



Perfil Energético de América del Norte II

elaborado por

**Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte /
Grupo de Trabajo de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de
América del Norte**

Enero de 2006

Grupo de Trabajo de la Alianza para la Seguridad y Prosperidad de América del Norte

El 23 de marzo de 2005, el Primer Ministro de Canadá Paul Martin, el Presidente de México Vicente Fox y el Presidente de los Estados Unidos de América, George W. Bush anunciaron la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN) en Waco, Texas. Con el fin de cumplir el compromiso de la ASPAN de garantizar la seguridad y promover el desarrollo en América del Norte, la ASPAN incluyó seis Grupos de Trabajo para la Seguridad y 10 Grupos de Trabajo para la Prosperidad, diseñados para promover una mayor cooperación e intercambio de información en diversas áreas, incluyendo un grupo de trabajo en materia de prosperidad especializado en energía.

En materia energética, los tres países acordaron que los esfuerzos de cooperación de la ASPAN se mantendrían bajo el actual Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte (GTEAN)¹, junto con nuevas iniciativas que serían incorporadas como parte de la Alianza recién establecida.

Dentro de la ASPAN los objetivos en materia energética son “*fortalecer los mercados energéticos de América del Norte a través del trabajo conjunto y de acuerdo a nuestros marcos legales*

¹ Establecido en 2001 por el Ministerio de Recursos Naturales de Canadá, la Secretaría de Energía de México y la Secretaría de Energía de los Estados Unidos de América para fortalecer la cooperación energética en América del Norte. El Grupo está encabezado por autoridades de los tres organismos.

respectivos, para incrementar las fuentes factibles de energía para las necesidades y desarrollo de la región, a través de facilitar la inversión en infraestructura energética, adelantos tecnológicos, producción y suministro eficaz de la energía, al reforzar la cooperación para identificar y utilizar las mejores prácticas; y al hacer más eficiente y actualizar los reglamentos mediante la promoción de la eficiencia energética, la conservación y las tecnologías como el carbón limpio.”²

Para alcanzar estos objetivos, el GTEAN intercambia puntos de vista e información sobre los factores que inciden en el sector energético de América del Norte, incluyendo políticas y programas, desarrollo de los mercados, demanda prevista y fuentes futuras de oferta. El Grupo también identifica cuestiones que requieren ser atendidas, como estructuras regulatorias, interconexiones, especificaciones técnicas e investigación y desarrollo tecnológicos.

El alcance de las discusiones del GTEAN incluye todos los aspectos relativos al desarrollo energético: producción, transporte, transmisión, distribución y consumo en América del Norte. El Grupo considera también la totalidad de las fuentes energéticas, así como el uso eficiente de la energía.

² El sitio web de la Alianza para la Seguridad y Prosperidad en América del Norte, http://www.spp.gov/spp/prosperity_working/index.asp?dName=prosperity_working.

El primer trabajo del GTEAN, *Perfil Energético de América del Norte*, se publicó en 2002. La edición de este *Perfil Energético de América del Norte II* contiene la actualización sobre producción, consumo, comercio, políticas e infraestructura para la región desde la publicación del documento original. Como publicación del GTEAN, refleja la perspectiva conjunta de las autoridades de energía nacional de Canadá, México y Estados Unidos. La información de cada país integrada en este documento ha sido suministrada a través de la entidad nacional de energía correspondiente, que mantiene la responsabilidad exclusiva acerca de la información del país al que pertenece.

Bajo la ASPAN, el GTEAN continuará fomentando la comunicación y las relaciones, además de eliminar barreras y reforzar las interconexiones de infraestructura y el comercio general de energía dentro de América del Norte. Asimismo, el Grupo trabajará para facilitar una distribución energética más eficiente en América del Norte. De esta manera, el compromiso sostenido de Canadá, México y Estados Unidos generará un sistema a partir del cual cada nación pueda beneficiarse.

Es así como el GTEAN continuará siendo un ejemplo de lo que puede alcanzarse cuando el compromiso genuino, el respeto, la amistad y la cooperación existen entre vecinos soberanos.

Contenido

(1) Introducción	5
(2) América del Norte– Panorama Económico	7
(3) América del Norte – Oferta de Energía	11
(4) América del Norte –Demanda de Energía	18
(5) América del Norte – Infraestructura	21
• Petróleo	21
• Gas Natural	28
• Gas Natural Licuado	39
• Carbón	48
• Electricidad	50
• Proyectos futuros	53
(6) Marco Legal y Político	58
• Canadá	58
• México	62
• Estados Unidos	70
Apéndice 1. Información Energética	78
Apéndice 2. Grupo de Trabajo en Energía para América del Norte	89
Apéndice 3. Gas Natural Licuado	94

(1) Introducción

En marzo de 2005, el Primer Ministro de Canadá Paul Martin, el Presidente de México Vicente Fox y el Presidente de los Estados Unidos de América, George W. Bush anunciaron la creación de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN), un esfuerzo general para elevar la seguridad y la prosperidad entre los tres países a través de la cooperación y el intercambio de información. El Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte (GTEAN), establecido en 2001, se convirtió en uno de los 10 Grupos de Trabajo para la Prosperidad del ASPAN y desempeña un papel importante al fortalecer los mercados energéticos norteamericanos mediante la cooperación trilateral permanente.

Dentro del programa de trabajo de energía del ASPAN, presentado el 23 de junio de 2005, los representantes en materia energética de las tres naciones se comprometieron a desarrollar información energética confiable y de alta calidad con el fin de evaluar el desempeño del mercado en América del Norte. El objetivo del *Perfil Energético de América del Norte II* es valorar y aumentar la información sobre el comercio trilateral de energía para mejorar las decisiones de los gobiernos y las industrias con relación a la política energética, regulación, seguridad nacional y otros temas regionales relevantes, planteados en el *Perfil Energético de América del Norte* (junio 2002).³

³ El primer reporte de 2002 fue resultado del acuerdo de 2001 entre el entonces Primer Ministro de Canadá Jean Chretien, el Presidente de México Vicente Fox y

El reporte de 2002 fue uno de los primeros frutos del GTEAN y representó la primera ocasión en que la información energética proporcionada por los tres países se presentó conjuntamente en un solo documento como una herramienta útil para los participantes en el sector energético de América del Norte.

Esta versión actualizada permitirá a los interesados en el sector energético obtener una imagen precisa del sector norteamericano en 2005 y del desarrollo en el mercado energético durante los últimos 25 años.

