

# **Proyecto de Prospectiva Trilateral de Energía 2015**

Diciembre de 2015

*Elaborado por:*

*The National Energy Board Canada*

*Secretaría de Energía de México*

*U.S. Energy Information Administration*

Este informe fue preparado en apoyo de la Cooperación de América del Norte en Información Energética por la National Energy Board (NEB), la Secretaría de Energía (SENER) de México, y la Energy Information Administration (EIA). Los resultados no necesariamente reflejan las perspectivas individuales de cada país; el conjunto de resultados no refleja un modelo integrado de los tres países y puede contener inconsistencias aún por resolverse

## Contactos

Preguntas generales sobre el informe pueden ser dirigidas a:

The National Energy Board Canada , Abha Bhargava, Director, Energy Integration team  
([abha.bhargava@neb-one.gc.ca](mailto:abha.bhargava@neb-one.gc.ca), 403 299 3171)

Secretaría de Energía de México (SENER), Luis Gerardo Guerrero Gutiérrez, Director de Integración de  
Prospectivas ([lguerrero@energia.gob.mx](mailto:lguerrero@energia.gob.mx), +52 (55) 5000 6000 Ext. 2477)

U.S. Energy Information Administration, Angelina LaRose, Team Lead, Natural Gas Markets Team  
([Angelina.LaRose@eia.gov](mailto:Angelina.LaRose@eia.gov), 202/586-6135).

## Contenido

Contactos.....	3
Proyecto de Prospectiva Trilateral de Energía 2015.....	5
Introducción .....	5
Contexto y Motivos.....	5
Prospectivas y Sistemas de modelación .....	5
Alcance del presente esfuerzo .....	7
Puntualizaciones .....	7
Resultados.....	8
Petróleo crudo .....	9
Petrolíferos y otros líquidos .....	12
Gas natural .....	15
Electricidad.....	18
Principales hallazgos.....	21
Anexos.....	21

# Proyecto de Prospectiva Trilateral de Energía 2015

## Introducción

### Contexto y Motivos

Conforme la infraestructura física a través de América del Norte sigue ampliándose, los mercados energéticos de Canadá, México y los Estados Unidos de América (EUA) se vuelven cada vez más interdependientes. Además, dado que muchos energéticos están incluidos en el libre comercio, los tres países vecinos se constituyen mutuamente como sus más grandes mercados para la importación y exportación de estos productos. Su proximidad geográfica también ha dado pie a cierto grado de integración del mercado – por ejemplo, los mercados regionales de energía se extienden a través de la frontera de Canadá/EUA, ampliando el mercado en ambos países. Asimismo, el aislamiento geográfico de América del Norte crea barreras comerciales con el resto del mundo para productos energéticos como el gas natural y la electricidad, mientras que otros productos energéticos, tales como el petróleo crudo y los petrolíferos se transportan más fácilmente por agua. Como resultado, México, Canadá y los EUA pueden comprenderse como un solo mercado regional de energía (semi integrado) con flujos internos de productos y vínculos externos para con el resto del mundo. Por ejemplo, la mayor parte del crudo que exportan México y Canadá llega a las refinerías de los EUA; y estos vecinos satisfacen gran parte de las importaciones de crudo de los EUA. Estados Unidos de América también exporta volúmenes relativamente grandes de petrolíferos, tanto a Canadá como a México. El comercio neto en crudo y petrolíferos entre estos tres países y el resto del mundo es relativamente modesto en comparación. El gas natural generalmente sigue un patrón de flujo de norte a sur en una base neta desde Canadá a los EUA y a México.

Los gobiernos de estos tres países elaboran prospectivas de energía con miras al futuro entendiendo y anticipando el futuro de los mercados energéticos al interior de sus fronteras. Cada prospectiva hace suposiciones explícitas o implícitas sobre otros mercados energéticos de América del Norte, incluyendo precios, crecimiento de la infraestructura y flujos comerciales de productos. Algunas de estas suposiciones se basan en datos históricos que Canadá, México y los Estados Unidos de América envían a la Agencia Internacional de Energía (AIE, por sus siglas en inglés), o hacen referencia a las prospectivas publicadas por los otros países. Sin embargo, las prospectivas nacionales de energía usualmente han sido preparadas de forma independiente, a pesar de las importantes conexiones de los mercados físicos entre los tres países. En el Memorándum de Entendimiento Trilateral, uno de los subgrupos fue creado con el objetivo de mejorar la coordinación y el entendimiento de las prospectivas nacionales y de los sistemas de modelación (Subgrupo C).

### Prospectivas y Sistemas de modelación

**Canadá.** La Oficina Nacional de Energía (NEB, por sus siglas en inglés) ha estado preparando con regularidad proyecciones de oferta y demanda a largo plazo desde 1967. En su última prospectiva, *El futuro energético de Canadá 2015: Proyecciones de oferta y demanda hasta el 2040*<sup>1</sup> (EF2015), se

---

<sup>1</sup> (*Canada's Energy Future 2015: Energy Supply and Demand Projections to 2040*) En vías de publicación; podrá encontrarse en [www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca).

prospecta la oferta y la demanda para Canadá hasta el 2040. Estas prospectivas se elaboran usando el Sistema de Modelación de Futuros Energéticos (Energy Futures Modeling System) de la NEB, el cual contiene diversos módulos de oferta y demanda que interactúan para obtener la prospectiva a un nivel provincial y territorial. Los módulos de oferta incluyen modelos de producción de crudo de arenas bituminosas, y de crudo no proveniente de arenas bituminosas, de gas natural y de líquidos del gas natural, que se desarrollan dentro de la NEB. ENERGY 2020, un modelo energético integral desarrollado por Systematic Solutions Incorporated, crea las proyecciones de la demanda y de electricidad. Las proyecciones de la demanda se hacen a través de cuatro sectores generales, y cada uno de éstos tiene varios subsectores: residencial, comercial, industrial (incluyendo producción de gas y petróleo) y transporte. Un analista macroeconómico externo, el Centre for Spatial Economics (C4SE), proporciona la prospectiva macroeconómica.

**México:** La Secretaría de Energía es la responsable de la publicación anual de las prospectivas de energía, con una proyección de aproximadamente 15 años a futuro (actualmente hasta el 2029). Varias agencias participan en el desarrollo de los pronósticos de la oferta y la demanda para hidrocarburos y electricidad. La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) es la responsable de las proyecciones de producción de gas y petróleo basadas en las estimaciones proporcionadas por Petróleos Mexicanos (Pemex). El modelo de refinación de México incluye detalles sobre el transporte de productos derivados del petróleo para arrojar proyecciones sobre las capacidades de logística y de procesamiento, proceso del petróleo, importación de petrolíferos y producción. El modelo del Sistema de Transporte de Gas Natural utiliza entradas de precios, demanda, capacidad, infraestructura y especificaciones para obtener los resultados de las capacidades de logística y de procesamiento y los balances de gas-líquidos.

Se utilizan modelos específicos para cada sector de la demanda – transporte, industrial, residencial, servicios de autoabastecimiento de electricidad, transporte aéreo, demanda ferroviaria, y agrícola – para así proyectar las demandas de combustible por producto, región e industria.

La compañía nacional de electricidad, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), utiliza una serie de modelos para obtener los pronósticos de la demanda de electricidad por sector – residencial, comercial, alumbrado público, bombeo de agua, riego, gran y mediana industria- y región. México también usa PLEXOS para el modelo de expansión de la capacidad de los sistemas de energía y así estimar la capacidad de expansión, la confiabilidad de generación asociada del sistema, impactos ambientales, asignación de unidades y despacho económico, suficiencia y alza de los ingresos, expansión de las líneas de transmisión, margen de reserva e impacto de las fuentes intermitentes de energía.

**Estados Unidos de América de América:** La Administración de Información Energética (Energy Information Administration, EIA) de los Estados Unidos de América elabora la Prospectiva Anual de Energía (Annual Energy Outlook, AEO) utilizando el Sistema Nacional de Modelación de Energía (National Energy Modeling System, NEMS). La AEO más reciente fue publicada en abril del 2015, con proyecciones al 2040.

En general, el NEMS representa el comportamiento de los mercados energéticos y sus interacciones con la economía de los EUA. El modelo obtiene un balance oferta/demanda en las regiones de demanda de

uso final – determinadas como las nueve divisiones del Censo o regiones específicas del modelo (i.e., regiones de refinación)-, al determinar los precios de cada tipo de energía que equilibren la cantidad de energía que los productores estén dispuestos a proveer con la cantidad que demanden los consumidores. El sistema refleja la economía de los mercados, la estructura de la industria y las políticas energéticas y regulaciones existentes que tienen influencia sobre el comportamiento del mercado.

El NEMS consta de cuatro módulos de oferta: gas y petróleo, transporte y distribución del gas natural, mercado del carbón y combustibles renovables; dos módulos de conversión: mercado eléctrico y mercado de petróleo; cuatro módulos de demanda final: residencial, comercial, industrial y transporte; un módulo que refleja la actividad macroeconómica; un módulo que simula los mercados energéticos internacionales; y un módulo que sustenta el mecanismo para obtener un equilibrio general del mercado entre todos los demás módulos.<sup>2</sup>

### **Alcance del presente esfuerzo**

Las actividades durante los primeros seis meses del esfuerzo Trilateral para el Subgrupo C incluyeron reuniones regulares de los miembros de las partes para lograr un mejor entendimiento de los respectivos marcos de trabajo de la modelación. Una pieza central en estas pláticas fue la comparación de las proyecciones oficiales actuales de cada país, enfocándose particularmente en comprender el comercio transfronterizo. Dadas ciertas limitaciones en torno a los resultados prospectivos, se usaron las exportaciones netas como aproximaciones cuando fue necesario. Los resultados y actividades del debate durante la primera mitad del año se incluyeron en un reporte que documenta los 180 días, y que ha sido compartido con los representantes de los Ministerios y Secretarías de cada país.

