

Combustibles en una zona de control de emisiones (ZCE) mexicana: análisis de EnSys

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

Preparado para la CCA por
EnSys Energy

Final
24 de julio de 2015

Please do not cite or distribute without permission. This report was prepared by EnSys Energy, for the Secretariat of the Commission for Environmental Cooperation. The information contained herein is the responsibility of the author and does not necessarily reflect the views of the CEC, or the governments of Canada, Mexico, or the United States of America. This document has not been edited or reviewed by CEC editorial staff and is therefore not considered to be a final version for formal publication. Its contents may be subject to change without notice.

Reproduction of this document in whole or in part and in any form may not be made without special permission from the CEC Secretariat.

Para más información:

Comisión para la Cooperación Ambiental (Commission for Environmental Cooperation en Inglés)

393, rue St-Jacques Ouest, bureau 200
Montreal (Quebec)
H2Y 1N9 Canadá
t 514.350.4300 f 514.350.4314
info@cec.org / www.cec.org

Índice

Acrónimos, siglas y abreviaturas.....	iii
Sinopsis	Error! Bookmark not defined.
Resumen Ejecutivo	iv
1. Introducción.....	1
2. Enfoques & Hipótesis	1
2.1 Suministro Global-Panorama Precio de la Demanda Global.....	2
2.2 Panorama Combustibles Marinos	7
2.2.1 <i>Global</i>	7
2.3 Suministro y Demanda de México	12
2.3.1 <i>Suministro</i>	12
2.3.2 <i>Demanda por Producto Principal</i>	12
2.3.3 <i>Detalle y Ajustes por Productos Menores</i>	14
2.3.4 <i>Ventas de Combustibles Marinos</i>	16
2.3.5 <i>Calidad Del Producto</i>	18
2.4 Capacidad & Proyectos de Refinería.....	18
2.4.1 <i>Capacidad Base de Refinería en México</i>	18
2.4.2 <i>Proyectos de Refinaría en México</i>	18
3 Resultados Analíticos	21
3.1 Inversiones en Refinería & Adiciones de Capacidad.....	21
3.2 Costos Globales del Suministro Global del Producto.....	23
3.3 Costos de Suministro de Producto a México	26
4 Conclusión.....	27
5 Referencias bibliográficas.....	29

Lista de cuadros

Cuadro 1. Crudo global y condensado ^a producción por región y país, Caso de Referencia, 2009-40 (millones de barriles por día)	3
Cuadro 2. Producción de otros combustibles ^a globales por región y país, Caso referencia, 2009-40 (millones de barriles por día)	4
Cuadro 3. Consumo de líquidos globales por región. Caso de referencia, 2009-40 (millones de barriles por día)	6
Cuadro 4. Emisiones internacionales, domésticas y de pesca de CO ₂ 2007-2012, utilizando el método de abajo hacia arriba (OMI 2014)	7
Cuadro 5. Proyecciones de emisiones CO ₂ (OMI 2014)	8
Cuadro 6. OMI & EERA Emisiones de Combustibles/Proyecciones de Consumo	10
Cuadro 7. Base 2030 & Caso de Demanda de Combustible Marino ECA	12
Cuadro 8. EIA-Proyección Basada en la Demanda del Producto para México	13
Cuadro 9. Ventas a Detalle de Combustible Marino de México bpd.....	17
Cuadro 10. Resumen de las Capacidades de Refinería Base en México.....	19
Cuadro 11. Inversiones para el 2030 adicionales a la Capacidad Base & Confirmada de Proyectos	22
Cuadro 12. Adiciones de Capacidad de Procesamiento Secundario para el 2030 – Nuevas Unidades Principales y Descongestionamiento.....	22
Cuadro 13. Refinería Global Emisiones CO ₂ 2030.....	23
Cuadro 14. Cambios Regionales de Cambios en el precio del producto debido a la ECA	24
Cuadro 15. Costo Total Global del Suministro de Productos para el 2030.....	25
Cuadro 16. Costo del Suministro Total del Producto (Excluyendo Combustibles de Refinería)	27

Lista de gráficas

Grafica 1.EIA IEO 2014 Caso de Referencia Precio Global del Petróleo	2
Grafica 2. Proyecciones Basadas en EIA para México	Error! Bookmark not defined.

Acrónimos, siglas y abreviaturas

BAU	de seguir las tendencias actuales (BAU, <i>business as usual</i>)
bpd	barriles de petróleo diarios
bped	barriles de petróleo equivalentes diarios
DMA	gasoil (o gasóleo) marino (estándar para el combustible marino destilado con certificado ISO 8217)
DMB	aceite diésel marino (estándar para el combustible marino destilado con certificado ISO 8217)
EERA	Energy and Environmental Research Associates
EIA	Energy Information Administration (Administración de Información sobre Energía)
EPA	<i>US Environmental Protection Agency</i> (Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos)
FCC	craqueo catalítico en lecho fluido (<i>catalytic cracking</i>)
HDS	hidrodesulfuración
IEO	<i>International-Energy-Outlook</i> (Perspectivas Energéticas Internacionales)
IFO	fueloil intermedio (<i>intermediate fuel oil</i>)
ISO	Organización Internacional de Normalización (International Organization for Standardization, ISO)
mbd	millones de barriles diarios
OMI	Organización Marítima Internacional
scfd	pies cúbicos estándar diarios (<i>standard cubic feet/day</i>)
tpa	toneladas anuales
WORLD	World Oil Refining Logistics and Demand (modelo de análisis de EnSys)
ZCE	zona de control de emisiones

Resumen general

En el presente documento se resumen las principales premisas y resultados del análisis sobre combustibles elaborado por EnSys en apoyo de la solicitud de México, ante la Organización Marítima Internacional (OMI), del establecimiento de una zona de control de emisiones (ZCE).

EnSys aplicó su modelo WORLD para evaluar los efectos mundiales totales —todas las regiones y todos los combustibles, no sólo el marino— del cambio del combustible que se consumiría en 2030 en una ZCE de 200 millas náuticas de México a otro estándar con 0.1% de azufre requerido por las zonas de ese tipo. Con la misma metodología que EnSys empleó en análisis previos elaborados para la OMI durante el periodo conducente a la finalización de las enmiendas al Anexo VI del Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques (Marpol 73/78 o Convenio Marpol) de la OMI, que permite el establecimiento de ZCE, y en apoyo también a la petición de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA, por sus siglas en inglés) de una ZCE en América del Norte. Se eligió 2030 en aras de coincidir con el año utilizado por el Molina Center for Energy & the Environment (MCE2) en su modelización de la calidad del aire. El modelo mundial de 2030 tomó en cuenta la reforma energética de México, sin dejar de reconocer que ésta se encuentra en una fase temprana que impide visualizar con claridad sus efectos a largo plazo. El principal supuesto de la modelización fue una mejoría gradual en la producción de petróleo crudo y gas natural en México.

El análisis comprendió un caso base y un caso de ZCE. En el caso base de 2030 se supuso 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 podría formular un combustible que no consistiera en destilados marinos para cubrir, a escala, la necesidad de alcanzar el estándar de 0.5% de azufre —y para ser conservadores en torno al potencial futuro de los depuradores—, en el caso base se consideró una mezcla de combustible marino que cumpliría la norma de 0.5% de azufre mediante el uso predominante de combustible destilado marino. Además, se dio por hecho, en parte para ser conservadores y en parte para marcar un contraste entre los combustibles mundiales y los de una ZCE, que el combustible global al 0.5% de azufre sería aceite diésel marino (DMB) y que el de una ZCE, al 0.1% de azufre, sería gasóleo marino (DMA).