Como se muestra a continuación en el *Perfil Energético de América del Norte II*, América del Norte es una de las regiones mundiales más importantes para la energía –al producir cerca de un cuarto de la oferta global de energía y consumir cerca de una tercera parte de la energía mundial comercial. Los mercados nacionales han crecido tanto en magnitud como en complejidad. Hoy, América del Norte debe enfrentarse a una serie de temas energéticos que incluyen los recursos energéticos, reservas, tecnologías, infraestructura, comercio, inversión, legislación, reglamentación, medio ambiente, empleo, seguridad y otros factores que influyen en el desarrollo del desempeño del mercado energético. Además de la energía, América del Norte tiene una amplia lista de cuestiones económicas, sociales, tecnológicas y ambientales importantes, que precisan de la comunicación y cooperación

el Presidente de los Estados Unidos George W. Bush para mejorar la cooperación regional en materia energética.

transfronterizas. El *Perfil Energético de América del Norte II* se forma a partir del documento de 2002 y sitúa los temas energéticos actuales de la región en un contexto trilateral, al abordar los numerosos elementos que componen e inciden en el sector energético norteamericano. El documento contiene:

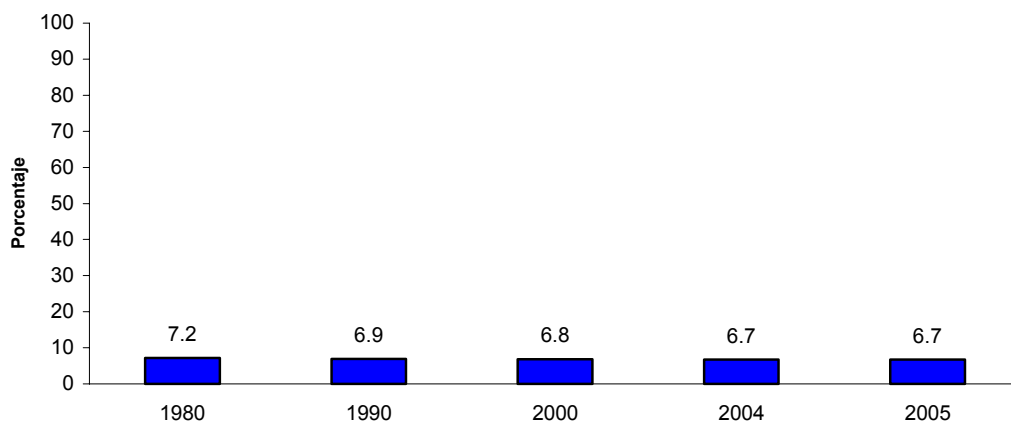
- Un panorama regional de los principales indicadores económicos de Canadá, México y Estados Unidos.
- Una descripción de la oferta energética que identifica la composición de los recursos en América del Norte.
- Un reporte acerca de la demanda energética que ilustra el alcance de las diversas necesidades energéticas de la región.
- Un perfil del comercio energético que provee un balance del volumen intercambiado entre los tres países.
- Secciones sobre infraestructura, regulación y políticas que ofrecen información de la organización y características de los sectores energéticos de los tres países por separado.

- Nuevas secciones que destacan la creciente industria del gas natural licuado (GNL).
- Detalles sobre las actividades energéticas importantes a nivel nacional y regional, incorporando elementos relativos al GTEAN y a la cooperación adicional en el sector energético.
- Información energética extensa, con cuadros específicos en un apéndice.
- Apéndices auxiliares que proveen generalidades acerca de la historia del GTEAN y las propiedades del gas natural licuado.

El *Perfil Energético de América del Norte II* refleja una perspectiva conjunta de las autoridades de energía nacional de Canadá, México y Estados Unidos y sirve como documento de referencia para la consulta del gobierno, de las empresas y del público. La información de cada país contenida en este documento ha sido suministrada a través de la entidad nacional de energía correspondiente, que mantiene la responsabilidad exclusiva sobre la información del país al que pertenece.

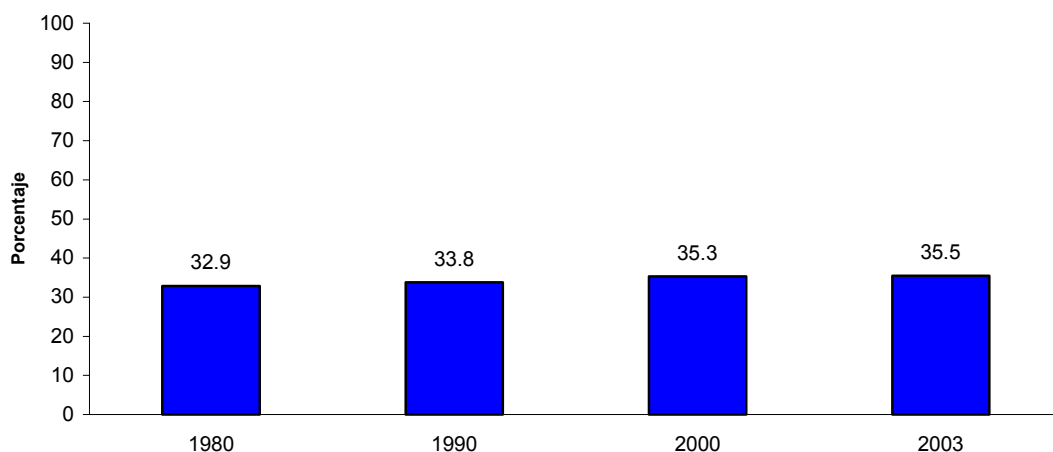
(2) América del Norte – Panorama Económico

Población de América del Norte como porcentaje del total mundial



- América del Norte, con cerca de 7 por ciento de la población mundial, genera aproximadamente un tercio de la producción económica mundial.