El presente reporte prolonga el esfuerzo previo utilizando una serie de supuestos comunes para los tres países, al tiempo que se mantienen los respectivos modelos y métodos utilizados por cada uno de ellos para preparar sus prospectivas nacionales. La Prospectiva Trilateral de Energía resultante se presenta aquí con el propósito de comparar e identificar las áreas en las que una coordinación y un entendimiento más extensos podrían rendir más beneficios mutuos. Los supuestos compartidos, ya sean supuestos o resultados del Caso de referencia de la AEO2015 de la EIA, se implementaron en los marcos de trabajo de modelación de Canadá y de México y se encuentran enlistados en el Anexo. Estos supuestos incluyen precios internacionales de petróleo, el precio del gas natural Henry Hub y el crecimiento del producto interno bruto de los EUA.

Si bien los modelos de Canadá y de los EUA sustentan proyecciones que se extienden hasta el año 2040, el período de proyección de la Prospectiva Trilateral de Energía cubre sólo hasta el 2029, que es el último año del horizonte de planeación de México.

### **Puntualizaciones**

El Proyecto de Prospectiva Trilateral de Energía 2015 brinda un compendio de resultados individuales obtenidos a partir de los modelos nacionales de energía que emplean Canadá, México y de los Estados Unidos de América en la preparación de la prospectiva oficial de energía de cada país. Las simulaciones

---

<sup>2</sup> Para un resumen completo del NEMS consultar:  
[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/nems/overview/pdf/0581\(2009\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/nems/overview/pdf/0581(2009).pdf).

de los modelos canadiense y mexicano están basadas en una serie de supuestos comunes, principalmente supuestos o resultados de la AEO2015 de la EIA. Es importante notar que el uso de estos supuestos del modelo conjunto en las entradas no representa un respaldo implícito o explícito de dichos supuestos por parte de ninguno de los tres países, y los resultados individuales a nivel país, presentados en este documento, pueden diferir significativamente de las prospectivas publicadas nacionalmente.

Este ejercicio se emprendió para comprender mejor las dinámicas de los sistemas de modelación de energía de cada país utilizando una serie de supuestos comunes, pero no refleja resultados de un modelo de energía integrado de América del Norte. Los resultados no deben interpretarse como una prospectiva oficial para ninguno de los miembros Trilaterales. Asimismo, ya que no se vincularon los modelos de energía individuales para proveer retroalimentación de un modelo a otro, algunos de los resultados del modelo, incluyendo flujos comerciales, son inconsistentes entre los modelos.

Incluso si los supuestos comunes usados en la Prospectiva Trilateral de Energía 2015 se basaron en la AEO2015 de la EIA, los resultados para México y Canadá pueden diferir de sus respectivas prospectivas y no debe suponerse que estén de ningún modo respaldadas por las agencias de energía de estos países. Por estructura, la prospectiva de los EUA en la Prospectiva Trilateral de Energía es idéntica a la AEO2015. Para conocer las prospectivas oficiales de México y de Canadá, consúltense las Prospectivas de Energía de México y la EF2015, respectivamente.

## **Resultados**

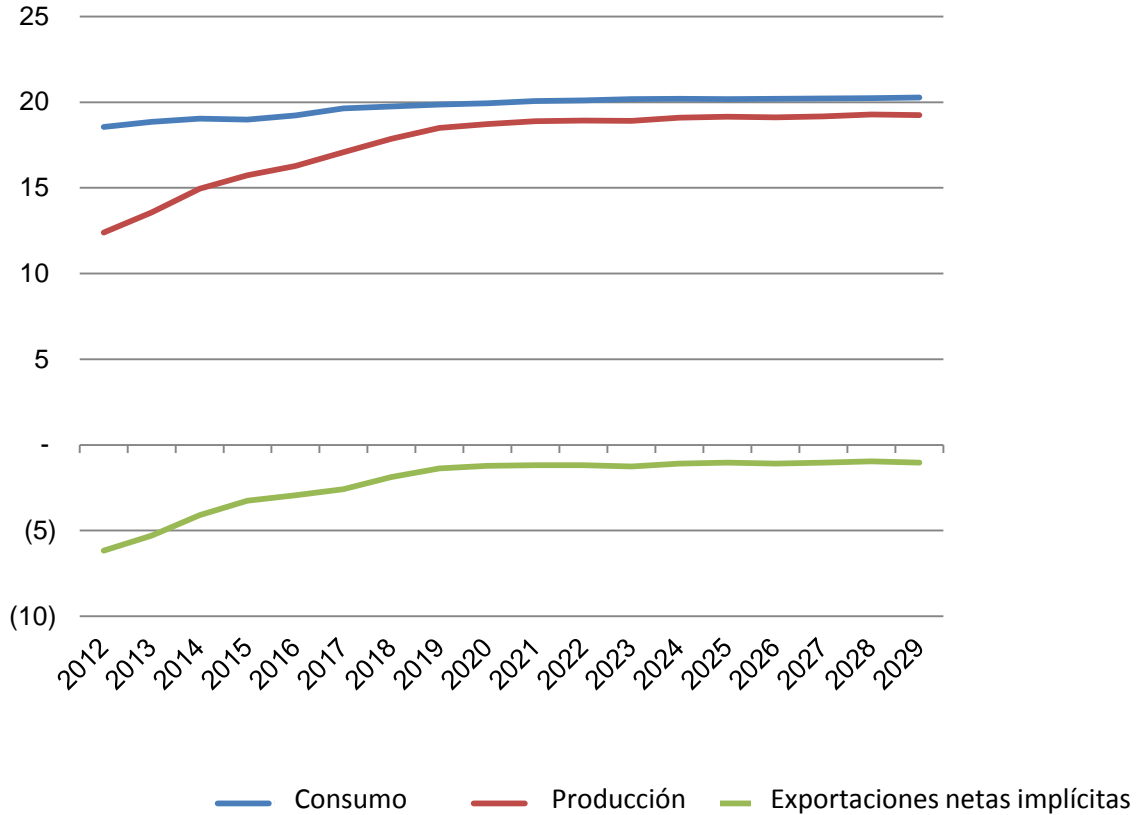
Durante el período de proyección, el crecimiento de la producción, tanto del crudo, como del gas natural superan el crecimiento del consumo, reduciendo las importaciones de la región Trilateral en conjunto (Canadá, México, y los Estados Unidos de América).



## Petróleo crudo

### Visión general del petróleo crudo:

Prospectiva conjunta basada en las estimaciones proporcionadas independientemente por cada país  
millones de barriles diarios

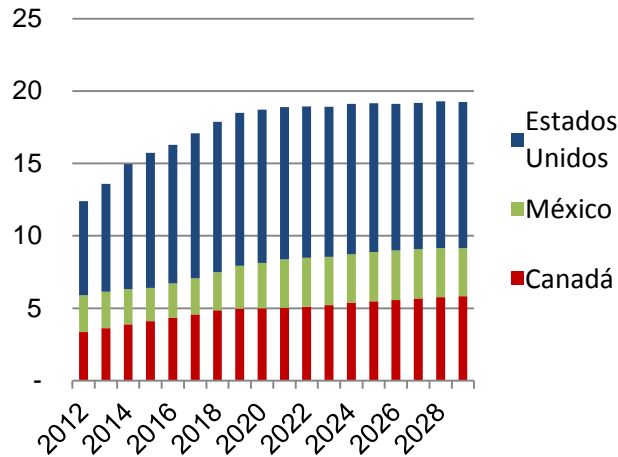


Nota: Las exportaciones netas implícitas equivalen a la producción menos el consumo.

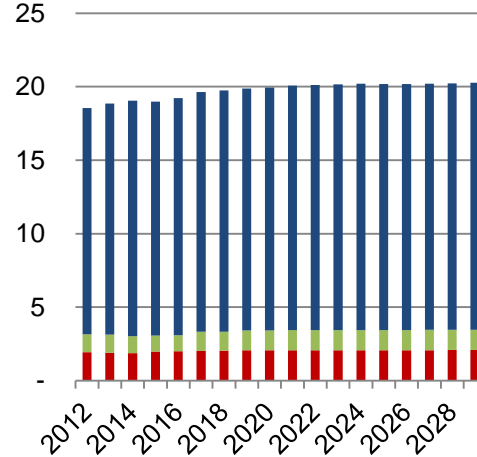
Aclaración: Las estimaciones fueron proporcionadas por cada país utilizando una limitada serie de supuestos comunes y no necesariamente reflejan las perspectivas individuales de cada país; el conjunto de resultados no refleja un modelo integrado de los tres países y puede contener inconsistencias aún por resolverse.

A pesar de un crecimiento del 7% en el consumo total de petróleo crudo como insumo para las refinerías en Canadá, México y los Estados Unidos de América del 2013 al 2029, se proyecta que las importaciones netas en la región Trilateral decaigan en un 97% ya que la producción de petróleo crudo aumenta en un 42% durante el mismo período de tiempo.

**Producción de petróleo crudo**  
millones de barriles diarios



**Requerimientos de petróleo crudo como insumo**  
millones de barriles diarios



Aclaración: Las estimaciones fueron proporcionadas por cada país utilizando una limitada serie de supuestos comunes y no necesariamente reflejan las perspectivas individuales de cada país; el conjunto de resultados no refleja un modelo integrado de los tres países y puede contener inconsistencias aún por resolverse.

**Canadá:** En la Prospectiva Trilateral de Energía, la producción de petróleo crudo crece de forma sostenida alcanzando 5.0 millones de barriles diarios (b/d) en 2019 y 5.8 millones b/d en 2029. Este crecimiento es impulsado por el incremento en la producción de las arenas bituminosas en Alberta, que será de 4.2 millones b/d en 2029 y representará el 71% de la producción total de Canadá, aumentando su participación que fue del 61% en 2013. El petróleo crudo no proveniente de arenas bituminosas, incluyendo petróleo de formaciones compactas (tight oil), permanece constante durante la proyección, variando entre 1.6 y 1.7 millones de b/d. Durante el período prospectivo, los requerimientos de petróleo crudo como insumo para las refinerías muestran un crecimiento menor, ya que se asumen mejoras en la eficiencia y una adición de 50 mil b/d provenientes de la Northwest Upgrader en Alberta en 2018.