El consumo mundial de combustible marino en 2030 se proyectó con datos del estudio *IMO 3rd GHG* de la OMI, publicado en julio del 2014, en concreto: el promedio de los cuatro escenarios BAU (*business as usual* o “de seguir las tendencias actuales”) como base de la demanda de 2030. Ello condujo a una proyección de la demanda mundial de combustible marino por 7.86 millones de barriles de petróleo diarios (bpd) (en contraste con el nivel base de 5.5 millones de bpd de la OMI en 2011-2012). Para ser congruentes con el estudio paralelo de modelización del aire realizado por el Molina Center for Energy and the Environment (MCE2),¹ se utilizó el volumen de combustible de la ZCE mexicana para 2030 calculado por el Molina Center. La proyección se obtuvo del trabajo realizado por Energy Environmental Research Associates (EERA) y se equiparó a los 2.98 millones de bpd. EnSys consideró muy elevada esta cifra, pero aun así la aplicó, aunque distribuyendo el volumen de conversión de la ZCE entre la mayoría de las regiones del mundo (reflejando así un escenario más similar al que se presentaría en caso de la entrada en vigor de varias ZCE).

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 del

¹ Comisión para la Cooperación Ambiental (2015), *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*, en preparación.

International Energy Outlook de 2014. Se prestó atención especial a México, incluido su sistema de refinación y la producción de crudo, demanda de producto y 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 por concepto de ventas (sobre todo diésel marino) registradas en las estadísticas de Pemex, más las ventas listadas en el rubro “exportaciones”, que de hecho fueron mezclas vendidas por distribuidores locales, que para fines del presente estudio se consideraron mezclas de fueloil intermedio (*intermediate fuel oil*, IFO).

Los resultados obtenidos correspondieron a cambiar 2.98 millones de bpd con 0.5% de azufre global (que se supuso de calidad DMB) por combustible con 0.1% de azufre en una ZCE (considerado de calidad DMA). Este cambio se proyectó para aumentar las inversiones mundiales en refinación en 6,400 millones de dólares estadounidenses (\$EU) de 2012² frente al caso base. Las capacidades agregadas asociadas correspondieron a incrementos en la capacidad de desulfuración de las plantas con equipo de respaldo de hidrógeno y azufre, pero también a la capacidad adicional lograda por la instalación de equipos modernos (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 (reconociendo que —como se dijo— el cambio a combustible de ZCE se distribuyó entre todas esas regiones). Los efectos en el sistema de refinación de México fueron menores, lo cual era de esperarse porque el volumen de combustible marino vendido en ese país se consideró pequeño.

Los ajustes del sistema de refinación se proyectaron con precios crecientes de los combustibles marinos (baja del precio mundial del combustible marino con 0.5% de azufre y alza del precio del combustible con 0.1% en las ZCE debido al cambio de volumen, pero con un incremento neto), y también con la elevación de las cotizaciones de otros productos destilados, es decir, diésel o gasóleo y queroseno jet en tierra. Estos incrementos se compensaron parcialmente por reducciones de los precios de productos más ligeros —gas licuado del petróleo, nafta, gasolina—, pero el efecto neto se evaluó como un aumento de los costos anuales totales de suministro en el mundo (todas las regiones, todos los productos) de poco más de \$EU14,000 millones (dólares de 2012).

Esta evaluación se presta con claridad a varios supuestos. De suponer una brecha más fina entre los niveles de calidad de los combustibles globales y los de una ZCE (es decir, tanto el DMB como el DMA frente al supuesto mundial de DMB y ZCE con DMA), se habría reducido el costo incremental del suministro asociado con el cambio del combustible. A la inversa, alguna combinación en el caso base de otras formulaciones, como el fueloil intermedio bajo en azufre o combustible intermedio (gasóleo de vacío),³ habría elevado los costos de conversión. Suponiendo un cambio de volumen menor que los 2.98 millones de bpd, tomados del análisis de EERA, habrían bajado los costos asociados en dólares anuales totales de manera más o menos proporcional, pero se podrían haber reducido, moderadamente, los costos por barril o tonelada, ya que se habría requerido la misma combinación de cambios en el procesamiento de las refinerías. Los efectos evaluados en el suministro de productos de 2030 en México se pronosticaron como menores, en congruencia con el volumen limitado de combustible marino vendido en ese país.

² El estudio presenta resultados en dólares de 2012.

³ Estudios previos del suministro mundial de combustible con la norma de 0.5% de azufre han dado por hecho el cumplimiento mediante el uso de destilado marino (sea DMA sea DMB), junto con alguna proporción de depuradores de a bordo, más combustible con alto contenido de azufre. La norma de 0.1% de 2015 como estándar de combustible para una ZCE ha llevado a la introducción de algunos volúmenes de fueloil intermedio con azufre al 0.1% junto con nuevos combustibles intermedios o “híbridos”. Éstos parecen haberse producido básicamente de una fracción de gasóleo de vacío de crudo con puntos de 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.

1. Introducción

EnSys emprendió evaluaciones sustanciales de los posibles efectos derivados de normas más estrictas sobre el contenido de azufre en el combustible por encargo tanto de la Organización Marítima Internacional (OMI) como del Instituto del Petróleo de Estados Unidos (*American Petroleum Institute*), con la Asociación Internacional de Conservación Ambiental de la Industria Petrolera (*International Petroleum Industry Environmental Conservation Association*, IPIECA), como parte de la preparación del Anexo VI del Convenio Marpol. Más o menos en el mismo periodo (2007-2009), EnSys inició también un análisis extenso para la Agencia de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos para sustentar la petición de una ZCE para América del Norte ante la OMI. Este nuevo estudio busca presentar un análisis similar y brindar apoyo a similar petición por parte del gobierno de México.

Como se dijo, el objetivo de EnSys ha sido demostrar los efectos en la refinación de petróleo y en los mercados de los países solicitantes de hacer el cambio a una ZCE, centrada específicamente en la producibilidad y el costo de los volúmenes de combustible marino afectados directamente, más los efectos más generales en los costos de suministro del producto. Se dijo antes que el enfoque de EnSys ha sido utilizar su modelo integral WORLD, muy probado y ampliamente reconocido, sobre el sistema mundial de suministro de petróleo. Detalles adicionales del tal modelo están disponibles en: www.ensysenergy.com.

2. Enfoques y premisas

Se solicitó a EnSys formular una perspectiva de México y mundial para 2030 utilizando datos congruentes con el análisis de emisiones para evaluar los efectos del establecimiento de una ZCE. Se formularon dos casos con el modelo WORLD:

1. 2030 sin ZCE mexicana: caso base, 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 base en el cual sobreponer el caso de una ZCE mexicana. WORLD hace corresponder escenarios de suministro, demanda, precios mundiales del petróleo “de arriba a abajo” con el detalle de “abajo a arriba”.⁴ Este apartado se centra en las perspectivas y proyecciones de arriba a abajo aplicadas de manera conjunta con los datos y las premisas específicos de México.

⁴ El enfoque de “arriba hacia abajo” de EnSys funciona por lo general con datos obtenidos de la Agencia Internacional de Energía (*International Energy Agency*, IEA) y la Administración de Información sobre Energía de Estados Unidos (*US Energy Information Administration*, EIA), *IEA World Energy Outlook* o *Energy Outlook* anual o internacional de la IEA. 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 extensos de “abajo hacia arriba” que cubren, entre otros aspectos, suministro al menudeo de crudo por clase y suministro de no-crudos (líquidos del gas natural, biocombustibles y otros líquidos de no-crudo), desgloses regionales de los productos principales del petróleo por calidad, capacidad y proyectos conocidos de refinerías de todo el mundo, opciones de ventas al menudeo del transporte marítimo y por oleoductos, incluidos costos y capacidad (de los oleoductos).

