían a causa de la caída de los precios del petróleo crudo y la consiguiente reducción de sus ingresos (Argus, 2015; Martínez, 2015; Iliff, 2015).

El enfoque de EnSys al realizar estudios con el modelo WORLD es dar por confirmados (y, por tanto, añadirlos a la capacidad base) únicamente los proyectos actualmente en construcción o en etapa avanzada y que, a juicio de EnSys, casi con seguridad seguirán adelante. Debido al anuncio de la citada postergación (una de un número creciente que se observó como resultado de la caída del precio del crudo), EnSys no consideró como confirmado ningún proyecto de refinería y, consecuentemente, no incorporó ninguno en la capacidad base prevista para el futuro. Sin embargo, se pudieron conservar ciertos aumentos de capacidad e inversiones, como se describe a continuación.

1. Con objeto de reflejar el crecimiento proyectado de la demanda de productos ligeros (incluida la gasolina, así como el objetivo expresado por el país de limitar las importaciones de gasolina y el gran desplazamiento de combustible residual por gas natural), EnSys decidió añadir, para 2030, un mínimo de aproximadamente 100,000 bpd tanto de craqueo catalítico en lecho fluido como de mayor capacidad de desulfuración.
2. Además, México tenía la opción —al igual que otras regiones— de agregar nueva capacidad con base en la selección del modelo de lo que se necesitaría y la situación económica en 2030. Como se indica más adelante, se proyectaron ciertas adiciones para 2030.

Cuadro 10. Resumen de las capacidades base de refinación en México en enero de 2015

| | Cadereyta | Madero | Minatitlán | Salamanca | Salina Cruz | Tula | Total | Datos de Pemex |
|--------------------------------------------------------------------|-----------|--------|------------|-----------|-------------|-------|---------|----------------|
| Destilación de crudo | 275.0 | 190.0 | 335.0 | 245.0 | 330.0 | 315.0 | 1,690.0 | 1,690.0 |
| Destilación al vacío | 124.0 | 101.0 | 155.0 | 143.0 | 165.0 | 144.0 | 832.0 | 832.0 |
| Coquización | 50.0 | 50.0 | 56.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 156.0 | 156.0 |
| Reducción de viscosidad de residuos pesados (<i>visbreaking</i>) | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 50.0 | 41.0 | 91.0 | 91.0 |
| Craqueo | 90.0 | 60.5 | 72.0 | 40.0 | 80.0 | 80.0 | 422.5 | 423.0 |
| - Craqueo catalítico en lecho fluido (FCC)/RFCC (1) | 90.0 | 60.5 | 72.0 | 40.0 | 80.0 | 43.0 | 385.5 | |
| - Hidrocraqueo (residuo) (2) | | | | | | 37.0 | 37.0 | |
| Reformado catalítico | 46.0 | 30.0 | 49.0 | 39.3 | 50.0 | 65.0 | 279.3 | 279.0 |
| Alquilación e isomerización | 29.7 | 22.1 | 29.0 | 17.4 | 27.7 | 29.1 | 155.0 | 155.0 |
| - Alquilación | 17.7 | 12.1 | 14.0 | 5.4 | 12.7 | 14.1 | 76.0 | |
| - Isomerización | 12.0 | 12.0 | 15.0 | 12.0 | 15.0 | 15.0 | 81.0 | |
| Metil terbutil éter (MTBE) | 2.7 | 4.8 | 0.0 | 1.1 | 2.3 | 4.6 | 15.5 | |
| Aromáticos | | | 17.0 | | | | | |

| | Cadereyta | Madero | Minatitlán | Salamanca | Salina Cruz | Tula | Total | Datos de Pemex |
|----------------------------------------------------------------------|-----------|--------|------------|-----------|-------------|-------|-------|----------------|
| Lubricantes | | | | 16.6 | | | 16.6 | |
| Asfalto | 20.0 | 18.0 | 0.0 | 15.0 | 0.0 | 5.0 | 58.0 | |
| Hidrodesulfuración (HDS) | 208 | 156 | 192 | 150 | 153 | 214 | 1,073 | 1,067 |
| - HDS de nafta | 48 | 49 | 51 | 41 | 53 | 68 | 310 | |
| - HDS profunda (3) de FCC de gasolina | | | | | | | 0 | |
| - HDS de destilado convencional | 89 | 75 | 57 | 69 | 100 | 100 | 490 | |
| - Destilado por HDS profunda (4) | 31 | 0 | 34 | 22 | 0 | 25 | 112 | |
| - HDS a base de FCC | 40 | 32 | 50 | 0 | 0 | 21 | 143 | |
| - HDS de lubricantes | | | | 18 | | | 18 | |
| - HDS de residuos | | | | | | | 0 | |
| Plantas de hidrógeno (millones de pies cúbicos estándar diarios) (5) | 25 | 14 | 25 | 41 | 0 | 250 | 355 | |
| Plantas de azufre tpd (6) | 600 | 600 | 210 | 240 | 240 | 1,000 | 2,890 | |

Notas: Unidades en miles de barriles de petróleo diarios (bpd), a menos que se indique otra cosa.