**México:** La reciente Reforma Energética permite la participación de terceras partes (inversión privada), removiendo así las barreras que anteriormente restringían la producción de gas y petróleo a Pemex, e impulsando un aumento en la producción para el período de proyección. Se espera que la producción de petróleo incremente de 2.5 millones b/d en 2013 a 3.3 millones b/d en 2029, con un pico de producción de 3.4 millones b/d en 2026.

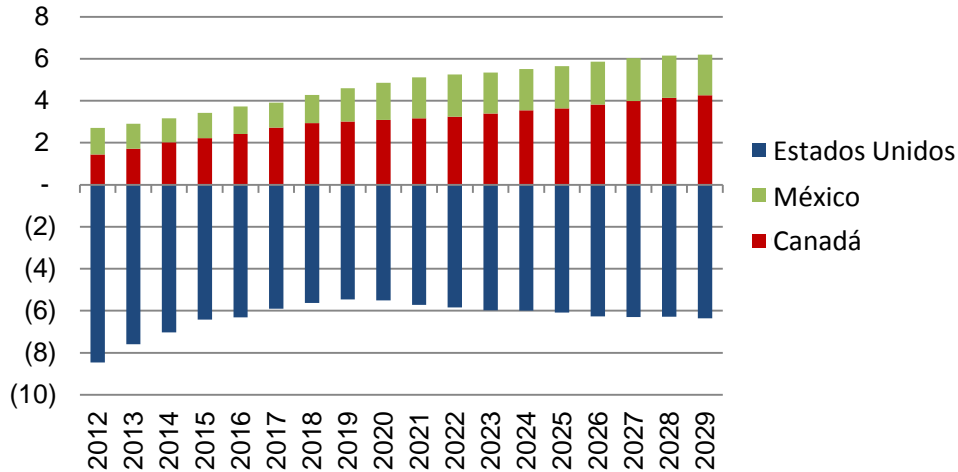
Si bien el sector de refinación de México ya está abierto a la inversión privada, las proyecciones en esta prospectiva no asumen una expansión de la capacidad de destilación atmosférica. En cambio, se espera que la producción de destilados ligeros e intermedios crezca durante la proyección por la adición de capacidad en coquización retardada, aumentando la participación del crudo pesado que se refina y la tasa de utilización de las refinerías.

**Estados Unidos de América:** A lo largo de las proyecciones de la EIA, el crecimiento en la producción de petróleo crudo está encabezado por la producción proveniente de formaciones compactas, con una producción total de petróleo crudo que alcanza su pico en 2020 con 10.6 millones b/d. En el Caso de

referencia de la AEO2015, la actual ventaja competitiva de los Estados Unidos de América en refinación de petróleo, comparada con el resto del mundo, se mantiene durante el período prospectivo.

### Exportaciones netas de petróleo crudo

millones de barriles diarios



Aclaración: Las estimaciones fueron proporcionadas por cada país utilizando una limitada serie de supuestos comunes y no necesariamente reflejan las perspectivas individuales de cada país; el conjunto de resultados no refleja un modelo integrado de los tres países y puede contener inconsistencias aún por resolverse.

**Canadá:** Las exportaciones netas de petróleo crudo provenientes de Canadá incrementan de 1.7 millones b/d en 2013 a 4.3 millones b/d en 2029 debido al modesto crecimiento de los requerimientos nacionales de insumos. En la Prospectiva Trilateral de Energía, no se hicieron suposiciones sobre proyectos futuros de oleoductos para exportación fuera de Canadá. Una capacidad insuficiente de los oleoductos de petróleo crudo podría llevar a un aumento en el uso de alternativas más costosas tales como el ferrocarril, lo que bajaría la producción al disminuir los netbacks a los productores del oeste de Canadá.

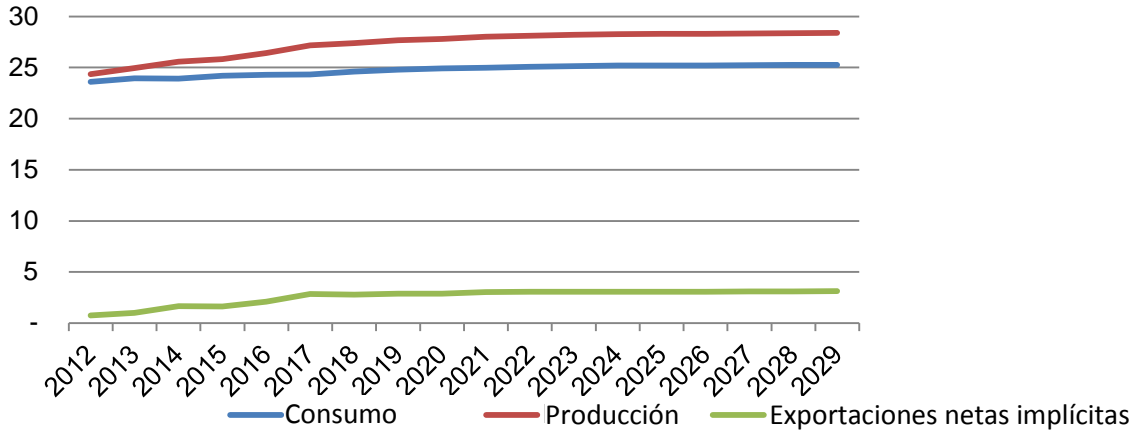
**México:** Al aumentar la producción, también incrementan las exportaciones de petróleo crudo, alcanzando un máximo de 2.0 millones b/d en 2027, para después reducirse marginalmente a 1.9 millones b/d hacia el final del periodo de proyección.

**Estados Unidos de América:** Las importaciones netas de petróleo crudo caen de 7.6 millones b/d en 2013 (48% del consumo nacional total) a 6.4 millones b/d en 2029, después de alcanzar un nivel mínimo de 5.5 millones b/d en 2019, como resultado del incremento en la producción nacional de petróleo crudo. Las restricciones sobre las exportaciones de petróleo crudo provenientes de los Estados Unidos de América se mantienen sin modificaciones a lo largo de la proyección.

## Petrolíferos y otros líquidos

### Petrolíferos y otros líquidos:

Prospectiva conjunta basada en las estimaciones proporcionadas independientemente por cada país  
millones de barriles diarios

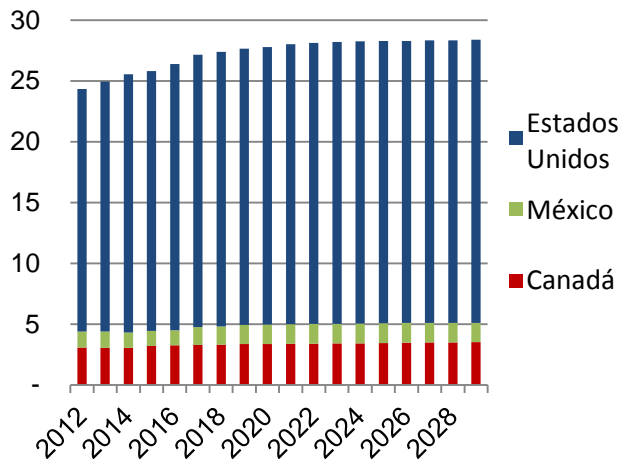


Nota: Las exportaciones netas implícitas equivalen a la producción menos el consumo.

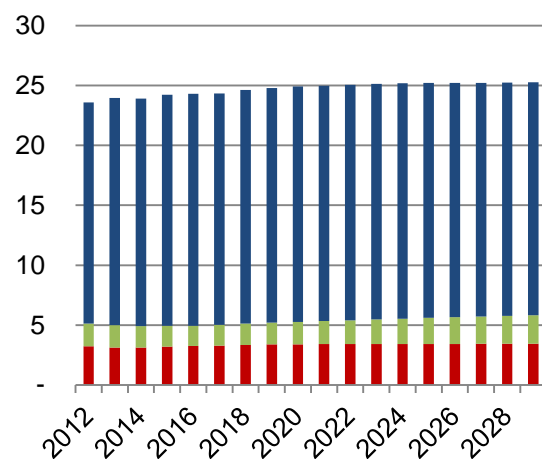
Aclaración: Las estimaciones fueron proporcionadas por cada país utilizando una limitada serie de supuestos comunes y no necesariamente reflejan las perspectivas individuales de cada país; el conjunto de resultados no refleja un modelo integrado de los tres países y puede contener inconsistencias aún por resolverse.

Los aumentos en la producción de petrolíferos y otros líquidos en Canadá, México y los Estados Unidos de América, particularmente al inicio del período de proyección, mantienen altos niveles de las exportaciones netas mientras el consumo se nivela.

### Producción de petrolíferos y otros líquidos millones de barriles diarios



### Consumo de petrolíferos y otros líquidos millones de barriles diarios



Aclaración: Las estimaciones fueron proporcionadas por cada país utilizando una limitada serie de supuestos comunes y no necesariamente reflejan las perspectivas individuales de cada país; el conjunto de resultados no refleja un modelo integrado de los tres países y puede contener inconsistencias aún por resolverse.