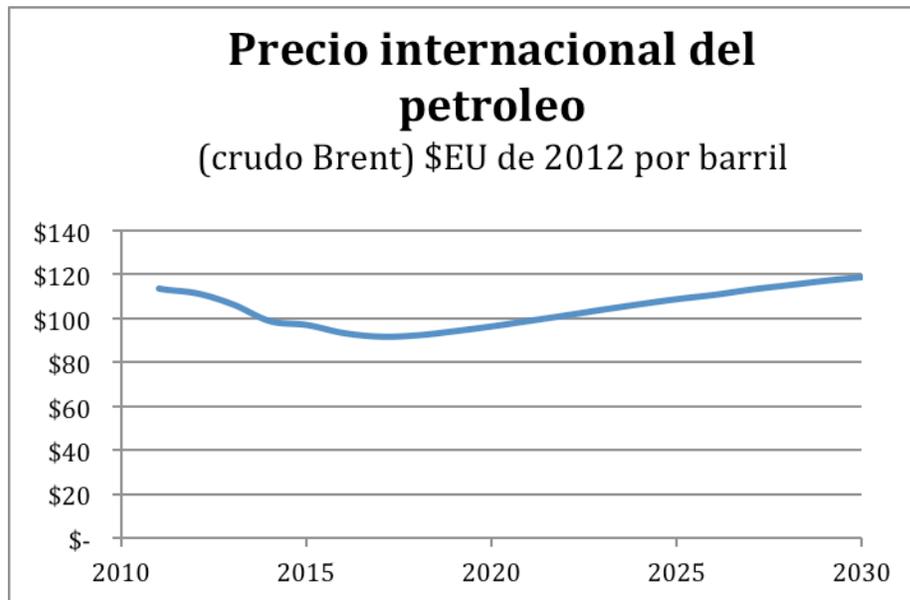
En todo análisis se tiene la opción de emplear premisas más o menos conservadoras. Dado que la intención del presente informe es evaluar el suministro de combustibles y los efectos de una ZCE mexicana, se tomó la decisión de emplear premisas que erraran por conservadoras, es decir, aquellas que elevaran, más que disminuyeran, la dificultad de suministrar combustible a una ZCE y que aumentaran los costos, más que reducirlos.

2.1 Perspectiva de los precios internacionales de oferta y demanda

Un buen ejemplo sobre la elección de 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. La Administración de Información sobre Energía (EIA por sus siglas en inglés) publicó panoramas tanto de referencia como de precios bajos en su *International Energy Outlook* (IEO) de septiembre de 2014.⁵ 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 de la EIA de 2014 es para precios crecientes del petróleo, que conducen, como se dijo, a proyecciones de costos más altos que bajos para establecer una ZCE mexicana.

Gráfica 1. Caso de referencia del precio internacional del petróleo, *International Energy Outlook* de la EIA, 2014



Fuente: EIA, 2014.

⁵ Al momento de comenzar el presente estudio, el *International Energy Outlook* (IEO) de la EIA publicado en septiembre de 2014 era también el pronóstico disponible que se ajustaba con facilidad al Modelo WORLD. El siguiente *Annual Energy Outlook* de la EIA se tenía previsto para el segundo trimestre de 2015, es decir, después de la fecha límite para concluir los análisis de los combustibles. El caso de referencia del IEO para 2014 no incluía la caída de los precios del petróleo crudo. Sin embargo, el enfoque de modelización de EnSys se centró en 2030.

Los cuadros 1, 2 y 3 establecen las proyecciones clave “de arriba hacia abajo” del suministro y el consumo contenidas en el caso de referencia del IEO.⁶ EnSys aplicó y afinó esas proyecciones con las ventas al menudeo subyacentes a las ofertas de crudo y no crudo y a la demanda de producto. Estas tendencias y premisas de “abajo hacia arriba” para 2030 incorporan, entre otros puntos, los siguientes:

- 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 del petróleo (GLP);
- la 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 no-crudo (líquidos del gas natural, biocombustibles, “carbón a líquido” (CTL, por sus siglas en inglés) y “gas a líquido” (GTL, por sus siglas en inglés) en el suministro total;

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

Región	Historia			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
OPEP	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

⁶ Véase: www.eia.gov/forecasts/ieo/.

Región	Historia			Proyecciones					Cambio porcentual promedio anual, 2010-2040
	2009	2010	2011	2020	2025	2030	2035	2040	
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
Kazajstán	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 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 “Historia”: US Energy Information Administration, Office of Energy Analysis and Office of Petroleum, Natural Gas & Biofuels. Para “Proyecciones de análisis”: EIA, Generate World Oil Balance application (2014), run IEO2014_GWOB_RefCase.xlsx.

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

Región	Historia			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

Región	Historia			Proyecciones					Cambio porcentual promedio anual, 2010-2040
	2009	2010	2011	2020	2025	2030	2035	2040	
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.

Fuentes: Para “Historia”: US Energy Information Administration, Office of Energy Analysis and Office of Petroleum, Natural Gas & Biofuels. Para “Proyecciones de análisis”: EIA, Generate World Oil Balance application (2014), IEO2014_GWOB_RefCase.xlsx.

Cuadro 3. Consumo mundial de líquidos por región, caso de referencia, 2009-2040 (millones de barriles diarios)

Región	Historia		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 "Historia": US Energy Information Administration (EIA), International Energy Statistics database (a noviembre de 2013), (EIA 2015), en: www.eia.gov/ies.

- un cambio mundial a corto plazo hacia un crudo de pizarra más liviano (motivado por el crecimiento del petróleo ligero de roca compacta de Estados Unidos) para volver hacia 2030 a un crudo de pizarra 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;

- la recuperación 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 por combustibles destilados, y
- en términos de capacidad de destilación de crudo, unos 6.5 millones de bpd de proyectos de refinación confirmados (a diferencia de los ocho millones de bpd del año pasado que recibieron el impacto de la actual caída de los precios del crudo y que también ha llevado a postergar proyectos), junto con inversiones empresariales de modernización (coquización, craqueo catalítico en lecho fluido [FCC, por sus siglas en inglés], equipo de desulfuración y unidades de apoyo).

2.2 Panorama de los combustibles marinos

Un aspecto nuclear del presente estudio fue formular proyecciones de la demanda de combustibles marinos. En el cuadro 6, *infra*, se resumen los datos analizados y las proyecciones usadas.

2.2.1 Panorama mundial (este subapartado es el único del 2.2, habría que eliminarlo)

El consumo mundial se derivó de datos y proyecciones de CO₂ contenidos en el *IMO 3rd GHG Study* (estudio sobre gases de efecto invernadero) de la OMI, de julio del 2014, en particular el cuadro 29 (cuadro 4 del presente informe), que presenta una breve historia de las emisiones de CO₂ de “HFO” (combustibles IFO), “MDO” (destilados marinos DMA (gasóleo marítimo) y DMB (aceite diésel marino) y “gas natural” (gas natural licuado) para 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 (13-16) BAU [caso de seguir las tendencias actuales] como la proyección de las emisiones de CO₂ de buques internacionales en 2030. Después, EnSys 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 el método de abajo hacia arriba

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 de abajo hacia arriba	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

Sector marino	Tipo de combustible	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	GN	0	0	0	0	0	0
Total nacional de abajo hacia arriba	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 de abajo hacia arriba	Todos	18.6	18.0	10.2	10.0	12.3	11.0
Todos los combustibles de abajo hacia arriba		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 usando factores típicos, y después, a millones de barriles diarios, de nuevo utilizando factores típicos.⁷ La demanda proyectada para 2011-2012 de la mezcla de

⁷ Los factores para convertir toneladas de CO₂ a toneladas de combustible se derivaron primero mediante la comparación de los cuadros de EERA que contenían datos expresados en toneladas de CO₂ y toneladas de combustible, es decir, en 5_MemorandumforBattelle_17December2012.pdf e INFORMACIÓN DE STEEM 20_May_2014.pdf, para establecer un factor total de combustibles marinos que luego se comparó con datos internos de EnSys provenientes de estudios previos sobre la materia para conseguir un factor para cada fueloil pesado y (HFO_ y aceite diésel marino (MDO). Los factores de conversión de toneladas a barriles de

combustible fue de 7.31 millones de bpd para 2030. El paso final fue generar la demanda proyectada para 2030 que primero reflejó el estándar global del 0.5% (caso base) y luego la ZCE mexicana (caso ZCE). Estas proyecciones se resumen en el cuadro 7.