1. Informes de la planta RFCC en Cadereyta, pero nótese también que la suma de la coquización en Madero más el craqueo catalítico en lecho fluido (FCC) es mayor que la unidad de capacidad del buque (VCU, por sus siglas en inglés), lo que indica cuando menos operaciones parciales de reformado catalítico (RFCC).
2. Unidad de aceite hidráulico en Tula. Después de concluir el estudio de EnSys, Pemex informó que Salamanca tiene un hidrocraqueador que suele funcionar a 15,000 bpd. Esta información sobre la capacidad no la proporcionó Pemex de manera previa a la formulación de los casos modelo realizada por EnSys.
3. El proyecto de 2007 informó de una unidad de FCC de gasolina ultra baja en azufre, pero todo indica que no siguió adelante.
4. La capacidad de hidrotreamiento de residuos de destilación de diésel (hidrotreamiento de diésel, DHT por siglas en inglés) se calculó con base en datos de producción por refinería correspondientes a 2013 y publicados por Pemex.
5. Capacidades estimadas de las plantas de hidrógeno, excepto las de Salamanca y Salina Cruz.
6. Datos de Pemex correspondientes a 2007 más información sobre el proyecto de Minatitlán; tpd = toneladas por día.

3 Resultados analíticos

Como se mencionó anteriormente, para las proyecciones a 2030 se empleó el caso de referencia del *International Energy Outlook* de la EIA ajustado, a fin de incorporar tanto la proyección de EnSys de la demanda mundial de combustibles marinos basada en cálculos de la OMI, como la evaluación de EERA sobre la demanda correspondiente a la ZCE en México – todas complementadas con múltiples datos detallados y premisas derivadas de una metodología de microescala utilizados por EnSys en el marco del modelo WORLD. El caso de referencia para 2030 incorporó el estándar mundial de combustible marino al 0.5% de azufre, el cual se supuso que, en términos generales y ciñéndose a una estimación conservadora, se cumpliría en gran medida por el cambio del combustible intermedio (IFO) alto en azufre por el destilado marino con azufre al 0.5% (al estándar del aceite diésel marino, DMB). Luego, en el caso de ZCE se reemplazaron unos 2.98 mbd (150.6 mtpa) de combustible mundial con 0.5% de azufre (DMB) por el combustible para una ZCE (estándar DMA, 0.1% de azufre). El análisis se centró en los efectos del cambio en inversiones y actividad de las refinerías, pero sobre todo en los costos de suministro del producto.¹⁴

3.1 Inversiones en refinación y capacidades agregadas

El cambio de los 2.98 mbd de combustible DMB con contenido de 0.5% de azufre a combustible DMA con 0.1% de azufre para una ZCE da lugar a un aumento en las inversiones en actividades de refinación a escala internacional. Dicho fenómeno era previsible debido a que, por la manera en que se realizó el análisis, el combustible (DMA) de la ZCE es: a) de contenido de azufre más bajo, y b) tiene especificaciones de densidad, viscosidad y punto de fluidez algo más estrictas que el combustible mundial de estándar DMB con 0.5% de azufre. En el cuadro 11 se resumen las inversiones en refinación proyectadas para 2030, muy por encima de la capacidad base, más los proyectos confirmados para los casos de referencia y de ZCE. En el cuadro 12 se resumen las capacidades agregadas en cada caso que generaron las inversiones presentadas en el cuadro 11.

Cuadro 11. Inversiones en 2030, muy por encima de la capacidad base y los proyectos confirmados

| | Mundo | Estados Unidos y Canadá | México | Resto del mundo | Mundo | Estados Unidos y Canadá | México | Resto del mundo | Mundo | Estados Unidos y Canadá | México | Resto del mundo |
|-------------------|---------------------------|-------------------------|--------|-----------------|--------------------|-------------------------|--------|-----------------|---------------|-------------------------|--------|-----------------|
| Refinación | Caso de referencia | | | | Caso de ZCE | | | | Cambio | | | |
| Mayor calidad | 6.98 | 0.93 | 0.55 | 5.50 | 6.76 | 0.90 | 0.55 | 5.32 | (0.22) | (0.03) | 0.00 | (0.18) |
| Descongestión | 1.03 | 0.29 | 0.02 | 0.72 | 0.99 | 0.30 | 0.02 | 0.67 | (0.04) | 0.01 | – | (0.05) |
| Nuevas unidades | 373.75 | 24.37 | 7.81 | 341.57 | 380.44 | 24.76 | 7.84 | 347.84 | 6.68 | 0.39 | 0.03 | 6.26 |

¹⁴ EnSys utiliza el término “costo de suministro del producto” para aludir al costo proyectado de producir y suministrar un producto determinado a un centro regional de distribución importante. El costo, en consecuencia, *incluye* los costos agregados de la compra de crudo, el transporte y la refinación, más la entrega a un punto importante de distribución o mercado, y *excluye* los costos de distribución final a puntos de venta. También se excluyen los impuestos. EnSys considera, en términos generales, el costo de suministro de un producto a un punto de venta importante usado en el modelo WORLD —por ejemplo, la costa del golfo de Estados Unidos, el noroeste de Europa o Singapur— como equivalente al precio de contado en el mercado abierto de ese producto en dicha ubicación. EnSys también utiliza el término “costo de suministro” para aludir al costo por barril de un producto multiplicado por el volumen consumido en esa región.

| | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|--------|-------|------|--------|--------|-------|------|--------|------|------|------|------|
| grandes | | | | | | | | | | | | |
| Refinación total | 381.76 | 25.59 | 8.38 | 347.79 | 388.19 | 25.95 | 8.41 | 353.83 | 6.43 | 0.36 | 0.03 | 6.03 |

Nota: Unidades en miles de millones de dólares estadounidenses de 2012.