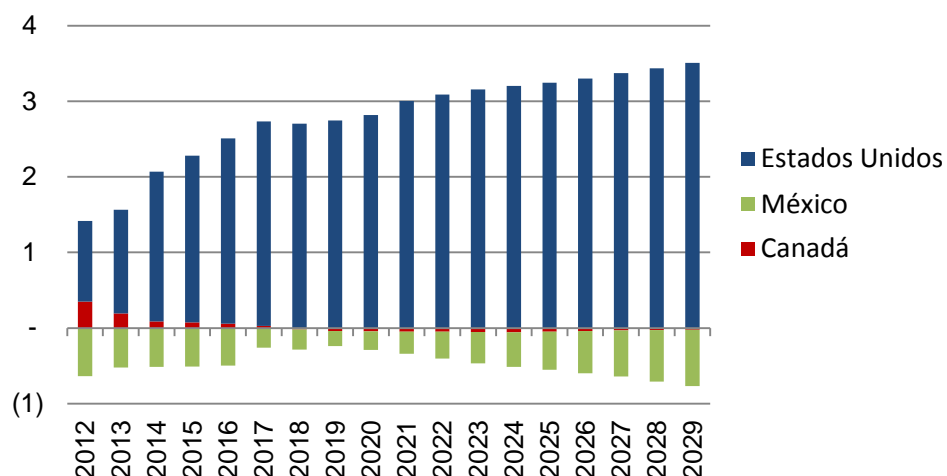
**Canadá:** La producción de petrolíferos y otros líquidos de Canadá se incrementa 15% durante el período de proyección, alcanzando 3.5 millones b/d en 2029. En gran medida, este crecimiento puede atribuirse al aumento en la producción de propano y butano, relacionado con el aumento en la producción de gas natural. La mayor parte de los incrementos en la producción de etano, asociados con el aumento de los volúmenes de gas natural, son re-inyectados a los gasoductos, pero esta re-inyección de etano podría reducirse si la capacidad petroquímica basada en etano se expandiera en un futuro. El crecimiento en la producción de petrolíferos es relativamente baja debido al mínimo aumento de la capacidad de refinación durante el período prospectivo. El consumo se incrementa a una tasa anual de 0.6% durante este mismo período y alcanza 3.5 millones b/d, ya que los aumentos en los sectores de transporte de carga e industrial sobrepasan las reducciones en el transporte de pasajeros.

**México:** Actualmente se están instalando procesos de conversión profunda en las refinerías, por lo que la producción de petrolíferos y otros líquidos aumentará como resultado este mejoramiento. La prospectiva asume que las adiciones de los procesos de coquización retardada en tres refinerías estarán concluidas para 2021.

Se espera que la producción de refinerías alcance su nivel más bajo en 2015 –durante este trabajo de mejoramiento- con 1.2 millones b/d de producción. Se espera que después de 2015 la producción de refinerías crezca de manera continua, alcanzando un pico de 1.6 millones b/d en 2019, y manteniendo este nivel a lo largo del resto del período de proyección. Las adiciones de procesos mejorarán la tasa de utilización de las refinerías, que ha sido más baja que la de refinerías con unidades de conversión profunda. La demanda de combustóleo de la compañía de energía eléctrica en México está bajando, y los mercados alternativos son limitados. Conforme las unidades de coquización retardada entren en operación, la producción de combustóleo se reducirá significativamente.

**Estados Unidos de América:** La producción de petrolíferos en las refinerías de los Estados Unidos de América depende mucho del costo del petróleo crudo, de la demanda nacional y de la ventaja competitiva de las exportaciones de derivados de petróleo en mercados internacionales. En el Caso de referencia de la AEO2015, la producción de componentes para mezclas de gasolina en refinerías de los Estados Unidos de América se reduce de 7.9 millones b/d en 2013 a 7.3 millones b/d en 2029, como respuesta a una caída en la producción de petróleo crudo de los Estados Unidos de América, precios más altos del petróleo crudo y una demanda más baja. La producción de diésel aumenta a 5.1 millones b/d en 2029. El consumo de los Estados Unidos de América de petróleo y otros líquidos -un total de 19.0 millones b/d en 2013- aumentará a 19.6 millones b/d en 2029. En el sector transporte, que continúa encabezando la demanda de petróleo y otros líquidos, hay un cambio de gasolina a destilados (diésel). La producción de líquidos del gas natural (NGPL, por sus siglas en inglés) incluyendo: etano, propano, butano, isobutano y gasolina natural, aumenta de 2013 a 2029. La mayor parte del aumento temprano en la producción de NGPL está relacionada con el desarrollo continuo de áreas con alto contenido en líquidos en las formaciones Marcellus, Utica y Eagle Ford.

### Exportaciones netas de petrolíferos y otros líquidos millones de barriles diarios



Aclaración: Las estimaciones fueron proporcionadas por cada país utilizando una limitada serie de supuestos comunes y no necesariamente reflejan las perspectivas individuales de cada país; el conjunto de resultados no refleja un modelo integrado de los tres países y puede contener inconsistencias aún por resolverse.

**Canadá:** Las exportaciones de petrolíferos y otros líquidos, aunque pocas, dejan de ser neto positivas para ser, en 2018, neto negativas, ya que la demanda de líquidos crece, pero la capacidad de refinería se mantiene relativamente constante. El aumento de las exportaciones de propano y butano ayudará a que las importaciones se equilibren durante la proyección, con exportaciones netas que alcanzan los -0.02 millones b/d para 2029.

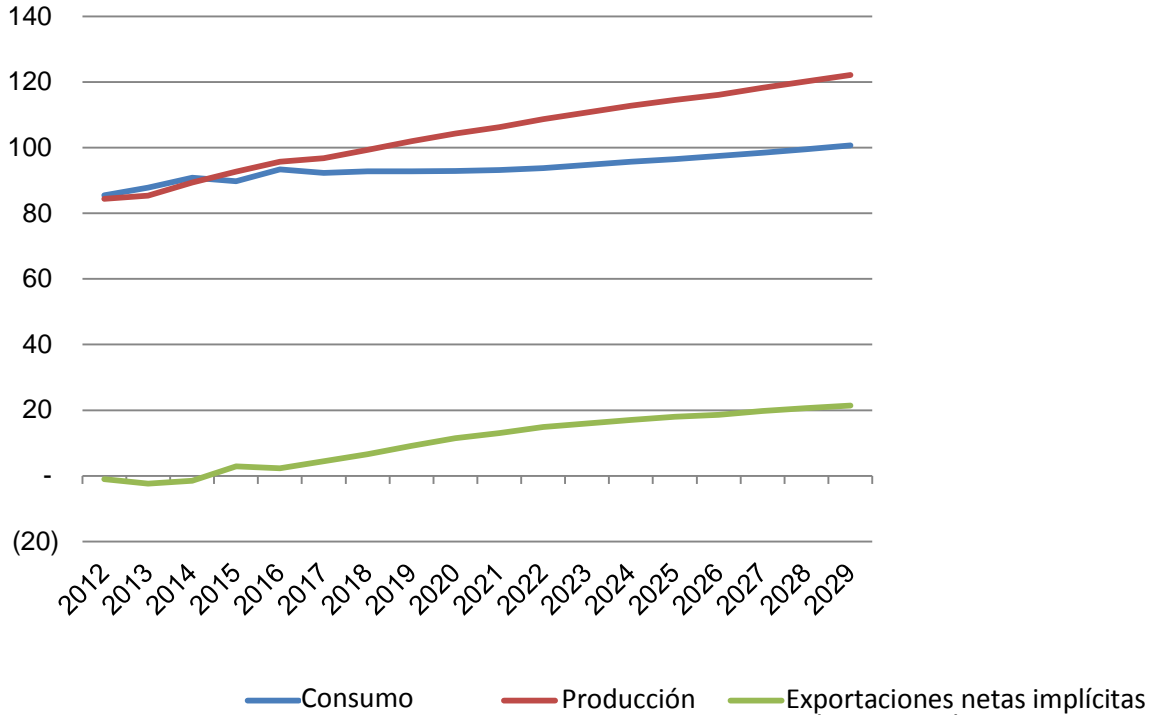
**México:** No se espera que durante el período prospectivo se hagan adiciones importantes a la capacidad de refinación, y se proyecta que las importaciones aumenten de 0.5 millones b/d en 2013 a 0.7 millones b/d en 2029 como resultado del crecimiento de la demanda nacional de gasolina y diésel. Sin embargo, es importante resaltar que las mejoras en las refinerías, el aumento en la producción de gas natural (que incrementará la producción de gas licuado de petróleo) y la sustitución de plantas de generación alimentadas con petróleo por plantas de ciclo combinado, den como resultado una reducción en las importaciones de productos refinados, que alcanzarían su nivel más bajo en 2019.

**Estados Unidos de América:** En el Caso de referencia de la AEO2015 es la producción proveniente de formaciones compactas la responsable del incremento en la producción de petróleo crudo de los EUA, con una producción total que alcanza su máximo pico de 10.6 millones b/d en 2020. Dada la ventaja competitiva de la capacidad de refinación de los EUA, las exportaciones de gasolina y diésel crecen hacia el 2029. Como resultado de una disminución en el consumo de combustibles líquidos y un aumento en la producción de petróleo crudo, las exportaciones netas de petrolíferos aumentan de 1.4 millones b/d en 2013 (7% del consumo nacional total) a 3.5 millones b/d en 2029 (18% del consumo nacional). Lo anterior se debe al crecimiento en las exportaciones brutas de petrolíferos refinados, principalmente de gasolina de motor y diésel.

## Gas natural

### Gas natural: Prospectiva conjunta basada en estimaciones proporcionadas independientemente por cada país

miles de millones de pies cúbicos diarios



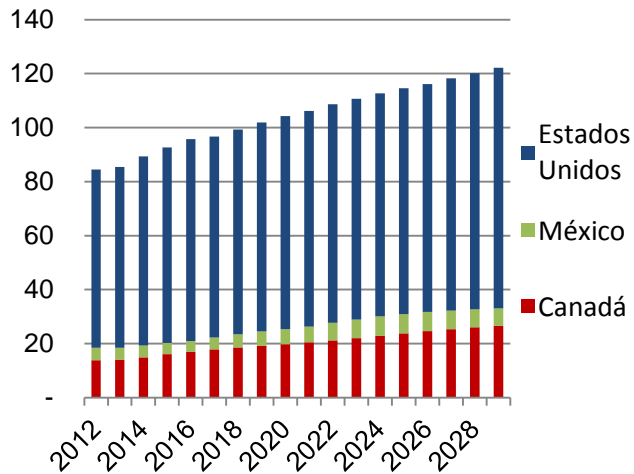
Nota: Las exportaciones netas implícitas equivalen a la producción menos el consumo.

Aclaración: Las estimaciones fueron proporcionadas por cada país utilizando una limitada serie de supuestos comunes y no necesariamente reflejan las perspectivas individuales de cada país; el conjunto de resultados no refleja un modelo integrado de los tres países y puede contener inconsistencias aún por resolverse.