La proyección de los 7.31 millones de bpd de “mezcla de combustible 2011-2012” se ajustó al estándar de 0.5% utilizando el supuesto conservador de que la penetración de los depuradores sería baja (confinados al uso limitado en ciertas ZCE) y que, por tanto, la mayoría del combustible de fueloil intermedio tendría que convertirse a destilado marino. Se partió del supuesto de que el combustible mundial con 0.5% de azufre tenía especificaciones MDM ISO-8217. Para el caso de las ZCE, alrededor de 2.98 millones de bpd mundiales de combustible DMB con 0.5% de azufre se sustituyeron por combustible de calidad DMA estándar al 0.1% de azufre tomado. Una razón para usar exclusivamente DMB como combustible mundial y sólo DMA como combustible de ZCE fue ampliar la brecha de calidad más allá de sólo el cambio en el contenido de azufre. Las especificaciones para el DMA son más estrictas que las del DMB en parámetros como densidad (más liviana) y viscosidad (más baja), punto de fluidez (más bajo). Como resultado, el DMA tiende a ser un combustible diésel más ligero y con costos de producción más altos que el DMB, y ello es así antes de cualquier costo incremental debido a una diferencia en el nivel de azufre. Por tanto, éste fue otro ejemplo en que se usó un supuesto más conservador que tendería a aumentar el costo del cambio del combustible estándar mundial al estándar de una zona de control de emisiones.

En el proceso para establecer las demandas de los casos base y ZCE se tomó 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 DMA/DMB para reemplazar un barril de IFO. Así, expresado en barriles, el volumen del combustible conforme al estándar global y el cambio mundial con ZCE es mayor en 7.86 millones de barriles diarios (mbd) 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 tenía que ser congruente con el de la modelización de la calidad del aire del MCE2, realizado para apoyar la propuesta de una ZCE mexicana en términos del volumen de combustible supuesto para 2030. Esos datos se tomaron del análisis de EERA para el Instituto Battelle (Battelle, 2012). Como se indica en el cuadro 6, la evaluación de EERA por 952 millones de toneladas anuales (*tonnes per annum*, tpa) de emisiones globales de CO₂ en 2011-2012 coincide de cerca con los 957 millones de tpa evaluados por la OMI. De este total global, EERA evaluó las emisiones de la ZCE mexicana de 2011 en 178.2 millones de tpa 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 de la ZCE mexicana para llegar al global proyectado de 2,404 millones de tpa para 2030.⁸ 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 mbd en 2030 (mezcla de combustible de 2011-2012), mientras que la proyección de EERA 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 la OMI informó de inicio volúmenes de combustible marítimo mayores que los registrados en general por la EIA y en las proyecciones de la IEA, y debido a que el uso de la proyección de EERA

combustible se tomaron de los elaborados en el modelo WORLD, que reflejan gravedades típicas del fueloil marino pesado y del aceite diésel marino.

⁸ Véase EERA 5_MemorandoparaBattelle_17Diciembre2012.pdf, cuadros 6, 7 y 8.

para el combustible mundial habría sido, a juicio de EnSys, excesiva 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. A la inversa, y como se dijo, se optó —en aras de la congruencia con el análisis de modelización del aire— por usar el volumen de EERA por 2.98 millones de bpd para la ZCE “de México”. En la práctica, esto significó cambiar cerca de la mitad del volumen proyectado para el caso base del combustible mundial con 0.5% de azufre al estándar de combustible de 0.1% de la ZCE. Como tal, se supuso que ello podría reflejar de manera más realista el cambio de varias regiones con ZCE y que representaba, de nuevo, un enfoque muy 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 un incremento del costo mundial de suministro de 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.

Cuadro 6. Emisiones de combustibles y proyecciones de consumo de la OMI y EERA (millones de toneladas por año (mtpa) y millones de barriles por día (mbdp))

	Emisiones CO ₂ (mtpa)			Combustible (mtpa)			Combustible (mbdp)		
	2010	2011-2012	2030	2010	2011-2012	2030	2010	2011-2012	2030
<i>Global 3rd GHG Study de la OMI</i>									
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
<i>Tasa de crecimiento to 2012-2030</i>			1.53%			1.53%			1.53%
cf. IEA 2010							3.82		
<i>Únicamente combustible internacional</i>									
EERA, Estudio Battelle									
Emisiones y		952.17	2404.3		307.15	775.60		5.49	13.86

Los combustibles en una zona de control de emisiones (ZCE) mexicana: efectos en costos y suministro, 2030

combustible mundiales, EERA			5							
Tasa de crecimiento to 2011- 2030			5.00%				5.00%			5.00%
De los que correspon den a la ZCE mexicana		178.20	467.11			57.49	150.68		1.14	2.98

Notas:

Para "Historia": 3rd GHG de la OMI, 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 de: 5_MemorandumforBattelle_17December2012.pdf (datos de emisiones) e INFORMACION DE STEEM 20_May_2014.pdf (correspondientes a toneladas de combustible anuales).

Cuadro 7. Demanda de combustible marino en el caso base 2030 y en el caso ZCE

		WORLD	WORLD	WORLD
Millones de bpd	OMI	Base	ZCE	Cambio
	Cambio previo al estándar			
Gasóleo marino 0.5% DMA		1.06	1.06	0.00
Gasóleo marino ZCE 0.1% DMA		0.44	3.40	2.96
Aceite diésel marino global 0.5% DMB		5.92	2.97	(2.96)
IFO180 HS		0.05	0.05	0.00
IFO380 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.

2.3 Suministro y Demanda de México

El *International Energy Outlook* (IEO) incluye proyecciones de ingresos brutos en México y Chile por concepto de la producción total de petróleo y el consumo de líquidos totales, como se puede observar en los cuadros 1 y 3. EnSys separó los valores proyectados de México y de Chile. Las proyecciones para México se examinan en detalle a continuación.

2.3.1 Suministro

Como se muestra en el cuadro 1, el *International Energy Outlook* (IEO) proyecta un crecimiento significativo de 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 de la producción de crudo. El panorama EnSys, en consecuencia, consideraba que la producción de crudo de México sería creciente en 2030, al igual que la de líquidos del gas natural (el supuesto era que la mayor parte del aumento correspondería a México, no a Chile). Tomando en cuenta el incremento de las reservas de petróleo ligero de roca compacta, es decir, la continuidad de las de Eagle Ford agregándose 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 a partir de ahora un aproximado de la mezcla de producción de crudo.

2.3.2 Demanda del producto principal

EnSys analizó datos recientes sobre la demanda en México y después proyectó la demanda del producto principal en congruencia con los ingresos brutos por demanda total derivados del IEO (EIA, 2015). 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 los datos de la demanda histórica de Petróleos Mexicanos (Pemex) y la EIA. Los de Pemex estaban disponibles para la producción de productos refinados, importaciones y exportaciones. El total neto de éstos, en principio, equivaldría al consumo total. Sin embargo, al compararlos con los

datos de la EIA (EIA, 2015) resultó que la demanda inferida de los datos de Pemex es un poco menor que los datos de la demanda directa de la EIA: cerca de 1.9 mbd para 2011-2013 frente a 2.14 mbd de la EIA. Dando por hecho que Pemex hubiese hecho algunas exclusiones, EnSys empleó los datos más altos, es decir, los de la EIA. Éstos también eran más congruentes con los datos del IEO de la EIA.