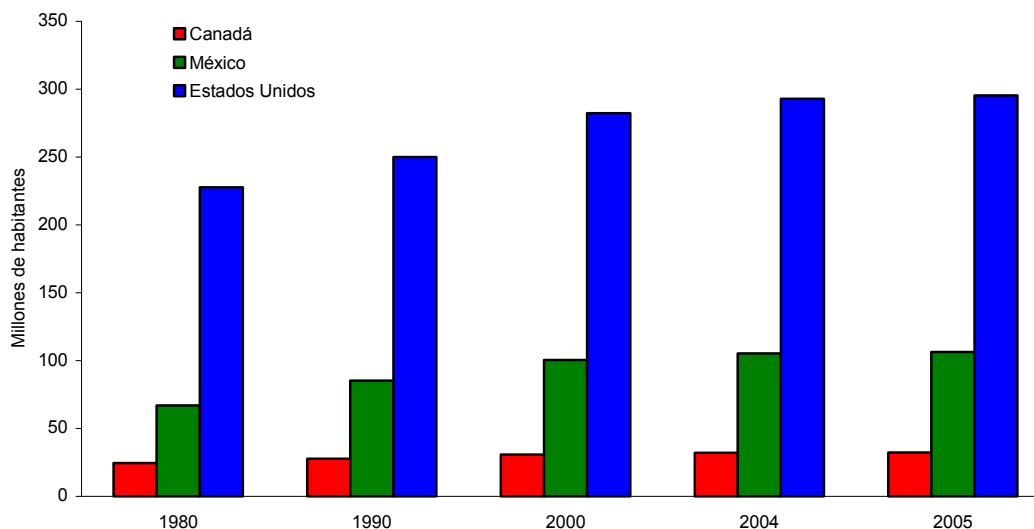
Producto Interno Bruto de América del Norte como porcentaje del total mundial



- En 2004, el producto interno bruto (PIB) per cápita de América del Norte –en dólares estadounidenses constantes de 2000– fue de \$27,977, cerca de cinco veces el promedio mundial del PIB per cápita. Tanto el PIB real como el ingreso real han crecido desde 1980.

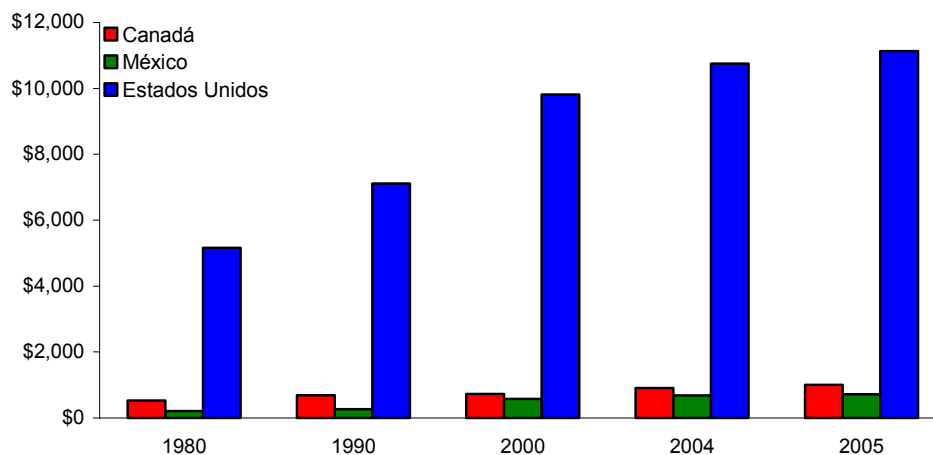
Tendencias Económicas de América del Norte

Población



- En 2004, la población en América del Norte fue de 430 millones de habitantes: la población de Canadá fue de 32 millones, la de México fue de 105 millones y la de Estados Unidos de 293 millones.

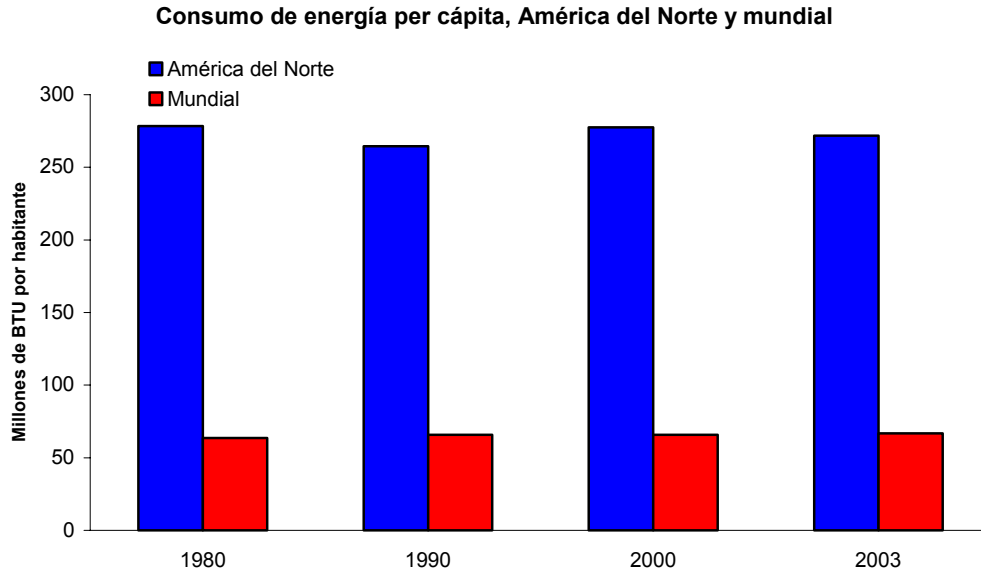
Producto Interno Bruto de América del Norte (miles de millones de dólares de 2000)



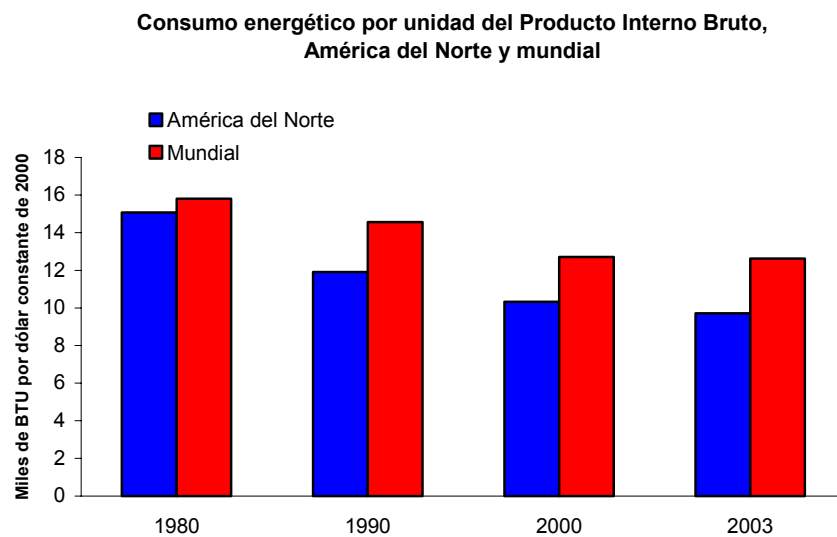
- En 2004, el producto interno bruto canadiense fue de \$799 miles de millones de dólares contra los \$618 miles de millones de dólares para México y los \$10,756 miles de millones de dólares para los Estados Unidos⁴.