Se prevé que para 2015 la región Trilateral se convierta en un exportador neto de gas natural, como resultado de un crecimiento del 43% en la producción total de gas natural de Canadá, México y los Estados Unidos de América entre 2013 y 2029,

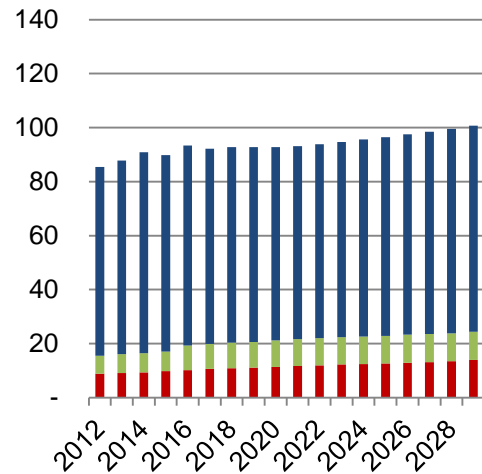
### Producción de gas natural

miles de millones de pies cúbicos diarios



### Consumo de gas natural

miles de millones de pies cúbicos diarios



Aclaración: Las estimaciones fueron proporcionadas por cada país utilizando una limitada serie de supuestos comunes y no necesariamente reflejan las perspectivas individuales de cada país; el conjunto de resultados no refleja un modelo integrado de los tres países y puede contener inconsistencias aún por resolverse.

**Canadá:** Se proyecta que la producción de gas natural se incremente de 14.0 miles de millones cúbicos por día (mmpcd) en 2013 a casi 26.7 mmpcd para 2029. Este alto nivel de producción está impulsado por el precio, relativamente alto, del gas natural en el Caso de referencia de la AEO2015. Como los precios de referencia Henry Hub incluidos en el Caso de Alto Recurso de la AEO2015 son más bajos (\$3.66 por millón de British Thermal Units (mmBTU) para 2029), la producción canadiense aumenta apenas a un poco más de 18 mmpcd, lo que es significativamente menos que los 26.7 mmpcd proyectados usando el precio Henry Hub del Caso de Referencia (\$5.71/mmBTU en 2029). El consumo de Canadá de gas natural aumenta de 9.2 mmpcd en 2013 a cerca de 14 mmpcd en 2029.

**México:** Se espera que la producción de gas natural, ahora abierta a la inversión privada, crezca durante la proyección, alcanzando un máximo de 7.2 mmpcd en 2024. La producción de gas de esquisto (shale gas) no se consideró en estas proyecciones. Se espera que la mayor participación en la producción provenga de aguas someras, seguida de la de campos tierra adentro, mientras que, se prevé, inicie la producción proveniente de campos de aguas profundas en 2016.

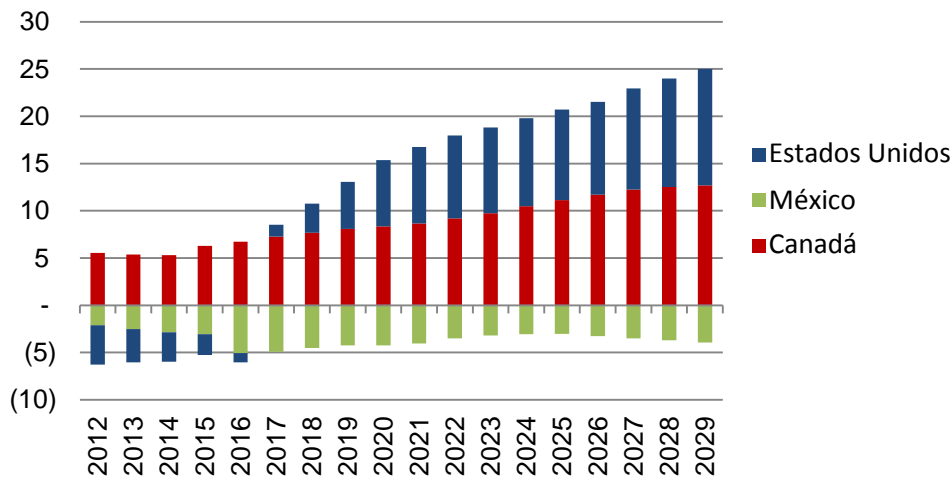
El consumo de gas natural experimenta el más alto crecimiento de entre todos los combustibles fósiles, debido a que la generación de electricidad se basa mayormente en la capacidad de ciclo combinado que emplea gas natural. Actualmente, muchas plantas de energía y refinerías están cambiando de combustóleo a gas natural; se espera que el mayor incremento en la demanda ocurra con la terminación de estos proyectos, entre 2015 y 2016, con un aumento del 26% en la demanda entre estos años. En 2016, también entrará en operación la capacidad adicional de gasoductos, facilitando la movilización de las crecientes importaciones de gas y la entrega de gas a las industrias cuyo abastecimiento estaba antes restringido. Después de 2016, la demanda alcanza su pico en 2029.



**Estados Unidos de América:** La producción estadounidense de gas natural seco aumenta de 66.9 mmmpcd en 2013 a 89.0 mmmpcd en 2029, con un incremento del 56% en la producción de gas de esquisto de los Lower 48<sup>3</sup> (incluyendo gas natural asociado proveniente de formaciones compactas de petróleo), que crece de 31.0 mmmpcd en 2013 a 48.5 mmmpcd en 2029. El consumo de gas natural aumenta de 71.7 mmmpcd en 2013 a 76.4 mmmpcd en 2029. El mayor crecimiento se da en el sector industrial, donde la demanda de gas natural crece de 20.3 mmmpcd en 2013 a 22.9 mmmpcd en 2029, beneficiándose de un aumento en la producción de gas de esquisto que ha derivado en un aumento más lento en los precios del gas natural. También se incrementa el consumo de gas natural en el sector eléctrico, en parte por el retiro de 40.1 GW de capacidad carboeléctrica en 2025.

### Exportaciones netas de gas natural

miles de millones de pies cúbicos diarios



Aclaración: Las estimaciones fueron proporcionadas por cada país utilizando una limitada serie de supuestos comunes y no necesariamente reflejan las perspectivas individuales de cada país; el conjunto de resultados no refleja un modelo integrado de los tres países y puede contener inconsistencias aún por resolverse.

**Canadá:** Las exportaciones netas disponibles de gas natural se incrementan considerablemente debido a los niveles de producción de gas natural relativamente altos proyectados en la Prospectiva Trilateral de Energía. Cuando se restan las exportaciones de GNL (gas natural licuado) de las exportaciones netas disponibles, el resultado, 10.2 mmmpcd, es mucho mayor que los 4.1 mmmpcd de importaciones netas de Canadá a los Estados Unidos de América proyectadas en la AEO2015 y en la EF2015. Éste es uno de los hallazgos clave de la Prospectiva Trilateral de Energía, y los investigadores en la NEB y en la EIA seguirán colaborando para explorar estas diferencias. En la EF2015 de la NEB, que presenta un Caso de referencia con un precio menor para el Henry Hub, las exportaciones netas son de 3.7 mmmpcd para 2029.

**México:** Si bien la producción de gas natural aumentará, se espera que la demanda crezca a un ritmo aún mayor, impulsada por el crecimiento en la demanda de gas natural en el sector eléctrico. Como resultado, crecerán las importaciones de gas natural, particularmente en los primeros años del período

<sup>3</sup> Lower 48 se refiere a los 48 estados contiguos de los EUA.

prospectivo. Esta proyección supone que CFE aumentará la capacidad de importación de los gasoductos provenientes de los Estados Unidos de América para poder así abastecer las plantas eléctricas de ciclo combinado.

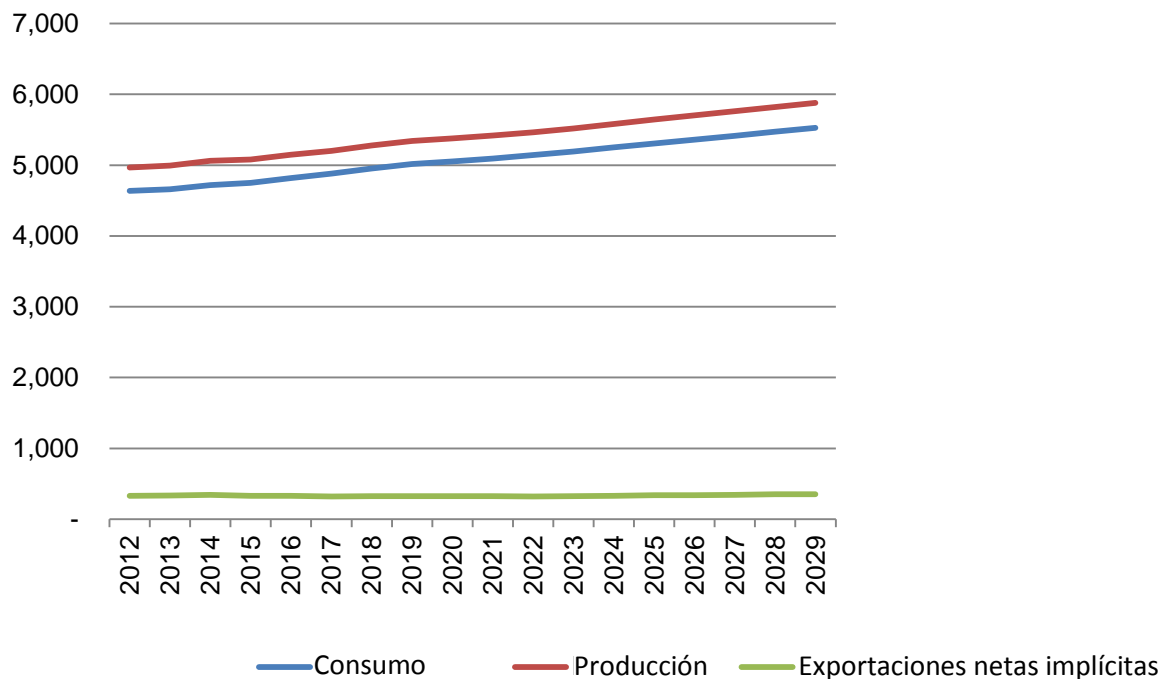
El aumento en la capacidad de gasoductos ayudará también a abastecer de gas natural al sector industrial y a Pemex, permitiendo que Pemex pueda sustituir el combustóleo por gas natural en algunos de los procesos de sus refinerías e instalar plantas de cogeneración (vapor-electricidad) en el futuro.