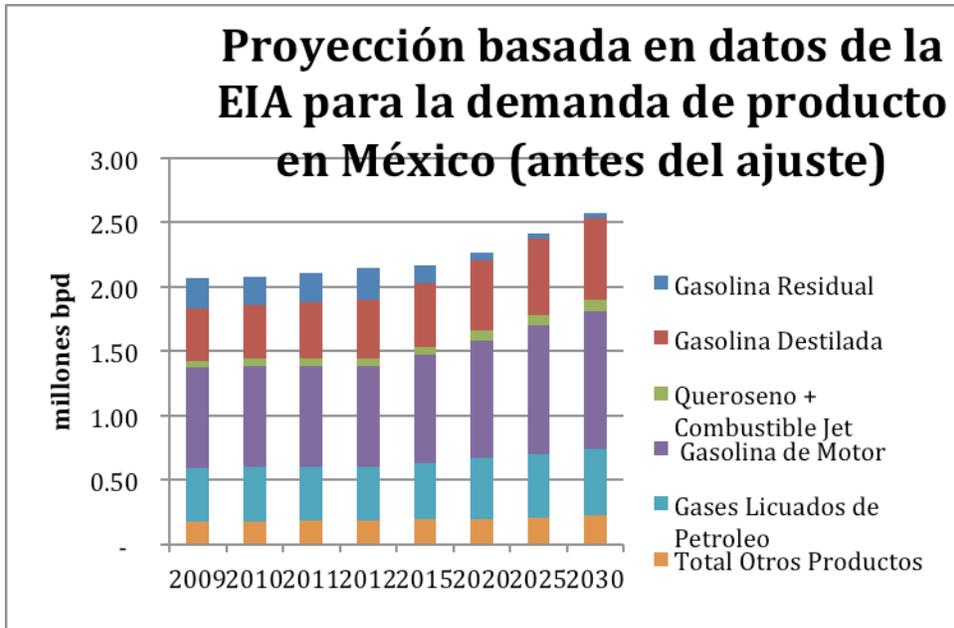
Las proyecciones de la demanda para cada categoría de producto se ajustaron para mantener un crecimiento realista en el tiempo dadas las tendencias regionales que concordaban, al sumarse, con el total de ingresos brutos dado por la EIA. Al respecto, EnSys aplicó una modificación específica. Con la orientación 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 disminuyó la demanda de combustible residual total de alrededor de 0.24 mbd en 2012 a sólo 0.05 mbd en 2020 y a 0.4 mbd en 2030.⁹

El cuadro 8 y la grafica 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 (basados en datos internos del modelo WORLD) como si tuvieran las tasas de crecimiento más altas, seguidas por la gasolina y, en niveles más bajos, gases licuados del petróleo y otros productos.

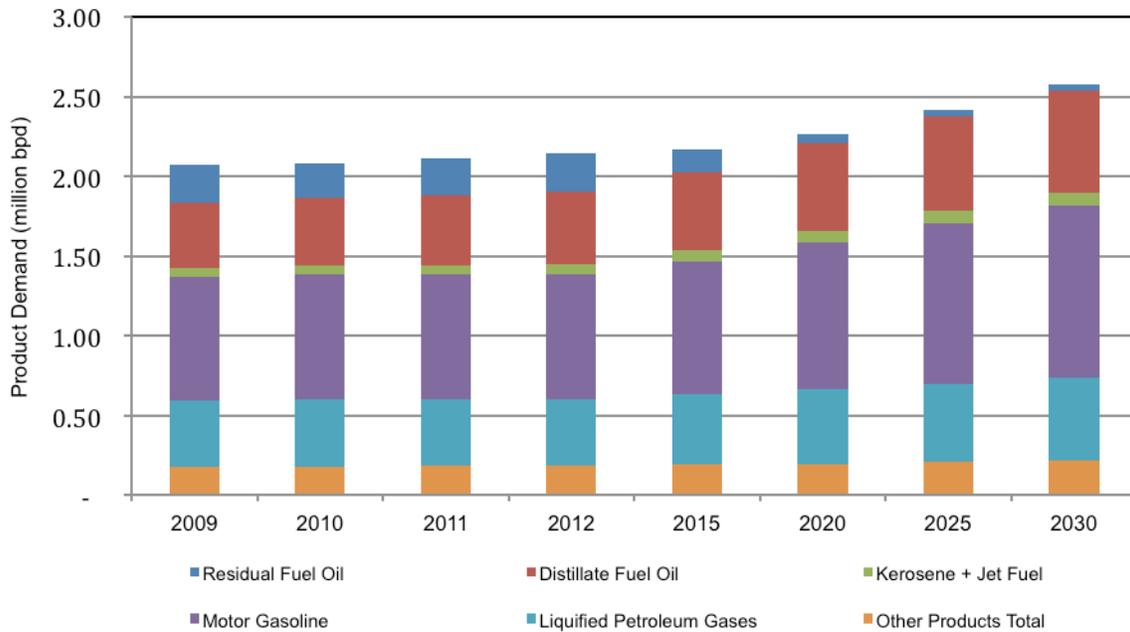
Cuadro 8. Proyección basada en datos de la EIA sobre la demanda del producto en México

Principales categorías de producto (antes del ajuste) en millones de bpd									Tasas de crecimiento
	2009	2010	2011	2012	2015	2020	2025	2030	2010-2030
Gases licuados del 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%

⁹ Informes sobre los proyectos del gasoducto de gas natural transfronterizo indican un potencial de casi un millón de barriles de petróleo crudo equivalentes diarios (bpced) en 2020. Esto se compara a los datos actuales de importaciones de Pemex de menos de 0.1 millones de bpced en 2010 y 1.3 bpced en 2013. EnSys se basó en que este gas encontraría un rango de usos, como satisfacer el crecimiento de la demanda, pero desplazaría gran parte de la actual demanda de combustible residual, incluida, en potencia, parte del consumo interno de las refinerías en 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)



Fueloíl residual

Fueloíl destilado

Queroseno más jet

Gasolina para motores

Gases licuados del petróleo

Total de otros productos

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, nafta, aromáticos y propileno como insumos petroquímicos, naftas especiales o solventes, lubricante, aceites, ceras y asfalto, junto con el coque de petróleo y azufre elemental, producidos 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 variaron y se consideraron realistas para los productos en lo individual, es decir, mayor para el azufre elemental, mientras se respeta la proyección general para el 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 evaluadas de México se resumen en el cuadro 9¹⁰ y comprenden tres categorías:

- a) diésel marino (500 ppm) ventas por 6,000-8,000 bpd, 2011-2013, datos de Pemex;¹¹
- b) fueloil intermedio (IFO) 180 ventas por alrededor de 1,000-2,000 bpd, 2011-2013, datos de Pemex,¹² y
- c) ventas por unos 6,000 bpd de IFO 380, 2013-2014, datos de la Asociación Mexicana de Industriales de Servicio a Buques (Amisbac).¹³

Pemex suministró los datos sobre el diésel marino y el fueloil intermedio. Éstos se tomaron como volúmenes para ser sustraídos del total de los volúmenes de la demanda de diésel y combustible residual, respectivamente.

En una reunión con la Asociación Mexicana de Industriales de Servicios de Buques (Amisbac), organización de mezcladores de combustible búnker en México, y con datos de ésta, se subrayó que los datos de las ventas de Pemex no cubren el cien por ciento de los combustibles marinos que se venden en México. Amisbac informó que ellos compran a Pemex combustóleo (combustible residual con un máximo de 4% de azufre) y también *cutter stock* (que se considera combustible diésel) para mezclarlos y vender el producto resultante como IFO 380 (3.5%). Amisbac proporcionó datos de 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 se listan en las estadísticas de Pemex como exportaciones, en lugar de demanda.¹⁴ Por tanto, dichos volúmenes se agregaron a la base de datos de la EIA correspondientes a la demanda de productos petroleros en México.

En conjunto, los datos combinados de Pemex y Amisbac indican un total cercano a 14,000 bpd por ventas de combustible marino en 2014, de las cuales alrededor de la mitad es diésel marino y el resto, IFO 180 o 380.

¹⁰ Entre 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, los mismos. 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.

¹¹ Pemex Refinación, información para el estudio “Fuel Analysis”, pp. 7-20, recibido el 18 de marzo de 2014.

¹² Datos de Pemex sobre el combustóleo recibidos por correo electrónico del 19 de junio de 2014 (enviado por Gustavo Sánchez Gutiérrez).