Cuadro 12. Capacidades agregadas en los procesos secundarios en 2030: nuevas unidades grandes y descongestión (millones de barriles diarios)

| Capacidad nominal | Mundo | EU y Canadá | México | Resto del mundo | Mundo | EU y Canadá | México | Resto del mundo | Mundo | EU y Canadá | México | Resto del mundo |
|------------------------------------------------|--------------------|-------------|--------|-----------------|-------------|-------------|--------|-----------------|--------|-------------|---------|-----------------|
| | Caso de referencia | | | | Caso de ZCE | | | | Cambio | | | |
| Destilación al vacío | 4.45 | 0.007 | – | 4.444 | 4.51 | 0.007 | – | 4.508 | 0.06 | – | – | 0.064 |
| Coquización | 1.91 | 0.197 | 0.101 | 1.616 | 1.86 | 0.204 | 0.101 | 1.557 | (0.05) | 0.007 | – | (0.059) |
| Craqueo catalítico | 1.32 | – | 0.103 | 1.213 | 1.47 | – | 0.103 | 1.364 | 0.15 | – | – | 0.151 |
| Hidrocrqueo | 3.56 | 0.024 | 0.045 | 3.488 | 3.63 | 0.016 | 0.049 | 3.567 | 0.08 | (0.007) | 0.004 | 0.079 |
| Reformado catalítico (nuevo) | 0.63 | – | – | 0.633 | 0.63 | – | – | 0.633 | – | – | – | – |
| Desulfuración (total) | 18.69 | 1.229 | 0.583 | 16.878 | 18.97 | 1.247 | 0.581 | 17.143 | 0.28 | 0.019 | (0.002) | 0.266 |
| - Gasolina (ultra baja en azufre) | 0.58 | – | 0.158 | 0.426 | 0.64 | – | 0.160 | 0.479 | 0.05 | – | 0.001 | 0.053 |
| - Destilado (ultra bajo en azufre) (nuevo) | 9.24 | 0.587 | 0.162 | 8.486 | 9.26 | 0.636 | 0.155 | 8.470 | 0.03 | 0.049 | (0.007) | (0.017) |
| Mayor calidad | 3.83 | 0.435 | 0.174 | 3.226 | 3.67 | 0.379 | 0.174 | 3.121 | (0.16) | (0.056) | – | (0.105) |
| - Destilado conv y de bajo contenido de azufre | 2.45 | 0.196 | 0.044 | 2.213 | 2.77 | 0.224 | 0.048 | 2.496 | 0.31 | 0.028 | 0.004 | 0.283 |
| - Gasóleo de vacío y residuo de vacío | 2.58 | 0.010 | 0.045 | 2.527 | 2.63 | 0.009 | 0.045 | 2.578 | 0.05 | (0.002) | (0.001) | 0.051 |
| Hidrógeno (mbped)* | 1.34 | 0.233 | 0.010 | 1.101 | 1.37 | 0.236 | 0.010 | 1.124 | 0.03 | 0.003 | 0.000 | 0.022 |
| Planta de azufre (tpd)** | 67,130 | 2,220 | 1,080 | 63,830 | 69,630 | 2,800 | 1,030 | 65,800 | 2,500 | 580 | (50) | 1,970 |

Nota: Unidades en millones de barriles diarios.

* Millones de barriles de petróleo equivalentes diarios (mbped)

** Toneladas por día (tpd)

Como se puede observar, el efecto del cambio de 2.98 millones de bpd genera un incremento de las inversiones mundiales de aproximadamente \$EU6,400 millones (dólares de 2012). Sólo una mínima cantidad del total de esa inversión está proyectada para México, ya que el volumen de combustible marino vendido en el país se calcula como menor (alrededor de 28,000 bpd en 2030 de alrededor de 14,000 en 2014). Estados Unidos resentiría los efectos ya que es un importante socio comercial marítimo de México y se supuso como una fuente importante de combustible búnker en ese intercambio. La mayor parte del incremento de las inversiones se tiene prevista para otras regiones del mundo, más allá de México y Estados Unidos. Ello obedece a que el volumen calculado por EERA de 2.98 millones de bpd es tan alto que el combustible cambiado se tendrían que distribuir entre múltiples regiones del mundo, incluida Asia. Dicho de nuevo: a) los 2.98 millones de bpd de combustible proyectados para la ZCE representan —a juicio de EnSys— un volumen alto; el volumen real asociado con una ZCE mexicana sería menor y ocasionaría que los costos totales del cambio fueran más bajos que los evaluados en el presente estudio, y b) los costos evaluados se reparten entre múltiples regiones del mundo. Como sólo una pequeña cantidad del total de combustible búnker de México se vende en el país, la puesta en operación de una ZCE mexicana, como se dijo, afectaría

sobre todo a Estados Unidos y a otras regiones.