Tras alcanzar su pico en 2016, las importaciones proyectadas de México disminuirán como resultado de un aumento en su producción nacional, pero seguirán siendo altas en comparación con los niveles de importación actuales. Las importaciones de gas natural licuado (GNL) se incluyen en los primeros años de la proyección después de los cuales se espera que cesen por completo.

**Estados Unidos de América:** Para 2029 las exportaciones netas de gas natural de los Estados Unidos de América serán de 12.3 mmpcd. El crecimiento de las exportaciones netas de gas natural de los EUA de 2017 a 2029 es consecuencia de las crecientes exportaciones brutas de GNL, que alcanzan 8.5 mmpcd en 2029. Estados Unidos de América se mantiene como un importador neto de gas natural por gasoducto desde Canadá a lo largo del período de proyección, pero en niveles menores en comparación con años recientes. Las exportaciones netas de gas natural a México por gasoducto aumentan de 1.8 mmpcd en 2013 a 4.5 mmpcd en 2029.

## Electricidad

**Electricidad: Prospectiva conjunta basada en estimaciones proporcionadas independientemente por cada país**  
terawatt-hora

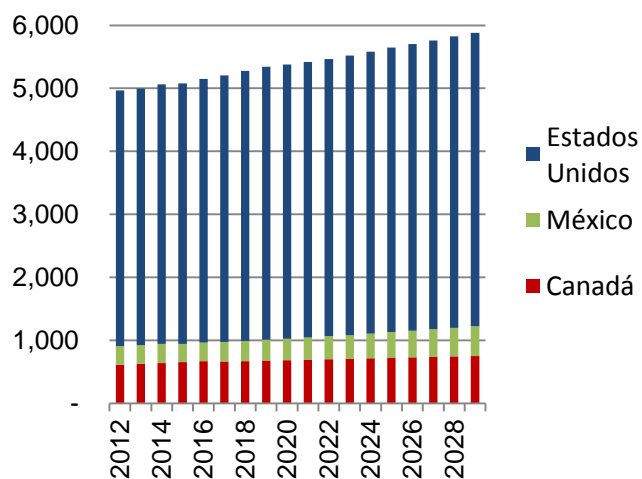


Nota: Las exportaciones netas implícitas equivalen a la producción menos el consumo. Para la electricidad, las pérdidas de transmisión están también incluidas en las exportaciones netas implícitas.

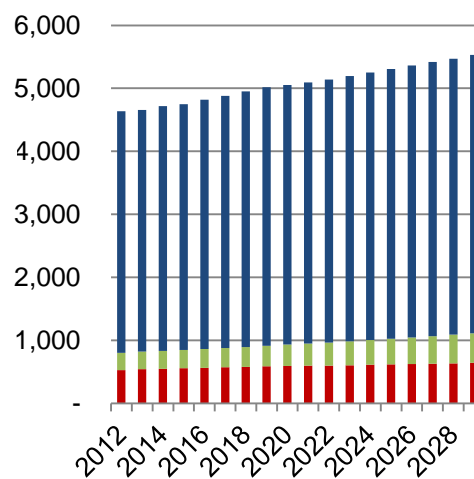
Aclaración: Las estimaciones fueron proporcionadas por cada país utilizando una limitada serie de supuestos comunes y no necesariamente reflejan las perspectivas individuales de cada país; el conjunto de resultados no refleja un modelo integrado de los tres países y puede contener inconsistencias aún por resolverse.

Entre 2013 y 2029 el consumo de electricidad aumenta 19% en Canadá, México y Estados Unidos de América. Las diferencias entre la producción y el consumo son mayormente resultado de las pérdidas de transmisión.

**Generación neta de electricidad**  
terawatt-hora



**Uso de electricidad**  
terawatt-hora



Aclaración: Las estimaciones fueron proporcionadas por cada país utilizando una limitada serie de supuestos comunes y no necesariamente reflejan las perspectivas individuales de cada país; el conjunto de resultados no refleja un modelo integrado de los tres países y puede contener inconsistencias aún por resolverse.

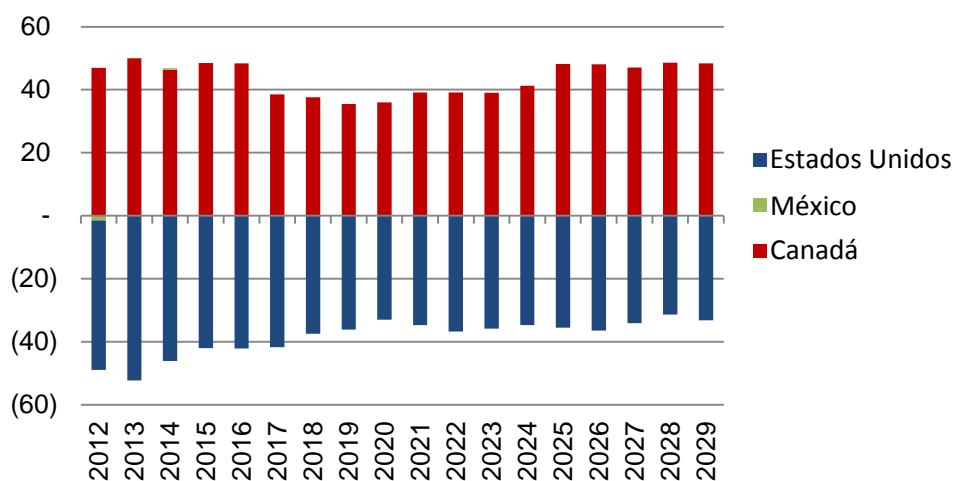
**Canadá:** La generación de electricidad en Canadá aumenta hasta 752 terawatt-hora (TWh) para 2029; un incremento del 20% comparado con los niveles de 2013. La hidroelectricidad sigue siendo la fuente principal de generación eléctrica en Canadá durante la proyección. Entre 2013 y 2029, la participación de la generación con gas natural aumenta de 10% a 20%, mientras que la participación de carbón baja de 10% a 5%. La participación de la generación con renovables no-hidro se duplica durante el período de proyección, de 4% en 2013 a 8% en 2029. El uso de electricidad en Canadá aumenta a un promedio de uno por ciento por año de 2013 a 2029.

**México:** Al tiempo que aumenta la actividad económica del país, se prevé que para el 2029 el consumo de electricidad aumente de 278 TWh en 2013 a 472 TWh. La nueva capacidad instalada deberá cumplir con las disposiciones legales, tales como un límite de 65% de generación mediante combustibles fósiles para 2024. El propósito de esta disposición es aumentar la capacidad de la generación de energía limpia, de cero emisiones. México estima que la generación de energía eólica crecerá casi siete veces en comparación con los niveles del 2013, y la generación geotérmica, casi tres veces.

**Estados Unidos de América:** El uso total de electricidad en el Caso de referencia AEO2015, incluyendo tanto las adquisiciones a productores de energía eléctrica como la generación en sitio, crece a un

promedio de 0.9% cada año: de 3,836 TWh en 2013 a 4,415 TWh en 2029. Esta tasa, relativamente pequeña de crecimiento de la demanda, en combinación con el aumento de los precios del gas natural, regulaciones ambientales y el continuo crecimiento de la generación a partir de renovables, afecta las participaciones de los combustibles usados para la generación de electricidad. En el Caso de Referencia de la AEO2015, la generación con gas natural se mantiene por debajo de los niveles del 2012 hasta después del 2025, mientras que la generación de plantas carboeléctricas y de nuevas plantas de renovables aumenta. A un plazo más largo, el gas natural alimenta, en promedio, más del 85% de la nueva generación necesaria de 2025 a 2029, y el crecimiento en la generación proveniente de fuentes de energía renovables, prácticamente el resto.

### Exportaciones netas de generación de electricidad terawatt-hora



Aclaración: Las estimaciones fueron proporcionadas por cada país utilizando una limitada serie de supuestos comunes y no necesariamente reflejan las perspectivas individuales de cada país; el conjunto de resultados no refleja un modelo integrado de los tres países y puede contener inconsistencias aún por resolverse.

**Canadá:** La mayoría de las exportaciones de electricidad de Canadá se originan en provincias con grandes capacidades de hidroelectricidad, y la generación de estas regiones puede fluctuar dependiendo de los niveles del agua en un año dado. En los próximos años, se proyecta que los flujos de electricidad de Canadá hacia los Estados Unidos de América disminuyan parcialmente debido a las renovaciones programadas a plantas nucleares en Ontario. Se espera que, entre 2016 y 2031, Ontario renueve 10 unidades nucleares, lo que ejerce una presión a la baja sobre las exportaciones netas. Después del 2020, se espera que varias instalaciones hidroeléctricas en Columbia Británica, Quebec y Manitoba entren en operación, lo que llevará a incrementar las exportaciones netas de electricidad.

**México:** En este modelo, no hay proyección sobre las exportaciones/importaciones de electricidad.

**Estados Unidos de América:** Los Estados Unidos de América sigue siendo un importador neto de electricidad durante el período de proyección, con sus mayores importaciones provenientes de Canadá.

## Principales hallazgos

A lo largo de América del Norte la producción excede el consumo de todos los combustibles primarios excepto por el petróleo crudo.

Las tendencias de precio son una determinante importante de la producción y de las exportaciones.

Hay una gran diferencia entre cómo la NEB y la EIA consideran la productividad de gas natural bajo niveles específicos de precios.

En conjunto, las perspectivas son bastante consistentes a pesar de algunos pocos puntos específicos, tales como la producción de gas en Canadá.