¹³ Amisbac, Seguimiento Proyecto Marpol-Datos, información de IFO 380 recibida por correo electrónico el 17 de junio de 2014 (enviado por Leonor Mondragón).

¹⁴ Esta situación es parte de un problema más amplio relacionado con la información incompleta del consumo de combustibles marinos. Para su 3^{ra} *GHG Study* de julio de 2014, la OMI hizo todo lo posible para comparar sus datos de abajo hacia arriba con los datos de arriba hacia abajo de la IEA, y concluyó que la diferencia tal vez radique en 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 la ubicación de las ventas.

Cuadro 9. Ventas al menudeo de combustible marino en México (barriles de petróleo diarios, bpd)

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							
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 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
<i>Combustible búnker como porcentaje del IFO 380 vendido</i>						18.4%	24.6%

Nota: Las ventas de Amisbac para 2014 se estimaron a partir de datos de segmentos de año.

2.3.5 Calidad del producto

En este informe se tomó en consideración que México está en proceso de establecer un programa de combustibles limpios, pero más importante para el presente estudio fue que EnSys dio por hecho que dicho programa estaría en plena operación en 2030. Con base en la 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 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

Desde enero de 2015 se evaluaron los datos de la capacidad base de las principales refinerías de México a partir de varias fuentes: entre otras, datos estadísticos de Pemex (que parten de 2012) sobre las capacidades, el informe *Oil & Gas Journal Refinery Survey*, de diciembre del 2014,¹⁵ y un estudio de octubre de 2012 para el Consejo Internacional sobre Transporte Limpio (*International Council on Clean Transportation*, ICCT) (ICCT, 2012) sobre la refinación en México y otros tres países. También se realizaron consultas en Internet. Los resultados de la evaluación de EnSys se presentan en el cuadro 10. De nueva cuenta, cabe señalar que esto representa la capacidad base que el modelo WORLD logró incorporar a fin proyectar la situación para 2030.

Los datos de Pemex indican que los aprovechamientos recientes de sus refinerías han promediado alrededor de 80% de la capacidad nominal para el año calendario. En este análisis, se supuso un aumento gradual en el máximo aprovechamiento efectivo.

2.4.2 Proyectos de refinación en México

Pemex suministró datos sobre proyectos de refinación de combustibles limpios consistentes, sobre todo, en unidades nuevas y renovadas de desulfuración de diésel. Además, en la *Oil & Gas Journal* y otras fuentes se incluyeron proyectos adicionales. 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 emprender estudios con su modelo WORLD es tomar por confirmados (y por tanto añadirlos a la capacidad base) únicamente los proyectos en construcción o en una 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 surgió como secuela de la caída del precio del crudo), EnSys no considero como confirmado ningún proyecto de refinación y por tanto 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.

¹⁵ *Oil & Gas Journal* (2014), "US Refining Survey, 2 de diciembre de 2014.

1. Con objeto de reflejar el crecimiento proyectado de la demanda de productos ligeros, incluida la gasolina, el objetivo expresado por el país de limitar las importaciones de gasolina y el gran desplazamiento del combustible residual por el gas natural, EnSys agregó un volumen menor de aproximadamente 100,000 bpd tanto de craqueo catalítico en lecho fluido como de mayor capacidad de desulfuración para 2030.
2. Además, México tenía la opción —al igual que otras regiones— de agregar nueva capacidad basada 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 (miles de barriles diarios por año calendario, a menos que se indique otra cosa)

	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	1690.0	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
Visbreaking	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 tert-butil éter (MTBE)	2.7	4.8	0.0	1.1	2.3	4.6	15.5	
Aromáticos			17.0					
Lubricantes				16.6			16.6	
Asfalto	20.0	18.0	0.0	15.0	0.0	5.0	58.0	
Hidrosulfuración (HDS)								
Total	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 de							0	
- HDS de destilado convencional	89	75	57	69	100	100	490	

	Cadereyta	Madero	Minatitlán	Salamanca	Salina Cruz	Tula	Total	Datos de Pemex
- 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, scfd) (5)	25	14	25	41	0	250	355	
Plantas de azufre tpd (6)	600	600	210	240	240	1000	2,890	

Notas:

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), indicando 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 de capacidad no la informó Pemex antes de la formulación de los casos modelo de EnSys.
3. El proyecto en 2007 informó de una unidad de FCC de gasolina ultra baja en azufre, pero todo indica que nunca se siguió adelante.
4. La capacidad de destilación del buque tanque DHT calculada para 2013 incluye la producción la de refinería SUBA informada por Pemex.
5. Capacidades estimadas de las plantas de hidrógeno, excepto Salamanca y Salina Cruz.
6. Datos de 2007 de la planta de azufre de Pemex más información sobre el proyecto de Minatitlán.

3 Resultados analíticos

Como se mencionó anteriormente, en el caso base para 2030 se empleó el caso de referencia del *International Energy Outlook* de la EIA ajustado para incorporar la proyección de EnSys basada en la demanda mundial de combustibles marinos calculada por la OMI y la evaluación de EERA sobre la demanda de la ZCE en México, todas complementadas con múltiples datos provenientes de la metodología de “abajo hacia arriba” de EnSys y premisas comprendidas dentro del modelo WORLD. El caso base para 2030 incorporó el estándar mundial de combustible marino al 0.5% de azufre, el cual, para ser conservadores, se supuso que, en términos generales, se cumpliría en gran parte por el cambio del combustible fueloil intermedio (IFO) alto en azufre por el destilado marino con azufre al 0.5% (al estándar del aceite diésel marino, DMB). Luego, el caso ZCE cambió unos 2.98 millones de bpd (150.6 millones de tpa) de combustible mundial con 0.5% de azufre al estándar de 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, sobre todo en los costos de suministro del producto.¹⁶

3.1 Inversiones en refinación y capacidades agregadas

El cambio de los 2.98 mbd de DMB al 0.5% de azufre (con contenido de 0.5% de azufre) a DMA al 0.1% de azufre en una ZCE origina inversiones mundiales crecientes en actividades de refinación. Esto era de esperarse 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 más estrictas que el estándar mundial de combustible 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 base y con ZCE. En el cuadro 12 se resumen las capacidades agregadas en cada caso que generaron las inversiones presentadas en el cuadro 11.

Como se puede observar, el efecto del cambio de 2.98 millones de bpd genera un incremento de las inversiones mundiales por cerca de \$EU6,400 millones (dólares de 2012). Sólo una cantidad menor de esas inversiones está proyectada para México, ya que el volumen de combustible marino vendido en el país es pequeño (alrededor de 28,000 bpd en 2030 y cerca de 14,000 en 2014). Estados Unidos resiente los efectos ya que, como se sabe, 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, allende México y Estados Unidos. Ello obedece a que el volumen de combustible cambiado, calculado por EERA, fue tan significativo en 2.98 millones de bpd, que los volúmenes cambiados se tendrían que distribuir en otras regiones, como Asia. Y valga la reiteración: a) los 2.98 millones de bpd proyectados de combustible de la ZCE es, a juicio de EnSys, un volumen alto; el volumen previsto asociado con una ZCE mexicana, como tal, sería menor y ocasionaría que los costos totales del cambio fueran más bajos que los evaluados en el presente estudio, y b) los costos que se evaluaron se repartieron entre múltiples regiones del mundo. Como sólo una pequeña cantidad del total de combustible búnker de

¹⁶ EnSys utiliza el término “costo de suministro del producto” para relacionar el costo proyectado de producir y suministrar un producto determinado a un centro regional más grande de distribución mayor. El costo, en consecuencia, *incluye* los costos agregados de la compra de crudo, el transporte y la refinación, más la entrega a un punto mayor de distribución o centro comercial, y *excluye* los costos de puntos finales de distribución a puntos de venta. También se excluyen los impuestos. EnSys considera, en general, el costo de suministro de un producto en un centro importante usado en el modelo WORLD —por ejemplo, la costa del golfo de Estados Unidos, el noroeste de Europa o Singapur— como una equiparación con el precio spot del mercado abierto en esa ubicación del producto. EnSys también utiliza el término “costo de suministro” para relacionar el costo por barril de un producto multiplicado por el volumen consumido en esa región.