⁴ Cifras en dólares estadounidenses de 2000.

América del Norte dentro de la Economía Energética Global



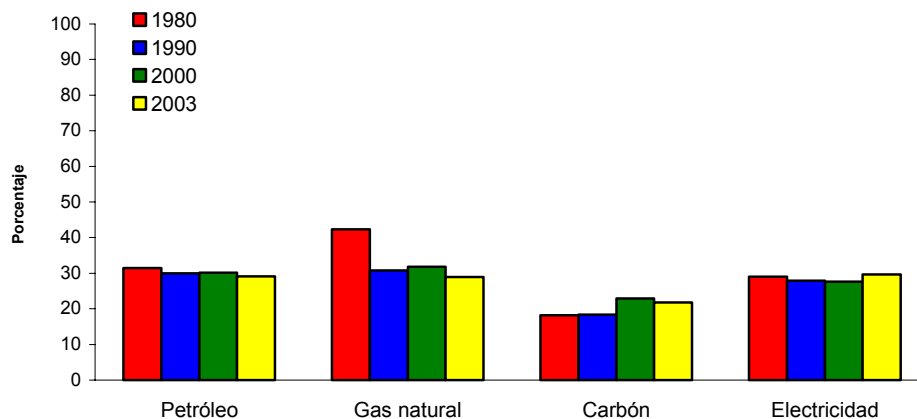
- En 2003, el consumo energético per cápita de América del Norte fue cuatro veces mayor que el promedio mundial.



- El consumo energético norteamericano por unidad del producto interno bruto fue cercano a tres cuartas partes del promedio mundial en 2003.

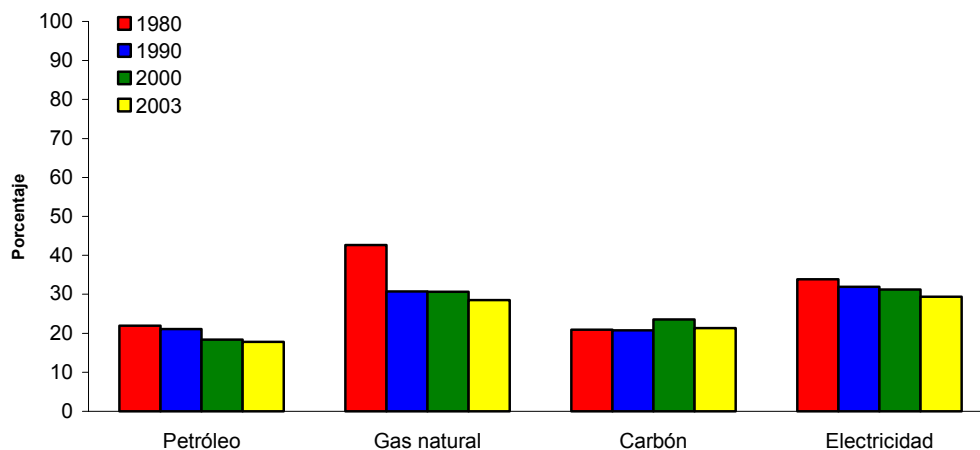
América del Norte dentro de la Economía Energética Global

Consumo energético por tipo de combustible
(América del Norte como porcentaje mundial)



- En 2003, América del Norte contribuyó sustancialmente dentro de la demanda energética mundial. La participación de América del Norte dentro de la demanda mundial incluyó petróleo (29 por ciento), gas natural (29 por ciento), carbón (22 por ciento) y electricidad (30 por ciento).

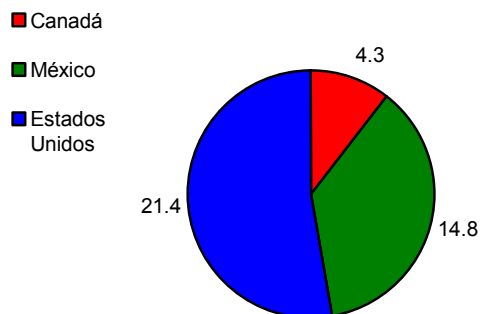
Producción de energía por tipo de combustible
(América del Norte como porcentaje mundial)



- En 2003, América del Norte generó alrededor de 18 por ciento de la producción mundial de petróleo, 29 por ciento de la producción mundial de gas natural, 21 por ciento de la producción mundial de carbón y 29 por ciento de la generación mundial de electricidad.

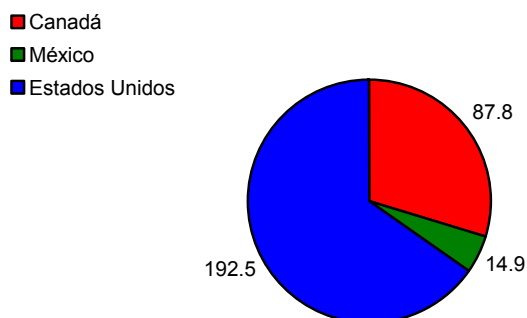
(3) América del Norte– Oferta de Energía

Reservas probadas convencionales de petróleo crudo, 2004,
(miles de millones de barriles)



- A fines de 2004, América del Norte contaba con reservas convencionales de crudo por cerca de 40 mil millones de barriles, aproximadamente 3 por ciento del total mundial.
- Los Estados Unidos, con 21 mil millones de barriles, poseen las mayores reservas probadas de crudo convencional en América del Norte, seguidos por México (15 mil millones de barriles) y Canadá (4.3 mil millones de barriles). Adicionalmente, las reservas de arenas bituminosas de Canadá alcanzan 175 mil millones de barriles.

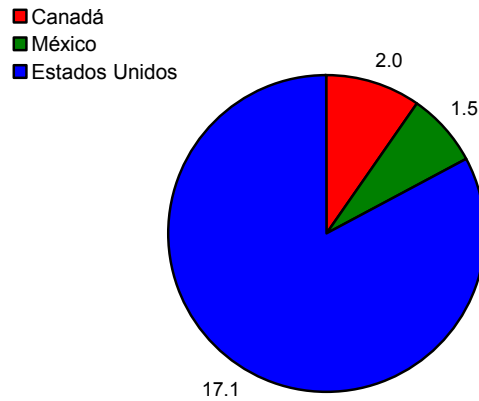
Reservas probadas de gas natural, 2004
(billones de pies cúbicos)



- A fines de 2004, las reservas de gas natural de América del Norte fueron de 295 billones de pies cúbicos (Bpc), casi 5 por ciento del total mundial.
- Los Estados Unidos, con 193 Bpc, poseen las mayores reservas de gas natural en América del Norte, seguidos por Canadá (88 Bpc) y México (15 Bpc).