## Anexos

- Tablas de datos de plantillas para cada país
- Lista de términos

## Canada Trilateral Energy Outlook results

Variable	Units	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Compound Annual Growth Rate 2013-2029
<b>AEO 2015 Results - Taken as Exogenous Input Assumptions by Canada, Mexico</b>																			
Brent Crude Oil Price	2013 USD / barrel	108.64	97.47	55.62	71.07	76.35	76.25	77.69	79.13	81.29	83.64	86.09	88.60	91.13	93.86	96.68	99.58	102.57	-0.4%
WTI Crude Oil Price	2013 USD / barrel	97.91	91.80	52.72	67.28	70.14	70.06	71.50	72.96	75.10	77.48	79.95	82.48	85.02	87.73	90.55	93.46	96.42	-0.1%
Henry Hub Natural Gas Price	2013 USD / MMBtu	3.73	4.37	3.69	3.70	3.80	4.21	4.55	4.88	5.02	5.09	5.25	5.35	5.46	5.67	5.67	5.67	5.71	2.7%
U.S. Gross Domestic Product	Billion 2009 USD	15,710	16,055	16,553	16,970	17,369	17,835	18,296	18,801	19,259	19,721	20,221	20,753	21,295	21,818	22,344	22,864	23,374	2.5%
Western Canadian Natural Gas Supply Price	2013 USD / MMBtu	2.99	3.28	3.11	3.18	3.82	4.25	4.61	4.98	5.27	5.39	5.49	5.47	5.59	5.77	5.82	5.65	5.63	4.0%
Eastern Canadian Natural Gas Supply Price	2013 USD / MMBtu	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Mexican Natural Gas Supply Price	2013 USD / MMBtu	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
U.S. LNG Exports	Bcf/d	0.0	0.0	0.3	0.8	2.1	3.0	4.3	5.9	6.7	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.5	8.1	8.6	55.4%
Canada LNG Exports	Bcf/d	-	-	-	-	-	-	-	0.7	1.3	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.5	2.5	N/A
Mexico LNG Exports	Bcf/d	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
LNG Import Price (regasified)	2013 USD / MMBtu	7.88	5.04	4.43	4.56	4.73	5.08	5.46	5.91	6.08	6.15	6.26	6.32	6.45	6.63	6.62	6.54	6.53	-1.2%
California Cap and Trade Price	USD / tonne CO2	10.00	10.50	11.02	11.58	12.16	12.76	13.40	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	2.2%
<b>Model Output for the Given Country</b>																			
<b>Macroeconomics</b>																			
Gross Domestic Product	Billion 2009 CAD	1,724	1,778	1,808	1,851	1,893	1,932	1,967	2,002	2,032	2,061	2,089	2,124	2,158	2,193	2,229	2,269	2,312	1.9%
Exchange Rate - Canada/US	CAN/USD	1.03	1.105	1.235	1.232	1.233	1.234	1.23	1.23	1.23	1.231	1.22	1.21	1.203	1.196	1.191	1.186	1.182	0.9%
Exchange Rate - Mexico/US	MEX/USD	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Exchange Rate - Canada/Mexico	CAN/MEX	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
<b>Production</b>																			
Crude Oil Production	Million b/d	3.6	3.9	4.1	4.3	4.6	4.9	5.0	5.0	5.0	5.1	5.2	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.8	3.0%
Petroleum and Other Liquids	Million b/d	3.1	3.1	3.2	3.3	3.3	3.3	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.5	3.5	3.5	3.5	0.9%
Natural Gas Production	Bcf/d	14.0	14.9	16.1	17.0	17.9	18.6	19.2	19.8	20.4	21.2	22.0	22.9	23.8	24.7	25.4	26.0	26.7	4.1%
Net Electric Generation	TWh	629	642	657	669	666	672	680	686	694	699	704	713	726	732	737	745	752	1.1%
Electric Capacity	GW	139	140	144	147	149	154	154	155	154	155	156	158	160	160	160	162	163	1.0%
<b>Consumption</b>																			
Crude Oil Refinery Feedstock Requirements	Million b/d	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	0.6%
Petroleum and other Liquids	Million b/d	3.1	3.1	3.2	3.3	3.3	3.3	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	0.6%
Natural Gas Demand	Bcf/d	9.2	9.3	9.8	10.2	10.6	10.9	11.1	11.4	11.8	12.0	12.3	12.4	12.7	13.0	13.1	13.5	14.0	2.7%
Electricity Use	TWh	545	550	557	564	572	578	587	592	597	601	606	612	618	624	630	636	642	1.0%
<b>Net Exports</b>																			
Crude Oil	Million b/d	1.7	2.0	2.2	2.4	2.7	2.9	3.0	3.1	3.2	3.2	3.4	3.5	3.6	3.8	4.0	4.1	4.3	5.9%
Petroleum and Other Liquids	Million b/d	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	N/A
Natural Gas	Bcf/d	5.4	5.3	6.3	6.7	7.3	7.7	8.1	8.4	8.7	9.2	9.7	10.5	11.1	11.7	12.3	12.5	12.7	5.5%
Electricity	TWh	50	46	48	48	39	38	35	36	39	39	39	41	48	48	47	49	48	-0.2%

## Mexico Trilateral Energy Outlook results

Variable	Units	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Compound
																			Annual Growth Rate 2013-2029
<b>AEO 2015 Results - Taken as Exogenous Input Assumptions by Canada, Mexico<sup>1/</sup></b>																			
Brent Crude Oil Price	2013 USD / barrel	108.64	97.47	55.62	71.07	76.35	76.25	77.69	79.13	81.29	83.64	86.09	88.60	91.13	93.86	96.68	99.58	102.57	-0.4%
WTI Crude Oil Price	2013 USD / barrel	97.91	91.80	52.72	67.28	70.14	70.06	71.50	72.96	75.10	77.48	79.95	82.48	85.02	87.73	90.55	93.46	96.42	-0.1%
Henry Hub Natural Gas Price	2013 USD / MMBtu	3.73	4.37	3.69	3.70	3.80	4.21	4.55	4.88	5.02	5.09	5.25	5.35	5.46	5.67	5.67	5.67	5.71	2.7%
U.S. Gross Domestic Product	Billion 2009 USD	15,710	16,055	16,553	16,970	17,369	17,835	18,296	18,801	19,259	19,721	20,221	20,753	21,295	21,818	22,344	22,864	23,374	2.5%
Western Canadian Natural Gas Supply Price	2013 USD / MMBtu	2.99	3.28	3.11	3.18	3.82	4.25	4.61	4.98	5.27	5.39	5.49	5.47	5.59	5.77	5.82	5.65	5.63	4.0%
Eastern Canadian Natural Gas Supply Price	2013 USD / MMBtu	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Mexican Natural Gas Supply Price	2013 USD / MMBtu	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
U.S. LNG Exports	Bcf/d	0.0	0.0	0.3	0.8	2.1	3.0	4.3	5.9	6.7	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.5	8.1	8.6	55.4%
Canada LNG Exports	Bcf/d	-	-	-	-	-	-	-	0.7	1.3	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.5	2.5	N/A
Mexico LNG Exports	Bcf/d	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
LNG Import Price (regasified)	2013 USD / MMBtu	7.88	5.04	4.43	4.56	4.73	5.08	5.46	5.91	6.08	6.15	6.26	6.32	6.45	6.63	6.62	6.54	6.53	-1.2%
California Cap and Trade Price	USD / tonne CO2	10.00	10.50	11.02	11.58	12.16	12.76	13.40	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	2.2%
<b>Model Output for the Given Country</b>																			
<b>Macroeconomics</b>																			
Gross Domestic Product	Billion 2008 pesos	13,122	13,404	13,725	14,123	14,692	15,310	15,948	16,615	17,323	18,076	18,815	19,608	20,465	21,354	22,257	23,196	24,174	3.9%
Exchange Rate - Canada/US	CAN/USD	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Exchange Rate - Mexico/US	MEX/USD	12.772	13.2925	15.9079	16.9817	17.0661	17.3092	17.2291	17.1971	17.1261	17.3541	17.4678	17.4736	17.5728	17.7648	17.9651	18.1488	18.3278	2.3%
Exchange Rate - Canada/Mexico	CAN/MEX	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
<b>Production</b>																			
Crude Oil Production	Million Barrels / Day	2.5	2.4	2.3	2.4	2.5	2.6	3.0	3.1	3.3	3.4	3.3	3.3	3.4	3.4	3.4	3.4	3.3	1.7%
Refined Petroleum Products and Other Liquids <sup>2/</sup>	Million b/d	1.3	1.3	1.2	1.2	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.1%
Natural Gas Production	Bcf/d	4.5	4.4	4.1	4.0	4.4	4.9	5.3	5.6	5.9	6.5	6.9	7.2	7.1	7.1	6.9	6.6	6.5	2.3%
Net Electric Generation	TWh	296	301	288	297	309	319	330	342	353	366	379	393	407	423	439	456	470	2.9%
Electric Capacity	GW	64	65	69	74	79	88	88	90	90	92	96	98	99	100	104	107	110	3.5%
<b>Consumption</b>																			
Crude Oil Refinery Feedstock Requirements	Million b/d	1.2	1.2	1.1	1.1	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	0.7%
Refined Petroleum Products and Other Liquids	Million b/d	1.9	1.8	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	1.6%
Natural Gas Demand	Bcf/d	7.0	7.2	7.2	9.1	9.3	9.4	9.5	9.8	9.9	10.0	10.1	10.2	10.2	10.3	10.4	10.3	10.4	2.5%
Electricity Use	TWh	278	280	289	298	307	317	328	340	353	365	378	392	406	422	438	455	472	3.4%
<b>Net Exports</b>																			
Crude Oil	Million b/d	1.2	1.1	1.2	1.3	1.2	1.3	1.6	1.8	2.0	2.0	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	3.1%
Refined Petroleum Products and Other Liquids	Million b/d	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.3)	(0.3)	(0.2)	(0.2)	(0.3)	(0.4)	(0.4)	(0.5)	(0.5)	(0.6)	(0.6)	(0.7)	(0.7)	2.3%
Natural Gas	Bcf/d	(2.5)	(2.8)	(3.1)	(5.1)	(4.9)	(4.5)	(4.2)	(4.2)	(4.0)	(3.5)	(3.2)	(3.1)	(3.0)	(3.3)	(3.5)	(3.7)	(3.9)	2.9%
Electricity <sup>3/</sup>	TWh	0	1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

1/ In preparing the projections, Mexico used all data provided from the EIA up to the U.S. Gross Domestic Product. In our macroeconomic models we can forecast up to 2040, even when the rest of the forecasts just go until 2029.