México se vende en el país, la puesta en operación de una ZCE mexicana, como se dijo, afectaría sobre todo a Estados Unidos, pero también a otras regiones.

Cuadro 11. Inversiones en 2030 muy por encima de la capacidad base y los proyectos confirmados (miles de millones de dólares de Estados Unidos de 2012)

	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 base				Caso ZCE				Cambio			
Modernización	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 grandes	373.75	24.37	7.81	341.57	380.44	24.76	7.84	347.84	6.68	0.39	0.03	6.26
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

La capacidad agregada y las diferencias entre los casos base y de ZCE resumidos en el cuadro 12 muestran que la industria en todo el mundo (y con la premisa de que se podría “ver” el cambio hacia una ZCE con la anticipación suficiente para lograr una adaptación adecuada) emprendería una gran diversidad de cambios en la capacidad agregada con algunas reducciones y algunos incrementos. En general, debido a que los cambios se centran en: a) un incremento neto en la capacidad de actualización (coquización, craqueo catalítico en lecho fluido e hidrocoqueo) apoyada en el aumento de la capacidad de destilación al vacío, más b) un incremento neto en la capacidad de desulfuración centrada en la capacidad de destilado, pero también en una capacidad incremental de la gasolina y residuo de gasóleo al vacío como parte de los ajustes del sistema de refinación, y c) un aumento en la capacidad de apoyo prestado por las plantas de hidrógeno y azufre. Estos cambios y agregados reflejan, como se dijo antes, que el supuesto combustible asumido DMA de una ZCE es más bajo en azufre y un poco más ligero que el combustible mundial supuesto de DMB, lo que conduce a la combinación de desulfuración y modernización incrementales.

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

Capacidad nominal	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
	Caso base				Caso 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
Hidrocoqueo	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

Capacidad nominal	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
- 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)
Modernización	3.83	0.435	0.174	3.226	3.67	0.379	0.174	3.121	(0.16)	(0.056)	-	(0.105)
- Destilado conv/lis	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 al alto vacío, residuos (VGO/RESID)	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 (mmbfoed) ^a	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

a. Millones de barriles equivalentes de petróleo (mmbfoe).

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 modernización, desulfuración y tareas de apoyo de los procesos.

Cuadro 13. Emisiones de CO₂ por las actividades mundiales de refinación, 2030 (millones de toneladas anuales)

	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
	Caso Base				Caso ECA				Cambio			
Toneladas de CO ₂ Planta de EX H2	329	38	2	289	332	38	2	292	3	0	0	3
Toneladas de CO ₂ EX RFO	703	107	9	587	705	107	9	588	2	0	(0)	2
Toneladas de CO ₂ EX Flare Loss	52	10	1	41	52	10	1	41	(0)	0	-	(0)
Toneladas de CO ₂ EX SUL tail gas	4	1	0	3	4	1	0	3	0	0	-	0
Toneladas de CO ₂ EX FCC Coke	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

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 en el mercado abierto y los costos de suministro en cuatro sitios de envergadura. Los cambios reflejan el reequilibrio en materia de refinación que ocurriría en congruencia con el supuesto de los 2.98 millones de bpd de destilado marino al 0.1% de azufre tomado como el estándar de DMA de una ZCE frente al estándar supuesto de 0.5% de azufre del caso base (DMB). Como se dijo, la industria tiene que realizar una modernización incremental. Esto es necesario para producir el combustible DMA un poco más ligero que el DMB, pero ello trae aparejados aumentos en el suministro de otros flujos ligeros de gasolina, nafta y GLP de calidad. Por tanto, los precios de estos productos suelen disminuir de manera moderada. Como era de esperarse, los precios del DMA marino al 0.1% aumentarían y los del DMB global al 0.5% se reducirían debido al cambio del primer combustible por el segundo. Sin embargo, el mejoramiento requerido en la calidad del destilado medio mundial eleva precios y los costos de suministro de todos los demás combustibles destilados,

incluidos diésel de tierra adentro y queroseno jet. Los efectos en el combustible residual varían según la región.

Cuadro 14. Cambios de los precios del producto por región debido a la ZCE (dólares estadounidenses, de 2012, por barril)

	Costa del golfo de Estados Unidos	Costa oeste de Estados Unidos	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
Combustible mundial al 0.5% (DMB)	0.80	0.40	1.51	1.25
Combustible MGO 0.1% (DMA)	0.08	(0.21)	(0.72)	(1.20)
IFO 380 HS	0.14	(0.16)	(0.25)	(0.35)

El cuadro 15 toma los precios generados para cada producto en cada región del modelo y los multiplica por el volumen correspondiente a la demanda de ese producto en esa región, para luego sumar todas las regiones y presentar los efectos en los costos de suministro mundiales por categoría de producto principal. 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 del 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 evaluados en otras mediciones de

calidad de los combustibles.¹⁷ Desde otra perspectiva, los costos evaluados son mucho más bajos que los diferenciales de los precios por tonelada de U\$EU150-\$EU400 por tonelada que se han aplicado recientemente en el mercado entre el fueloil intermedio y los destilados marinos.¹⁸ De nueva cuenta, se espera un costo menor al evaluado 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 mundial de suministro de productos petroleros en 2030 excluyendo los costos internos de consumo de combustible para refinación (dólares estadounidenses de 2012)

	Millones diarios			Miles de millones al año
	Base	ZCE	Cambio	Cambio
Gas licuado del petróleo 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

Los resultados anteriores deben considerarse en el marco del contexto y de las premisas específicos del análisis emprendido. Hay varios factores que podrían haber modificado, sea al alza, sea a la baja, el costo incremental del suministro del producto; entre otros, los siguientes:

1. Como se dijo, suponiendo que el combustible mundial al 0.5% de azufre fuera DMA y, por tanto, que el cambio fuese únicamente de DMA al 0.5% de azufre al DMA al 0.1% de azufre (frente al cambio de DMB al 0.5% de azufre a DMA al 0.1% de azufre que se supuso), ello habría reducido los costos evaluados.
2. A la inversa, suponiendo 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, las formulaciones que suelen ser una forma de gasóleo intermedio o híbrido o al vacío (como el ExxonMobil HDME 50), o bien una forma de fueloil intermedio (con frecuencia entre 80 y 200 centistokes [cSt]), habrían tal vez incrementado el costo de conversión al estándar de ZCE frente a los evaluados. El grado del aumento del costo habría dependido, en gran medida, de si los combustibles al 0.5% de azufre podrían haberse convertido de manera directa mediante

¹⁷ Los estudios emprendidos en el tema de costos en iniciativas de cambio de calidad de diésel y gasolina han resultado, con frecuencia, en costos evaluados del orden de uno a tres dólares estadounidenses (\$EU) por barril, pero la mayoría de dichos estudios se emprendieron durante periodos de precios más bajos de petróleo crudo que los aplicados en el escenario utilizado aquí. Si se hubiesen aplicado precios más altos del crudo, los costos evaluados también habrían sido más altos.

¹⁸ El extremo inferior del rango más bajo 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.