La capacidad agregada y las diferencias entre los casos base y de ZCE resumidos en el cuadro 12 muestran (con la premisa de que el cambio hacia una ZCE se podría “ver” con la anticipación suficiente para lograr una adaptación adecuada) que la industria en todo el mundo emprendería una gran diversidad de cambios en la capacidad agregada, con algunas reducciones y algunos incrementos. Ahora bien, los cambios en general se centrarían en: a) un incremento neto en la capacidad de mejoramiento de la calidad (mediante coquización, craqueo catalítico en lecho fluido e hidrocraqueo) apoyada en un incremento gradual en la capacidad de destilación al vacío, más b) un incremento neto en la capacidad de desulfuración, sobre todo en la capacidad de producción de destilados, pero que también incluiría un aumento gradual en la capacidad de producción de gasolina, así como de gasóleo de vacío y residuo de vacío, como parte de los ajustes del sistema de refinación, y c) un incremento gradual en la capacidad de apoyo para las plantas de hidrógeno y azufre. Estos cambios y agregados reflejan, como se planteó ya, que el combustible DMA considerado para una ZCE es más bajo en azufre y un poco más ligero que el combustible mundial —estándar DMB—, lo que conduce a la combinación de mayores desulfuración y calidad.

En el cuadro 13 se resumen los efectos correspondientes proyectados para las emisiones de CO₂ por actividades de refinación. Se trata de aumentos moderados por los incrementos en calidad, desulfuración y tareas de apoyo de los procesos.

Cuadro 13. Emisiones de CO₂ por las actividades mundiales de refinación, 2030

| | Mundo | EU y Canadá | México | Resto del mundo | Mundo | EU y Canadá | México | Resto del mundo | Mundo | EU y Canadá | México | Resto del Mundo |
|--------------------------------------------------------------------------|--------------------|-------------|--------|-----------------|-------------|-------------|--------|-----------------|--------|-------------|--------|-----------------|
| | Caso de referencia | | | | Caso de ZCE | | | | Cambio | | | |
| Plantas de H ₂ | 329 | 38 | 2 | 289 | 332 | 38 | 2 | 292 | 3 | 0 | 0 | 3 |
| Combustóleo o fueloil residual | 703 | 107 | 9 | 587 | 705 | 107 | 9 | 588 | 2 | 0 | (0) | 2 |
| Ventoe y quemado en antorcha | 52 | 10 | 1 | 41 | 52 | 10 | 1 | 41 | (0) | 0 | – | (0) |
| Plantas de recuperación de azufre (oxidadores térmicos de gases de cola) | 4 | 1 | 0 | 3 | 4 | 1 | 0 | 3 | 0 | 0 | – | 0 |
| Craqueo catalítico de lecho fluido (con combustión de coque) | 141 | 39 | 4 | 99 | 143 | 38 | 4 | 101 | 1 | (1) | (0) | 2 |
| Total | 1,229 | 194 | 16 | 1,019 | 1,236 | 193 | 16 | 1,026 | 7 | (0) | (0) | 7 |

Nota: Unidades en millones de toneladas por año.

3.2 Costos mundiales de suministro del producto

En el cuadro 14 se presentan los cambios proyectados por el modelo WORLD en los precios de los productos del mercado abierto y los costos de suministro en cuatro puntos importantes. Tales cambios reflejan el reequilibrio en materia de refinación que el supuesto reemplazo de 2.98 millones de bpd de destilados marinos entrañaría: al emplearse en la ZCE combustible DMA con 0.1% de azufre en lugar del estándar DMB con 0.5% de azufre supuesto para el caso de referencia. Como se dijo, la industria tiene que realizar un incremento gradual en la calidad del combustible, a fin de producir el combustible DMA, que es un poco más ligero que el DMB; sin embargo, ello trae aparejados aumentos en el suministro de otros flujos ligeros de gasolina, nafta y GLP de calidad. Por esta razón, los precios de dichos productos suelen disminuir de manera moderada. Como es de esperarse, los precios del aceite

diésel marino DMA con 0.1% de azufre aumentarían y los del gasóleo marino DMB con 0.5% de azufre se reducirían debido al cambio de este último por el primero. Sin embargo, el mejoramiento requerido en la calidad del destilado medio en general eleva los precios y los costos de suministro de todos los demás combustibles destilados, incluidos diésel de uso terrestre y queroseno jet. Los efectos en los combustibles residuales son distintos y varían según la región.

Cuadro 14. Cambios de los precios del producto por región debido al establecimiento de una ZCE

| | Costa del golfo de EU | Costa oeste de EU | Noroeste de Europa | Singapur |
|-----------------------------------------|--------------------------|----------------------|-----------------------|----------|
| GLP | 0.09 | (0.23) | (0.54) | (0.23) |
| Nafta petroquímica | (0.30) | 0.10 | (0.30) | 0.08 |
| Gasolina Premium (ultra baja en azufre) | 0.08 | (0.02) | (0.36) | (0.29) |
| Gasolina regular (ultra baja en azufre) | 0.11 | (0.09) | (0.28) | (0.27) |
| Queroseno jet JTA/A1 | 0.16 | 0.15 | 0.14 | 0.18 |
| DSL NO ₂ \$EU (50-10 ppm) | 0.15 | 0.27 | 0.12 | 0.17 |
| Residual 0.3-1.0% | 0.03 | (0.31) | (0.09) | 0.24 |
| MGO (DMA) | 0.41 | 0.09 | 0.10 | 0.01 |
| MDO mundial 0.5% (DMB) | 0.80 | 0.40 | 1.51 | 1.25 |
| MGO ZCE 0.1% (DMA) | 0.08 | (0.21) | (0.72) | (1.20) |
| IFO 380 HS* | 0.14 | (0.16) | (0.25) | (0.35) |

Nota: Unidades en \$EU/barril (dólares de 2012).