Since Mexico doesn't have a hub for natural gas, Mexico adjusts the Henry Hub price considering transportation and other factors.

There are currently no LNG export projects, so the Mexican projections do not take LNG exports into account.

Mexico assumes that once the new gas pipelines enter in operation the LNG imports will cease, as a result they do not take into account LNG prices in their models.

2/ For this concept we are adding refinery outputs plus LPG, we don't project natural gasolines and other gas liquids.

3/ For our models we don't make any projections regarding electricity exports/imports

4/ Exports to the US are mainly considered for balancing purposes, that means "exporting" gas through one side of the country and then "importing" gas from another point

## United States Trilateral Energy Outlook results

Variable	Units	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Compound
																			Annual Growth
<b>AEO 2015 Results - Taken as Exogenous Input Assumptions by Canada, Mexico</b>																			
Brent Crude Oil Price	2013 USD / barrel	108.64	97.47	55.62	71.07	76.35	76.25	77.69	79.13	81.29	83.64	86.09	88.60	91.13	93.86	96.68	99.58	102.57	-0.4%
WTI Crude Oil Price	2013 USD / barrel	97.91	91.80	52.72	67.28	70.14	70.06	71.50	72.96	75.10	77.48	79.95	82.48	85.02	87.73	90.55	93.46	96.42	-0.1%
Henry Hub Natural Gas Price	2013 USD / MMBtu	3.73	4.37	3.69	3.70	3.80	4.21	4.55	4.88	5.02	5.09	5.25	5.35	5.46	5.67	5.67	5.67	5.71	2.7%
U.S. Gross Domestic Product	Billion 2009 USD	15,710	16,055	16,553	16,970	17,369	17,835	18,296	18,801	19,259	19,721	20,221	20,753	21,295	21,818	22,344	22,864	23,374	2.5%
Western Canadian Natural Gas Supply Price	2013 USD / MMBtu	2.99	3.28	3.11	3.18	3.82	4.25	4.61	4.98	5.27	5.39	5.49	5.47	5.59	5.77	5.82	5.65	5.63	4.0%
Eastern Canadian Natural Gas Supply Price	2013 USD / MMBtu	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Mexican Natural Gas Supply Price	2013 USD / MMBtu	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
U.S. LNG Exports	Bcf/d	0.0	0.0	0.3	0.8	2.1	3.0	4.3	5.9	6.7	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.5	8.1	8.6	55.4%
Canada LNG Exports	Bcf/d	-	-	-	-	-	-	-	0.7	1.3	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.5	2.5	N/A
Mexico LNG Exports	Bcf/d	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
LNG Import Price (regasified)	2013 USD / MMBtu	7.88	5.04	4.43	4.56	4.73	5.08	5.46	5.91	6.08	6.15	6.26	6.32	6.45	6.63	6.62	6.54	6.53	-1.2%
California Cap and Trade Price	USD / tonne CO2	10.00	10.50	11.02	11.58	12.16	12.76	13.40	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	14.07	2.2%
<b>Model Output for the Given Country</b>																			
<b>Macroeconomics</b>																			
Gross Domestic Product	Billion 2009 USD	15,710	16,055	16,553	16,970	17,369	17,835	18,296	18,801	19,259	19,721	20,221	20,753	21,295	21,818	22,344	22,864	23,374	2.5%
Exchange Rate - Canada/US	CAN/USD	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Exchange Rate - Mexico/US	MEX/USD	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Exchange Rate - Canada/Mexico	CAN/MEX	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
<b>Production</b>																			
Crude Oil Production	Million b/d	7.4	8.6	9.3	9.6	10.0	10.4	10.6	10.6	10.5	10.4	10.4	10.4	10.3	10.1	10.1	10.1	10.1	1.9%
Refined Petroleum Products and Other Liquids	Million b/d	20.6	21.2	21.4	21.9	22.4	22.6	22.7	22.8	23.0	23.1	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.3	0.8%
Natural Gas Production	Bcf/d	66.9	70.1	72.4	74.8	74.5	75.8	77.5	79.0	79.9	80.9	81.8	82.7	83.6	84.3	86.0	87.5	89.0	1.8%
Net Electric Generation	TWh	4,070	4,119	4,134	4,183	4,229	4,287	4,333	4,351	4,370	4,400	4,435	4,477	4,513	4,548	4,584	4,622	4,657	0.8%
Electric Capacity	GW	1,065	1,077	1,085	1,082	1,092	1,085	1,081	1,079	1,076	1,076	1,078	1,083	1,091	1,096	1,104	1,113	1,123	0.3%
<b>Consumption</b>																			
Crude Oil Refinery Feedstock Requirements	Million b/d	15.7	16.0	15.9	16.1	16.3	16.4	16.4	16.5	16.6	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.8	16.8	16.8	0.4%
Refined Petroleum Products and Other Liquids	Million b/d	19.0	19.0	19.3	19.4	19.3	19.5	19.6	19.6	19.6	19.7	19.7	19.7	19.6	19.6	19.5	19.5	19.4	0.2%
Natural Gas Demand	Bcf/d	71.7	74.3	72.8	74.1	72.3	72.4	72.1	71.6	71.5	71.8	72.3	73.0	73.6	74.2	74.9	75.6	76.4	0.4%
Electricity Use	TWh	3,836	3,888	3,904	3,955	4,003	4,059	4,103	4,121	4,143	4,175	4,208	4,247	4,282	4,316	4,348	4,381	4,415	0.9%
<b>Net Exports</b>																			
Crude Oil	Million b/d	(7.6)	(7.0)	(6.4)	(6.3)	(5.9)	(5.6)	(5.5)	(5.5)	(5.7)	(5.8)	(6.0)	(6.0)	(6.1)	(6.3)	(6.3)	(6.3)	(6.4)	-1.1%
Refined Petroleum Products and Other Liquids	Million b/d	1.4	2.0	2.2	2.5	2.7	2.7	2.7	2.8	3.0	3.1	3.2	3.2	3.2	3.3	3.4	3.4	3.5	6.0%
Natural Gas	Bcf/d	(3.5)	(3.1)	(2.2)	(1.0)	1.3	3.1	5.0	7.0	8.1	8.8	9.1	9.3	9.6	9.8	10.7	11.5	12.3	N/A
Electricity	TWh	(52)	(46)	(42)	(42)	(42)	(37)	(36)	(33)	(35)	(37)	(36)	(35)	(35)	(36)	(34)	(31)	(33)	-2.8%



# Description of terms

Variable	Units	Description
<b>AEO 2015 Results - Taken as Exogenous Input Assumptions by Canada, Mexico</b>		
Brent Crude Oil Price	2013 USD / barrel	Annual average Brent crude oil price
WTI Crude Oil Price	2013 USD / barrel	Annual average West Texas Intermediate (WTI) crude oil price
Henry Hub Natural Gas Price	2013 USD / MMBtu	Annual average Henry Hub natural gas price
U.S. Gross Domestic Product	Billion 2009 USD	
Western Canadian Natural Gas Supply Price	2013 USD / MMBtu	Average spot price in Western Canada (i.e., AECO proxy (Alberta Energy Company))
Eastern Canadian Natural Gas Supply Price	2013 USD / MMBtu	Average spot price in Eastern Canada
Mexican Natural Gas Supply Price	2013 USD / MMBtu	Average spot price in Mexico
U.S. LNG Exports	Bcf/d	Volume of liquefied gas exported (net of liquefaction gas use or losses)
Canada LNG Exports	Bcf/d	Volume of liquefied gas exported (net of liquefaction gas use or losses)
Mexico LNG Exports	Bcf/d	Volume of liquefied gas exported (net of liquefaction gas use or losses)
LNG Import Price (regasified)	2013 USD / MMBtu	Price of natural gas paid by LNG importing facility
California Cap and Trade Price	USD / tonne CO2	

<b>Gross Domestic Product</b>	<b>(given country's unit of currency)</b>
Exchange Rate - Canada/US	CAD/USD
Exchange Rate - Mexico/US	MXN/USD
Exchange Rate - Canada/Mexico	CAD/MXN

## **Production**

Crude Oil Production	Million b/d	Production includes lease condensate and bitumen, as marketed
Refined Petroleum Products and Other Liquids	Million b/d	Production of all refinery products and any non-refined liquid fuels (e.g., biofuels, natural gas plant liquids) excluding crude oil
Natural Gas Production	Bcf/d	Production of dry, pipeline quality natural gas
Net Electric Generation	TWh	Electric generation net of on-site generator use and losses
Electric Capacity	GW	Nameplate capacity for all electric generators

**Consumption**

Crude Oil Refinery Feedstock Requirements	Million b/d	Crude oil inputs to the atmospheric distillation unit
Refined Petroleum Products and Other Liquids	Million b/d	Consumption of all refinery products and any non-refined liquid fuels (e.g., biofuels, natural gas plant liquids) excluding crude oil
Natural Gas	Bcf/d	Consumption dry, pipeline quality natural gas
Electricity Use	TWh	Consumption by all end-users, includes grid sales and own generation

**Net Exports (exports-imports)**

Crude Oil	Million b/d	Net exports of crude oil, including lease condensate and bitumen, as marketed
Refined Petroleum Products and Other Liquids	Million b/d	Net exports of all refinery products and any non-refined liquid fuels (e.g., biofuels, natural gas plant liquids) excluding crude oil
Natural Gas	Bcf/d	Net exports of dry, pipeline quality natural gas
Electricity	TWh	Net exports of electricity