- 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 modernizarlos) con el combustible destilado tipo DMA al 0.1% de azufre. Una evaluación de esa naturaleza estuvo fuera del alcance del presente análisis. Además, al tiempo que varias formulaciones de combustible nuevas se encuentren ya en el mercado, impulsadas por el nuevo estándar de ZCE, es hasta ahora cuestionable si podrían ofrecerse en volúmenes suficientes como para convertirlas en el combustible de uso general o bien de una ZCE. En otras palabras, suponer que los destilados marinos se usen como combustibles en el mundo y en las ZCE parece ser una premisa realista y conservadora del 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. En este análisis, debido a que se estableció un plazo para 2030, se supuso que el caso base de la industria mundial se hubiese ya convertido al estándar de azufre al 0.5%, es decir, que ésta ya hubiese hecho “el trabajo pesado” de convertir la mayoría del fueloil intermedio alto en azufre en uno bajo en azufre (0.5%) de destilado marino. Una evaluación centrada en la aplicación de una ZCE en 2020 o 2025 mostraría el efecto en costo de cambiar la mezcla actual (con un máximo de azufre en el fueloil intermedio de 3.5%) por una de 0.1% del combustible destilado de azufre de una ZCE. Como se mencionó, los diferenciales que se han aplicado en el mercado son de \$EU150-\$EU400 por tonelada y son más indicativos de lo que el costo habría sido en esas circunstancias.

El uso del volumen muy alto de combustible de la ZCE de México (2.98 mbd, 150.7 millones de tpa para 2030), como fue proyectado por 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) diarios. Sin embargo, EnSys considera que el costo en dólares de barriles o toneladas de combustible convertido habría sido menor, ya que se habrían necesitado los mismos cambios de clases y mezcla en los procesos de refinación.

3.3 Costos de suministro de 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 más amplias derivadas del cambio de 2.98 mbd al estándar de ZCE que a los volúmenes de combustible marino vendidos en México *per se*, porque éstos se proyectaron como 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).

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

	Caso base 2030	Caso 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 (todas las regiones, todos los combustibles) de un cambio del combustible que se consumiría en 2030 en una zona de control de emisiones (ZCE) en México de 200 millas náuticas por otro estándar al 0.1% de azufre (requerido por una ZCE). El análisis comprendió un caso base y un caso ZCE. En el primero se dio por hecho que ya se había aplicado el estándar mundial de azufre al 0.5% de la OMI. Como aún hay gran incertidumbre sobre si cualesquiera formulaciones que no sean destilados marinos pueden alcanzar, en escala, el estándar con 0.5% de azufre, y para ser conservadores respecto del potencial futuro de los depuradores de gases, la mezcla de combustible marino del caso base supuso que el estándar al 0.5% se cumpliría más que nada con el uso de combustible destilado de azufre marino al 0.5%. Otro supuesto, en parte para ser conservadores y en parte para marcar un contraste entre los combustibles globales y los de una ZCE, fue que el combustible mundial al 0.5% de azufre sería DMB, en tanto que el de la ZCE sería DMA al 0.1% de azufre.

El consumo mundial de combustible marino para 2030 se proyectó mediante la aplicación de los datos del estudio *IMO 3rd GHG* publicado en julio de 2014, en concreto usando el promedio de los

cuatro escenarios BAU (de seguir las tendencias actuales) de la OMI como base de la demanda de 2030. Esto condujo a una proyección de la demanda mundial de combustible marino de 7.86 millones bpd (en contraste con el caso base de 5.5 millones bpd de la OIM) en 2011-2012. En aras de ser congruentes con el estudio paralelo de modelización atmosférica realizado por MCE2, en el presente análisis de combustibles se usaron los cálculos para 2030 que ese centro realizó para el volumen de combustible de una ZCE mexicana. La proyección se tomó del trabajo de *Energy Environmental Research Associates* (EERA) y se hizo equivalente a los 2.98 millones de bpd. EnSys considera esta cifra muy elevada, pero aun así la aplicó mediante la distribución del volumen de conversión a ZCE en casi todas las regiones del mundo (reflejando, así, un escenario más parecido al que se presentaría si entraran en operación varias zonas de control de emisiones).

Se aplicaron premisas de refinación, suministro, demanda, calidad y transporte congruentes con las citadas cifras de demanda de combustible marino en el marco del caso de referencia del *International Energy Outlook* de la EIA de 2014. Se prestó particular atención a México, incluido su sistema de refinación, producción de crudo, demanda del producto y ventas de combustible marino. Se encontró que estas últimas fueron relativamente menores: un total aproximado, en 2014, de 14,000 bpd (básicamente diésel marino) compuesto por las estadísticas de Pemex más las ventas listadas en el rubro de exportaciones que fueron, de hecho, mezclas vendidas por los distribuidores locales como fueloil intermedio.

Los resultados obtenidos correspondieron al cambio de 2.98 millones bpd de combustible al 0.5% de azufre global (supuesto de calidad DMB) a combustible con contenido de 0.1% de azufre para una ZCE (supuesto de calidad DMA). Se tenía previsto que este cambio aumentaría las inversiones mundiales en refinación en \$EU6,400 millones (de 2012) frente al caso base. Las capacidades agregadas resultantes correspondieron a la modernización de la capacidad de las plantas de desulfuración e hidrógeno y azufre, aunque también a la capacidad adicional de modernización (ello es así porque el DMA es un producto un poco más ligero que el DMB). Los cambios de capacidad se evaluaron como necesarios en todas las regiones del mundo (sin olvidar que, como se dijo, el cambio a combustible de ZCE se distribuyó, por necesidad, a través de dichas regiones). Los efectos en el sistema de refinación de México fueron menores, lo que era de esperarse, ya que el volumen de combustible marino vendido en el país se consideró bajo.

Los ajustes al sistema de refinación se proyectaron aplicando precios crecientes de los combustibles marinos (el mundial con 0.5% de azufre a la baja y el de una ZCE [0.1%] al alza debido al cambio de volumen, aunque un incremento neto), pero también precios crecientes de otros productos destilados, es decir, diésel o gasóleo y queroseno jet en tierra. Estos incrementos se compensaron parcialmente por bajas en los precios de los productos más ligeros (GLP, nafta, gasolina), pero el efecto neto se estimó como un incremento en los costos mundiales totales de suministro (todas las regiones, todos los productos) de un poco más de \$EU4,000 millones (de 2012) anuales.

Esta evaluación se presta, claramente, a diversos supuestos. Partiendo de una brecha de calidad más estrecha entre los niveles mundial y de ZCE (es decir, ambos de DMB o DMA frente al asumido mundial DMB y ZCE), se habría reducido el costo incremental del suministro asociado al cambio de combustible. A la inversa, suponiendo alguna mezcla en el caso base de otras formulaciones, como fueloil intermedio o bajo en azufre (gasóleo de vacío), los costos de conversión habrían aumentado. En el supuesto de un volumen menor a los 2.98 millones de bpd tomados del análisis de EERA, se habrían reducido los costos totales anuales asociados en dólares en proporción similar, pero tal vez habrían reducido moderadamente los costos por barril o tonelada, ya que se habría necesitado la misma mezcla de cambios en el proceso de refinación. Los efectos evaluados para 2030 en los costos de suministro del producto en México se proyectaron como menores, en concordancia con el volumen limitado de combustible marino vendido en el país.

5 Referencias bibliográficas

- Argus Media (2015), *Pemex shelves refinery upgrades, hints payroll cut*, 16 de febrero, disponible en: www.argusmedia.com/News/Article?id=993815.
- ICCT (2012), “Technical and Economic Analysis of the Transition to Ultra-Low Sulfur Fuels in Brazil, China, India and Mexico”, preparado por Hart Energy and MathPro, Inc., para International Council on Clean Transportation [Consejo Internacional sobre Transporte Limpio], octubre.
- OMI (2014), “Reduction of GHG Emissions from Ships”, *Third IMO GHG Study 2014*, Organización Marítima Internacional (OMI), 25 de julio, disponible en: [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).
- EERA (2012), *Ship Emissions Inventory Scenarios for U.S. – Mexico technical Exchange on reducing shipping emissions*, 5_MemorandumforBattelle_17December2012.pdf.
- Ana Isabel Martínez (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
- Laurence Illif (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.
- 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&eyid=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 (2014) *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&eyid=2013&unit=TBPD
- EIA (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), US Environmental Protection Agency, EPA [Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos], *EPA Report EPA-160-R-15-001*, mayo.