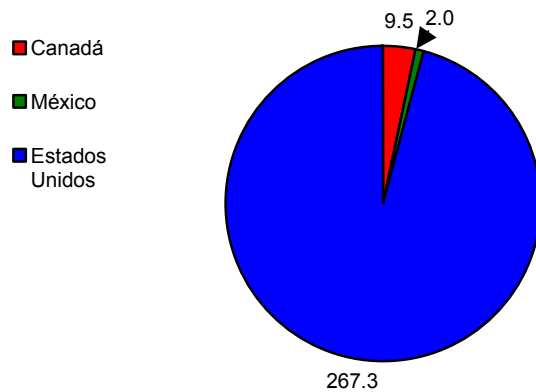
Oferta Energética de América del Norte

Capacidad de refinación de petróleo crudo, 2004
(millones de barriles diarios)



- A fines de 2004, América del Norte registró una capacidad de refinación de petróleo crudo de aproximadamente 21 millones de barriles diarios (MMbbl/d). Dicho volumen incluye a Canadá (2.0 MMbbl/d), México (1.5 MMbbl/d) y los Estados Unidos (17.1 MMbbl/d). La capacidad norteamericana de refinación de crudo representa cerca de 25 por ciento de la capacidad mundial de refinación.

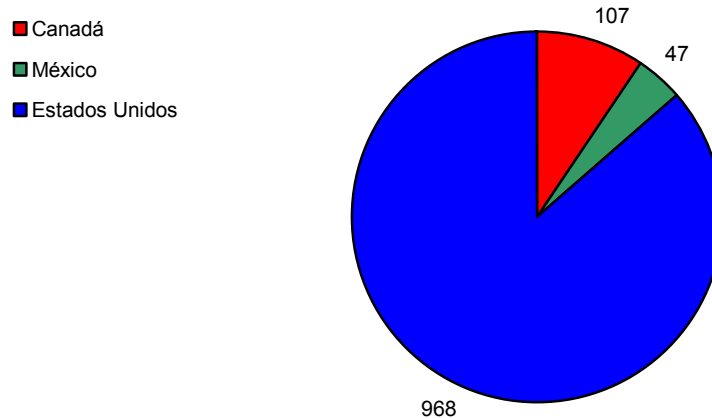
Reservas recuperables de carbón, 2004
(miles de millones de toneladas cortas)



- En 2004, las reservas de carbón de América del Norte alcanzaron 279 mil millones de toneladas cortas, de las cuales aproximadamente 96 por ciento se localizaron en los Estados Unidos. Las reservas norteamericanas de carbón constituyen alrededor de 28 por ciento de las reservas mundiales.

Generación Eléctrica en América del Norte

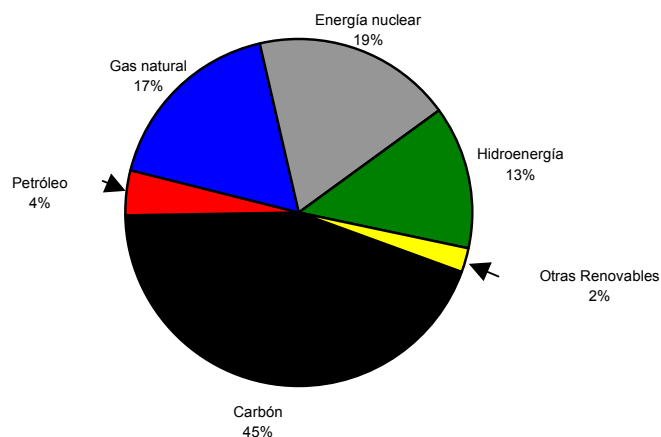
Capacidad de generación eléctrica, 2004
(gigawatts)



Capacidad total = 1,112 gigawatts

- En 2004, la capacidad de generación eléctrica en América del Norte fue de 1,122 gigawatts. Canadá contribuyó con 107 gigawatts, México con 47 gigawatts, y los Estados Unidos con 968 gigawatts.

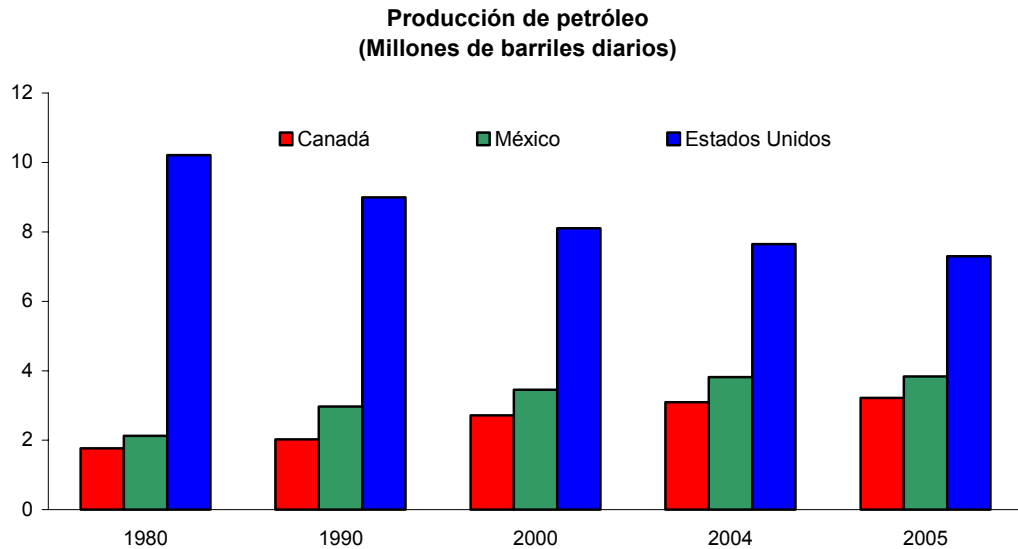
Capacidad de generación eléctrica por tipo de combustible en América del Norte, 2004