* HS = alto contenido en azufre; del inglés: *high sulphur*.

El cuadro 15 presenta los efectos en los costos de suministro mundiales por categoría de producto principal. Estos valores se obtienen al multiplicar los precios generados para cada producto en cada región del modelo por el volumen correspondiente a la demanda de ese producto en esa región, para luego sumar todas las regiones. Como es evidente, el cambio de los 2.98 millones de bpd incrementa los costos de los combustibles marinos a \$EU3,290 millones anuales, pero también eleva los costos de suministro de otros destilados ligeros y medianos (queroseno jet y diésel o gasóleo) por un combinado de 2,970 millones al año, es decir, casi tanto como el aumento de los costos de suministro de combustible marino. Sin embargo, como se ha señalado, estos aumentos se compensan en parte por el decremento de los costos de suministro mundial de gases licuados de petróleo, nafta y gasolina, lo que conduce a un incremento neto en el costo del suministro mundial de todos los combustibles por arriba de \$EU4,000 millones anuales, debido al cambio de la calidad de los 2.98 millones de bpd de destilado marino global a una calidad ZCE. Si este aumento del costo neto del suministro mundial se evalúa frente a los 2.98 millones de bpd de combustible desplazado, se tiene el equivalente a un costo cercano de \$EU3.70 por barril, o \$EU27 por tonelada. En términos de escala, este costo evaluado es de magnitud similar a aquellos que se han evaluado en otras mediciones de calidad de los combustibles.¹⁵ Desde otra perspectiva, los costos evaluados son mucho más bajos que los

¹⁵ Los estudios emprendidos en torno a costos de toda una gama de iniciativas para el mejoramiento de la calidad del diésel y la gasolina han resultado, con frecuencia, en costos evaluados en uno a tres dólares estadounidenses (\$EU) por barril, pero la mayoría de dichos estudios se emprendieron durante periodos en que los precios del petróleo crudo eran más bajos que los que se han aplicado en el presente estudio. Si se hubiesen aplicado precios de crudo más altos, los costos evaluados también habrían sido más altos.

diferenciales de \$EU150-\$EU400 en los precios por tonelada de fueloil intermedio y destilados marinos que se han aplicado recientemente en el mercado.¹⁶ De nueva cuenta, se espera un costo menor, según se evalúa en este análisis de combustibles, ya que el cambio de calidad fue limitado en comparación con el cambio de fueloil intermedio a destilado.

Cuadro 15. Costo del suministro mundial total de productos petroleros en 2030, excluidos los costos internos de consumo de combustible para refinación

| Producto | Millones \$EU diarios | | | Miles de millones \$EU al año |
|----------------------------------------------------------|-----------------------|--------|--------|-------------------------------|
| | Base | ZCE | Cambio | Cambio |
| GLP y nafta | 1,803 | 1,802 | (0.96) | (0.35) |
| Gasolina | 3,188 | 3,183 | (5.40) | (1.97) |
| Destilados ligeros (queroseno jet) | 1,182 | 1,184 | 1.23 | 0.45 |
| Destilados medianos (excluido el combustible búnker) | 4,653 | 4,660 | 6.89 | 2.52 |
| Combustibles residuales (excluido el combustible búnker) | 396 | 397 | 0.14 | 0.05 |
| Otros productos | 643 | 643 | 0.12 | 0.05 |
| Combustibles búnker marinos | 1,037 | 1,046 | 9.01 | 3.29 |
| Total | 12,903 | 12,914 | 11.04 | 4.03 |

Nota: Las unidades corresponden a dólares estadounidenses (\$EU) de 2012.

Los resultados anteriores deben ponderarse en el marco de las premisas y del contexto específicos del análisis emprendido. Varios factores podrían haber modificado, sea al alza, sea a la baja, el costo incremental del suministro del producto, a saber:

1. De asumirse que el combustible mundial (con su 0.5% de azufre) correspondiera también al estándar DMA y, por tanto, que el cambio fuese únicamente en el contenido de azufre (de 0.5 a 0.1 por ciento, en lugar del cambio de DMB 0.5% a DMA 0.1%), los costos evaluados se habrían reducido.
2. A la inversa, el suponer que el combustible mundial fuese una combinación de algunas de las nuevas formulaciones de combustible que empiezan a aparecer en el mercado como resultado del estándar de 0.1% de azufre para las ZCE de 2015, es decir, formulaciones que suelen ser una forma de gasóleo intermedio o híbrido o gasóleo de vacío (como el ExxonMobil HDME 50), o bien una forma de fueloil intermedio de bajo contenido de azufre (con frecuencia entre 80 y 200 centistokes [cSt]), habrían tal vez incrementado el costo de conversión al estándar de ZCE frente a los costos evaluados.¹⁷ El grado del aumento en el costo habría dependido, en

¹⁶ El extremo inferior del rango refleja precios del petróleo crudo cercanos al nivel de \$EU50 por barril registrados en la segunda mitad de 2014, mientras que el rango superior refleja de manera más precisa el diferencial de cuando los precios de crudo eran de alrededor de \$EU100 por barril.