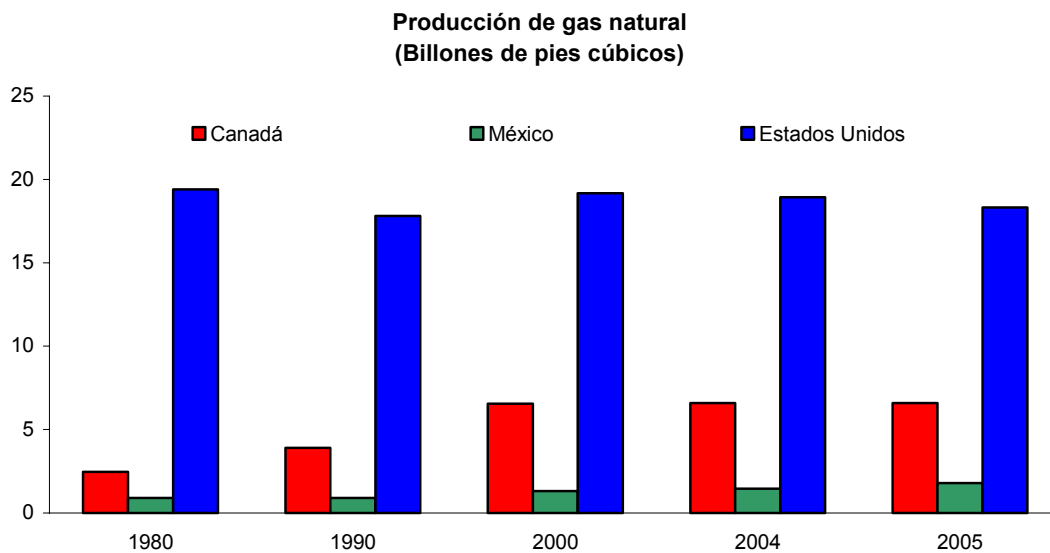
Generación total = 4730 terawatt-hora

- América del Norte generó 4,730 terawatt-hora de electricidad en 2004, de los cuales 45 por ciento se basó en carbón, 19 por ciento nuclear, 17 por ciento gas natural, 13 por ciento hidroeléctrica, 4 por ciento petróleo y 2 por ciento en otras formas de energía renovable.

Producción de Energía en América del Norte



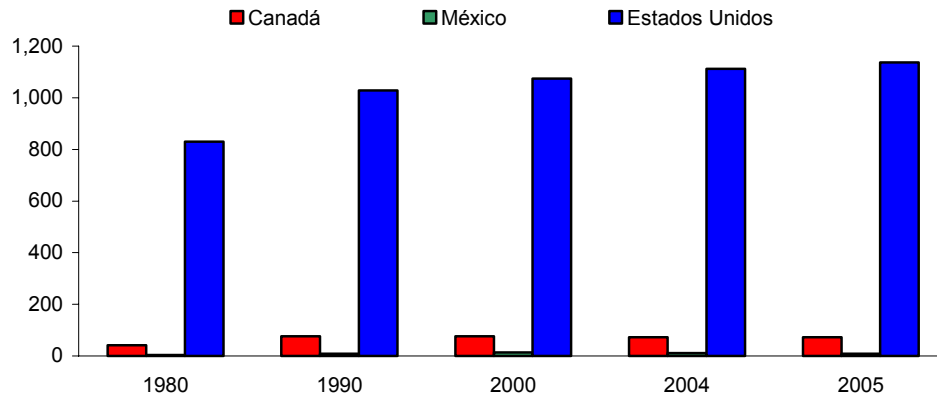
- América del Norte produjo más de 14 millones de barriles diarios (MMbbl/d) de petróleo en 2004: Canadá (3.1 MMbbl/d), México (3.8 MMbbl/d), y los Estados Unidos (7.6 MMbbl/d).



- En 2004, la producción de gas natural en los Estados Unidos fue de 18.9 billones de pies cúbicos (Bpc), contra los 6.6 Bpc en Canadá y 1.5 Bpc en México.

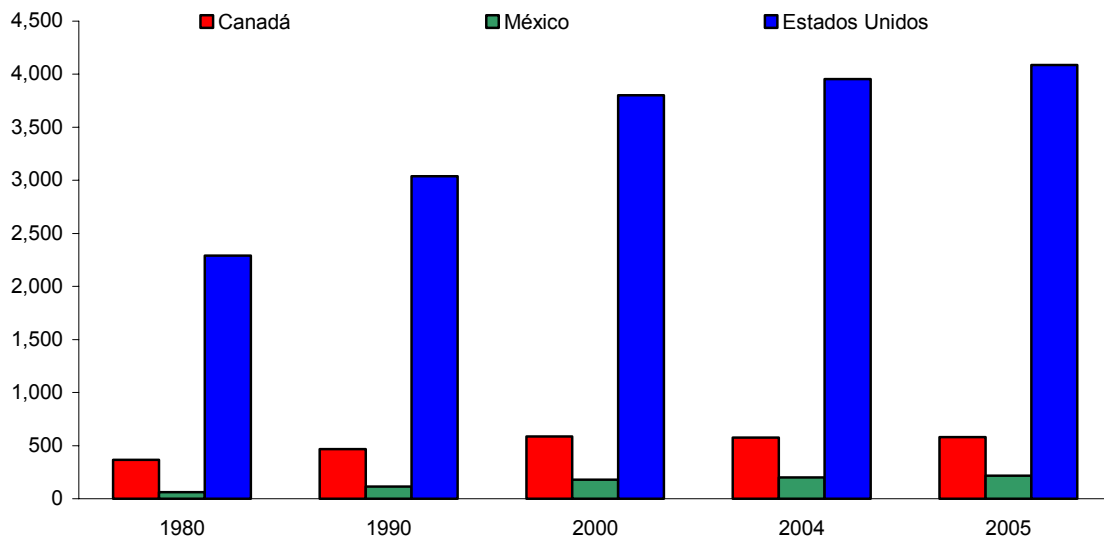
Producción de Energía en América del Norte

Producción de carbón
(Millones de toneladas cortas)