¹⁷ Estudios previos del suministro de combustible con la norma mundial de 0.5% de azufre han dado por hecho el cumplimiento mediante el uso de destilados marinos (sea DMA o DMB), junto con alguna proporción de depuradores de a bordo más combustible con alto contenido de azufre. La norma de 2015 de 0.1% de azufre como estándar de combustible para una ZCE ha llevado a la introducción de algunos volúmenes de fueloil (combustóleo) intermedio con azufre al 0.1% junto con nuevos combustibles intermedios o “híbridos”. Éstos parecen haberse producido básicamente a partir de una fracción de gasóleo de vacío de crudo con puntos de

gran medida, de si los combustibles al 0.5% de azufre podrían haberse convertido de manera directa mediante desulfuración (adicional) para cumplir con la norma de 0.1% de azufre sin perder otras características de calidad, o si habría sido necesario reemplazarlos (en realidad incrementar la calidad) con combustible destilado tipo DMA al 0.1% de azufre. Una evaluación de esa naturaleza estuvo fuera del alcance del presente análisis. Además, si bien es cierto que varias formulaciones de combustible nuevas se encuentran ya en el mercado, impulsadas por el nuevo estándar aplicable en zonas de control de emisiones, hasta ahora resulta cuestionable el que puedan llegar a ofrecerse en volúmenes suficientes como para convertirse en combustibles de uso general (mundial o bien en ZCE). En otras palabras, suponer que los destilados marinos se sigan usando como combustibles en el mundo y en las ZCE parece ser una premisa realista y conservadora para el presente estudio.

3. De igual manera, el año del establecimiento de la ZCE en México tendría un efecto significativo en los costos de suministro de combustible. Dado que este análisis se ciñó a la proyección para 2030, se supuso que en el caso de referencia la industria mundial se habría convertido para ese año al estándar de azufre al 0.5%, es decir, que para 2030 la industria habría hecho ya “el trabajo pesado” de convertir la mayor parte del fueloil o combustóleo intermedio (IFO) de alto contenido de azufre que hoy día se produce y utiliza en un destilado marino bajo en azufre (0.5%). Una evaluación centrada en una proyección anterior a 2020 (o incluso anterior a 2025, si el estándar mundial hubiese de diferirse hasta este año) habría tenido que evaluar el costo de pasar de la actual mezcla de combustible (con un máximo de 3.5% de azufre en el fueloil intermedio) a un combustible destilado con 0.1% de azufre como estándar de ZCE. Como se mencionó, los diferenciales aplicados en el mercado de \$EU150-\$EU400 por tonelada en los precios de fueloil intermedio y destilados marinos son más indicativos de lo que el costo evaluado habría probablemente sido en esas circunstancias.

Cabe señalar, asimismo, que el uso de un muy elevado volumen de combustible para la ZCE de México (2.98 mbd o 150.7 mtpa para 2030), conforme a la proyección de EERA, claramente acentuó el efecto del costo evaluado de suministro mundial del producto. El uso de una cifra menor habría reducido el costo correspondiente en términos de miles de millones de dólares estadounidenses (\$EU) al año. Sin embargo, EnSys considera que el costo en términos de dólares por barril o tonelada de combustible convertido habría sido menor (más limitado), ya que se habrían necesitado los mismos tipos de cambios en los procesos de refinación.

3.3 Costos de suministro del producto en México

El cuadro 16 destaca los efectos evaluados de costo de suministro del producto en México. Los impactos en México obedecen más a las consecuencias mundiales de amplio alcance derivadas del cambio de 2.98 mbd al estándar de ZCE, que a los volúmenes de combustible marino vendidos en México *per se*, dado que éstos se proyectaron como todavía menores en 2030 (cerca de 28,000 bpd frente a unos 14,000 bpd en 2014, y alrededor de la mitad del gasóleo marino).

El efecto neto evaluado es de cerca de \$EU0.27 millones diarios (dólares de 2012), lo que equivale a \$EU100 millones y a poco más de \$EU0.10 por barril de la demanda total de México del producto (excluido el combustible para refinación).

ebullición entre el destilado marino y el fueloil intermedio. De ahí el potencial para que tales formulaciones también suministren combustibles marinos con 0.5% de azufre conforme al estándar mundial de 0.5 por ciento.

Cuadro 16. Costo total del suministro de producto (excluido combustible para refinación)

| | Caso de referencia 2030 | Caso de ZCE 2030 | Cambio |
|--------------------------------------------------------|-------------------------|------------------|--------|
| Millones de \$EU diarios | | | |
| Gasolina | 131.0 | 131.1 | 0.06 |
| Destilados (queroseno jet y gasóleo o diésel) | 104.6 | 104.8 | 0.18 |
| Combustibles residuales | 4.0 | 4.0 | – |
| Otros productos | 49.3 | 49.3 | 0.03 |
| Total | 288.9 | 289.1 | 0.27 |
| Parte del total correspondiente a combustibles marinos | 3.6 | 3.7 | 0.07 |
| Mil millones de \$EU anuales | | | |
| Gasolina | 47.8 | 47.9 | 0.02 |
| Destilados (queroseno jet y gasóleo o diésel) | 38.2 | 38.2 | 0.06 |
| Combustibles residuales | 1.5 | 1.5 | – |
| Otros productos | 18.0 | 18.0 | 0.01 |
| Total | 105.4 | 105.5 | 0.10 |
| Parte del total correspondiente a combustibles marinos | 1.32 | 1.34 | 0.03 |

4 Conclusiones

EnSys aplicó su modelo WORLD para evaluar los efectos globales totales resultantes de un cambio del combustible que se consumiría en 2030 en una zona de control de emisiones (ZCE) mexicana de 200 millas náuticas por un combustible estándar al 0.1% de azufre (requerido para las ZCE). El análisis comprendió un caso de referencia y el caso correspondiente al establecimiento de la ZCE. En el caso de referencia para 2030 se dio por sentado que ya estaría en vigor la norma mundial de la Organización Marítima Internacional (OMI) sobre combustible marino con 0.5% de azufre. Como persiste gran incertidumbre sobre si se podrá llegar a formular un combustible no proveniente de destilados marinos que logre satisfacer, a escala, la necesidad de cumplir con el estándar de 0.5% de azufre —y para ser conservadores respecto del potencial futuro de los depuradores—, se consideró para el caso de referencia una mezcla de combustible dada predominantemente por combustible destilado marino con 0.5% de azufre. Además, en parte para ser conservadores y en parte para marcar un contraste entre los combustibles mundiales y los de una ZCE, se dio por hecho que el combustible mundial con 0.5% de azufre correspondería al estándar DMB, en tanto que el de una ZCE sería un combustible destilado tipo DMA, con 0.1% de azufre.

El consumo mundial de combustible marino en 2030 se calculó a partir de datos del tercer estudio de la OMI sobre gases de efecto invernadero (GEI), publicado en julio de 2014 (OMI, 2014), tomándose el promedio de los cuatro escenarios BAU (*business as usual* o “de seguir las tendencias actuales”) como base de la demanda de 2030. Como resultado, se proyectó una demanda mundial de combustible marino de 7.86 millones de barriles de petróleo diarios (bpd), en contraste con el nivel base de 5.5 millones de bpd dado por la OMI para 2011-2012. A fin de guardar congruencia con el estudio paralelo de modelización del aire realizado por el centro MCE²,¹⁸ en el presente análisis se utilizó también el volumen

de combustible para la ZCE mexicana en 2030 calculado por este centro. La proyección se obtuvo del trabajo realizado por Energy Environmental Research Associates (EERA) y se equiparó a 2.98 millones de bpd. Si bien EnSys consideró que esta cifra era demasiado elevada, aun así la aplicó, pero distribuyendo el volumen de conversión de la ZCE entre la mayoría de las regiones del mundo (lo que reflejaría un escenario más afín al que se presentaría en caso de establecerse varias zonas de control de emisiones).

Se aplicaron premisas sobre refinación, suministro, demanda, calidad y transporte congruentes con las citadas cifras de demanda de combustible marino en el marco del caso de referencia para 2030 descrito en el documento *2014 International Energy Outlook* [Panorama internacional de la energía, 2014] de la EIA de Estados Unidos. Se prestó particular atención al caso de México, incluidos su sistema de refinación, la producción de crudo, la demanda de productos y las ventas de combustible marino. Se encontró que las ventas de combustible marino en los puertos mexicanos fueron relativamente menores en 2014: unos 14,000 bpd, correspondientes a ventas (sobre todo de diésel marino) registradas en las estadísticas de Pemex, más las ventas incluidas en el rubro “exportaciones”, que en realidad son mezclas vendidas por distribuidores locales como mezclas de combustóleo intermedio (IFO, por sus siglas en inglés).

Los resultados de este análisis reflejan el cambio de 2.98 millones de bpd de combustible mundial con 0.5% de azufre (que se supuso de calidad DMB) por combustible adecuado para una ZCE con 0.1% de azufre (considerado de calidad DMA). Con este cambio se registra un aumento de las inversiones mundiales en refinación de 6,400 millones de dólares estadounidenses (\$EU de 2012) respecto del caso de referencia. Las capacidades agregadas asociadas correspondieron a incrementos en las capacidades de desulfuración y de apoyo para plantas de hidrógeno y azufre, pero también a una capacidad adicional de mejoramiento del combustible (ya que el DMA es un poco más ligero que el DMB). Los cambios de capacidad se consideraron necesarios a escala mundial, debido a que el cambio a combustible de ZCE se distribuyó entre todas las regiones. Los efectos en el sistema de refinación de México fueron menores, lo cual era de esperarse ya que el volumen de combustible marino vendido en el país es pequeño según apunta la evaluación. Los ajustes del sistema de refinación se proyectaron aplicando precios crecientes de los combustibles marinos (alza del precio del combustible con 0.1% de azufre en las ZCE debido al cambio de volumen, y un aumento neto a pesar de la baja del precio mundial del combustible marino con 0.5% de azufre); y también con precios crecientes de otros productos destilados, es decir, diésel o gasóleo y queroseno jet en tierra. Estos incrementos se compensaron parcialmente por reducciones en los precios de los productos más ligeros, —gas licuado de petróleo (gas LP), nafta, gasolina—, pero el efecto neto se estimó como un incremento en los costos anuales totales de suministro en el mundo (todas las regiones, todos los productos) de poco más de \$EU4,000 millones (dólares de 2012).