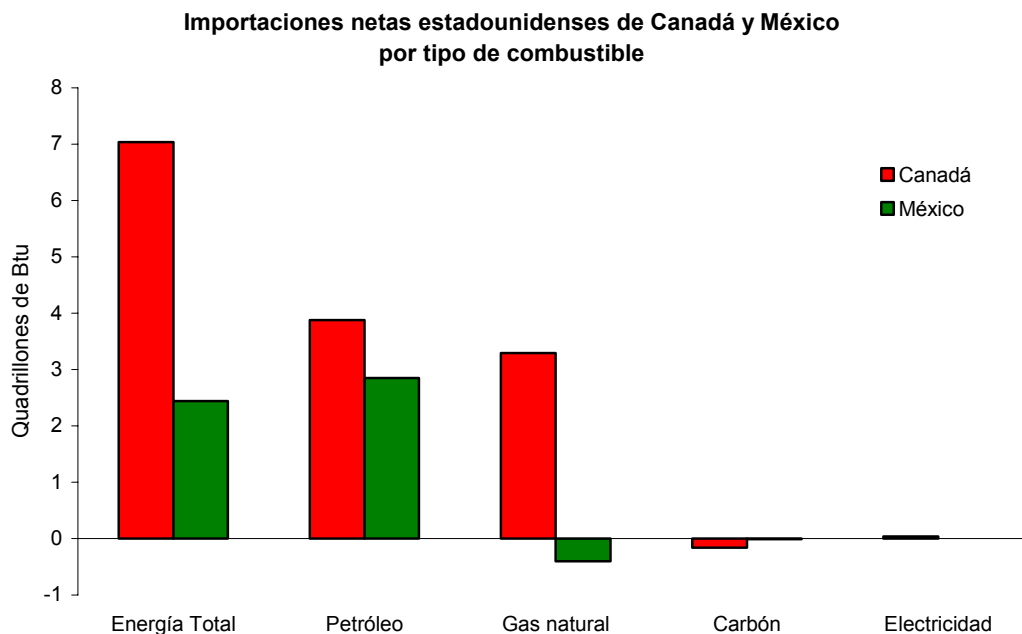
- La producción norteamericana de carbón en 2004 fue de aproximadamente 1,196 millones de toneladas cortas (MMtc). Canadá produjo 73 MMtc; México produjo 11 MMtc; y los Estados Unidos produjeron 1,112 MMtc.

Producción de Electricidad
(Terawatt-hora)



- La generación norteamericana de electricidad fue de alrededor de 4,730 terawatt-hora (TWh) en 2004. Canadá generó 550 TWh; México generó 201 TWh y los Estados Unidos generaron 3,953 TWh.

Comercio de Energía en América del Norte

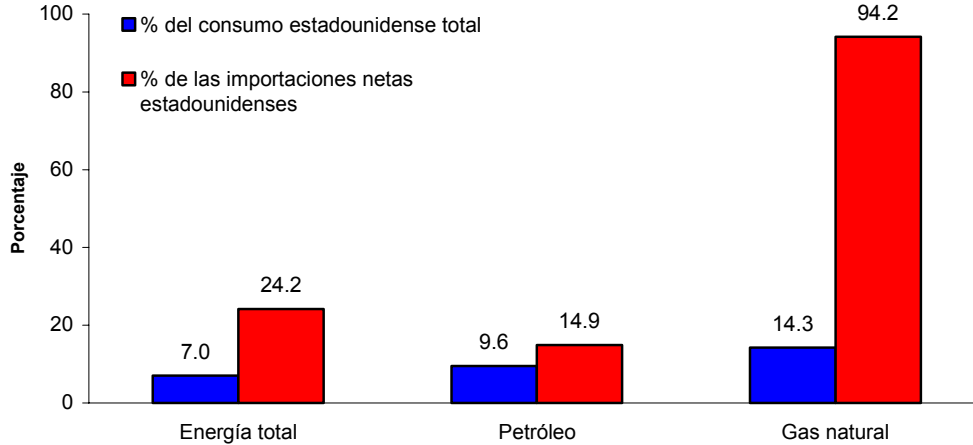


- Los Estados Unidos son uno de los principales y crecientes importadores netos de energía. En 2004, las importaciones netas estadounidenses ascendieron a más de 29 quadrillones de Btu (quads)⁵, de los 12 quads registrados en 1980 y los 14 quads en 1990.
- Los Estados Unidos tuvieron importaciones netas de petróleo de Canadá y México por 6.7 quads en 2004. En ese mismo año tanto Canadá como México fueron importadores netos de carbón procedente de los Estados Unidos.
- En 2004, las importaciones netas estadounidenses de Canadá alcanzaron 3.3 quads de gas natural y menos de 0.04 quads de electricidad.

⁵ 1 Quadrillón de BTU equivale a 10¹⁵ BTU.

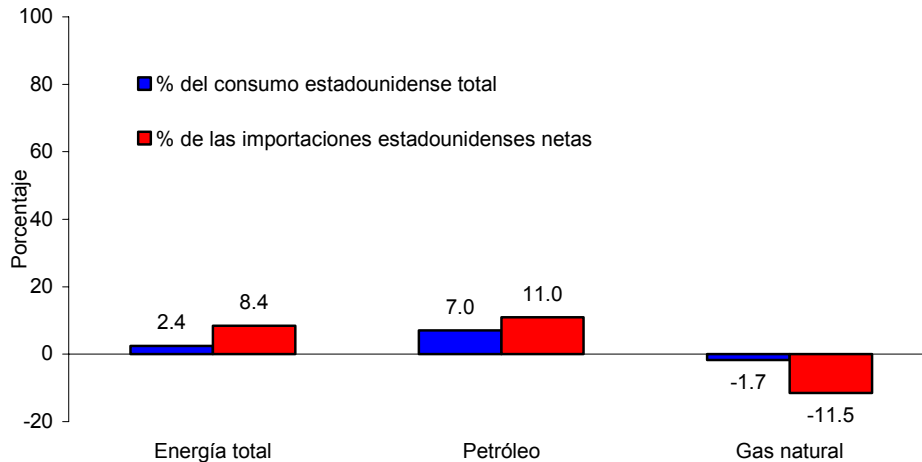
Comercio de Energía en América del Norte

Importaciones estadounidenses netas de energía de Canadá, 2004
(como porcentaje del consumo e importaciones netas de los Estados Unidos, por tipo de combustible)