Resulta claro que la presente evaluación se presta a variaciones según las premisas asumidas. De suponerse una menor diferencia entre los niveles de calidad de los combustibles mundiales y los de una ZCE (por ejemplo, ambos correspondiendo ya sea a DMB o bien a DMA, en lugar de lo proyectado con un combustible mundial de nivel DMB y uno de ZCE correspondiente a DMA), entonces el incremento en el costo de suministro asociado al cambio de combustible habría sido menor. Por el contrario, de haberse supuesto en el caso de referencia alguna combinación de otras formulaciones, como un fueloil intermedio (IFO) bajo en azufre o un combustible intermedio (gasóleo de vacío), se habrían elevado los costos de conversión. De haberse partido de un volumen de combustible menor que los 2.98 millones de bpd tomados del análisis de EERA, habrían bajado los costos anuales totales asociados en dólares de manera más o menos proporcional, pero los costos por barril o tonelada se habrían reducido sólo moderadamente, ya que se habría requerido la misma combinación de cambios en el procesamiento de las refinерías. Los efectos en los costos de suministro de combustible para 2030 en México se pronosticaron como menores, lo cual concuerda con el volumen limitado de combustible marino vendido en el país.

5 Referencias bibliográficas

- AIE (2014), *World Energy Outlook, WEO-2014* [Perspectivas de la energía en el mundo, WEO-2014], Agencia Internacional de Energía; disponible en: www.iea.org/newsroom/news/2014/november/world-energy-outlook-2014.htm.
- Argus Media (2015), “Pemex shelves refinery upgrades, hints payroll cut”, 16 de febrero; disponible en: www.argusmedia.com/News/Article?id=993815.
- CCA (2018), Reducción de emisiones generadas por el movimiento de bienes en el transporte marítimo en América del Norte: evaluación de los efectos de las emisiones de buques en México, Comisión para la Cooperación Ambiental.
- EERA (2012), "Ship Emissions Inventory Scenarios for U.S. – Mexico technical Exchange on reducing shipping emissions", memorando enviado al Instituto Battelle (*Battelle Memorial Institute*), 17 de diciembre de 2012; en: EPA (2015), *U.S.-Mexico Cooperation on Reducing Emissions from Ships through a Mexican Emission Control Area: Development of the First National Mexican Emission Inventories for Ships Using the Waterway Network Ship Traffic, Energy, and Environmental Model (STEEM)*, informe técnico EPA-160-R-15-001, mayo de 2015, Office of International and Tribal Affairs, Environmental Protection Agency [Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos], Apéndice III, pp. AIII-1 - AIII-20; disponible en: www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/steem-report-final-s508.pdf.
- EIA (2015), *International Energy Statistics 2014*, US Energy Information Administration [Administración de Información sobre Energía de Estados Unidos]; disponible en: www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=5&aid=2&cid=MX.&syid=2009&eid=2013&unit=TBPD.
- EIA (2014), *International Energy Outlook 2014*, US Energy Information Administration [Administración de Información sobre Energía de Estados Unidos]; disponible en: [www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2014).pdf).
- EIA (2014b) *International Energy Statistics, Mexico*, US Energy Information Administration [Administración de Información sobre Energía de Estados Unidos]; disponible en: www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=5&aid=2&cid=MX.&syid=2009&eid=2013&unit=TBPD.
- EPA (2015), *US-Mexico Cooperation on Reducing Emissions from Ships through a Mexican Emission Control Area: Development of the First National Mexican Emission Inventories for Ships Using the Waterway Network Ship Traffic, Energy, and Environmental Model (STEEM)*, informe técnico EPA-160-R-15-001, mayo de 2015, Office of International and Tribal Affairs, US Environmental Protection Agency, EPA [Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos]; disponible en: www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/steem-report-final-s508.pdf.
- ICCT (2012), *Technical and Economic Analysis of the Transition to Ultra-Low Sulfur Fuels in Brazil, China, India and Mexico*, informe preparado por Hart Energy and MathPro, Inc., para International Council on Clean Transportation [Consejo Internacional sobre Transporte Limpio], octubre.
- Illif, Laurence (2015), “Pemex Delays Refinery Upgrades Due to Budget Cuts”, *The Wall Street Journal*; disponible en: www.wsj.com/articles/pemex-delays-refinery-upgrades-due-to-budget-cuts-1424131058.

Martínez, Ana Isabel (2015), “Update 1 – Mexico’s Pemex to delay refinery upgrades due to low oil prices”, Reuters, 16 de febrero; disponible en: <www.reuters.com/article/2015/02/16/mexico-pemex-idUSL1N0VQ0LR20150216>.

OMI (2014), “Reduction of GHG Emissions from Ships: Third IMO GHG Study 2014” [Reducción de las emisiones de GEI de buques: tercer estudio sobre gases de efecto invernadero de la OMI, 2014], Organización Marítima Internacional, 25 de julio; disponible en: [http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Documents/MEPC%2067-INF.3%20-%20Third%20IMO%20GHG%20Study%202014%20-%20Final%20Report%20\(Secretariat\).pdf](http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Documents/MEPC%2067-INF.3%20-%20Third%20IMO%20GHG%20Study%202014%20-%20Final%20Report%20(Secretariat).pdf)