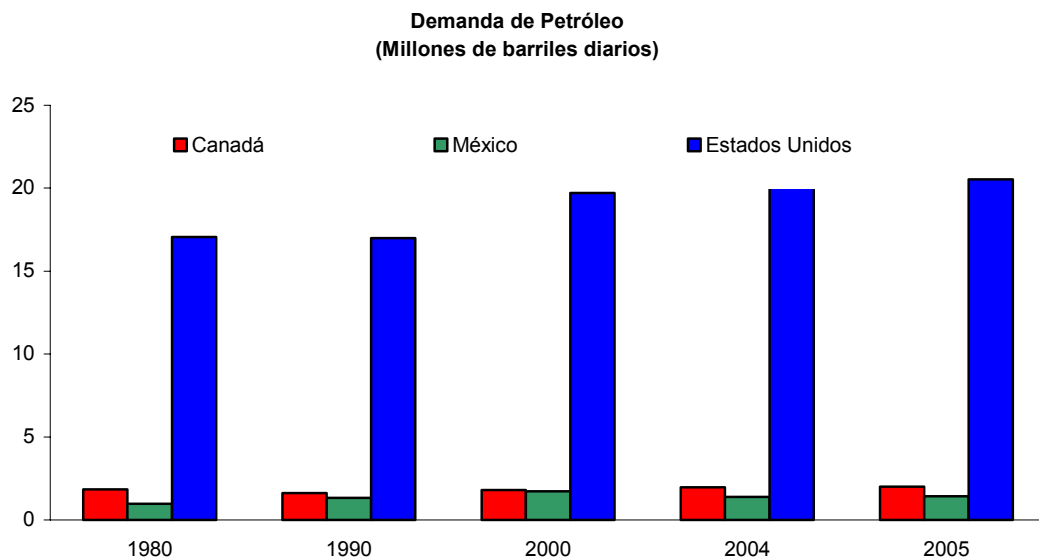


- En 2004, alrededor de 33 por ciento de las importaciones netas de energía estadounidenses provinieron de Canadá (24 por ciento) y México (8 por ciento).
- Canadá suministró más de 94 por ciento de las importaciones netas de gas natural estadounidenses. Estas importaciones representaron cerca de 14 por ciento del consumo estadounidense de gas natural en 2004.
- Las importaciones netas estadounidenses de petróleo procedentes de Canadá y México constituyeron aproximadamente 26 por ciento de las importaciones netas de petróleo y casi 17 por ciento del consumo estadounidense de petróleo.

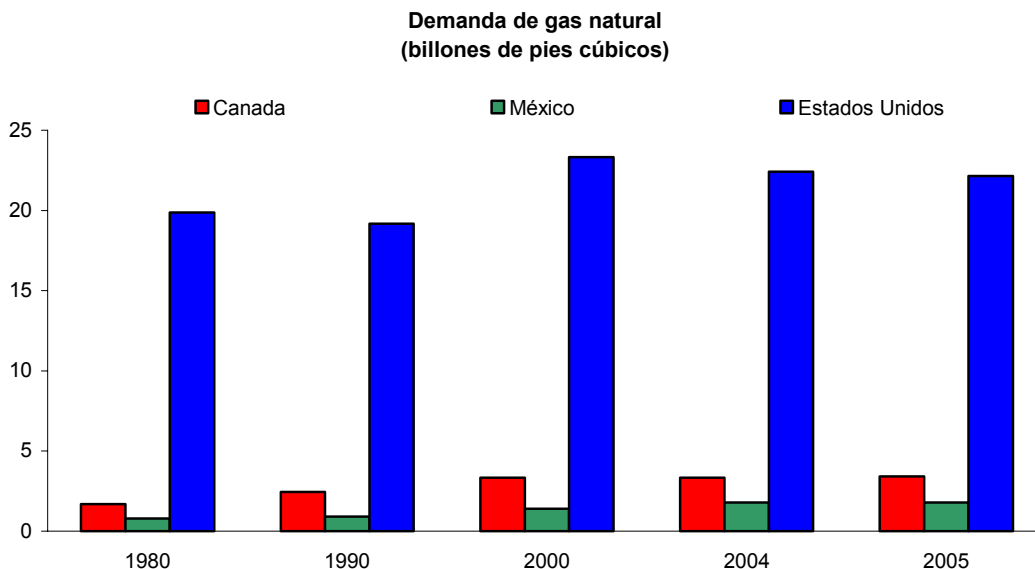
Importaciones estadounidenses netas de energía de México, 2004
(como porcentaje del consumo e importaciones netas de los Estados Unidos, por tipo de combustible)



(4) América del Norte– Demanda de Energía

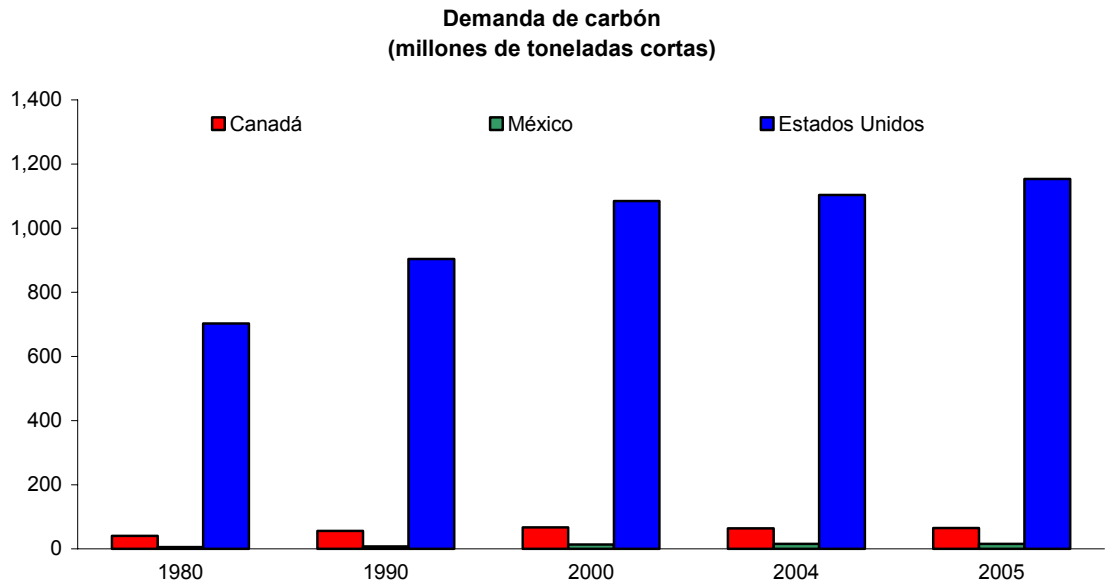


- América del Norte consumió alrededor de 24 millones de barriles diarios (MMbbl/d) de petróleo en 2004, o bien, 29 por ciento de la demanda mundial estimada. Canadá consumió 2.0 MMbbl/d, México consumió 1.4 MMbbl/d y los Estados Unidos consumieron 20.7 MMbbl/d.

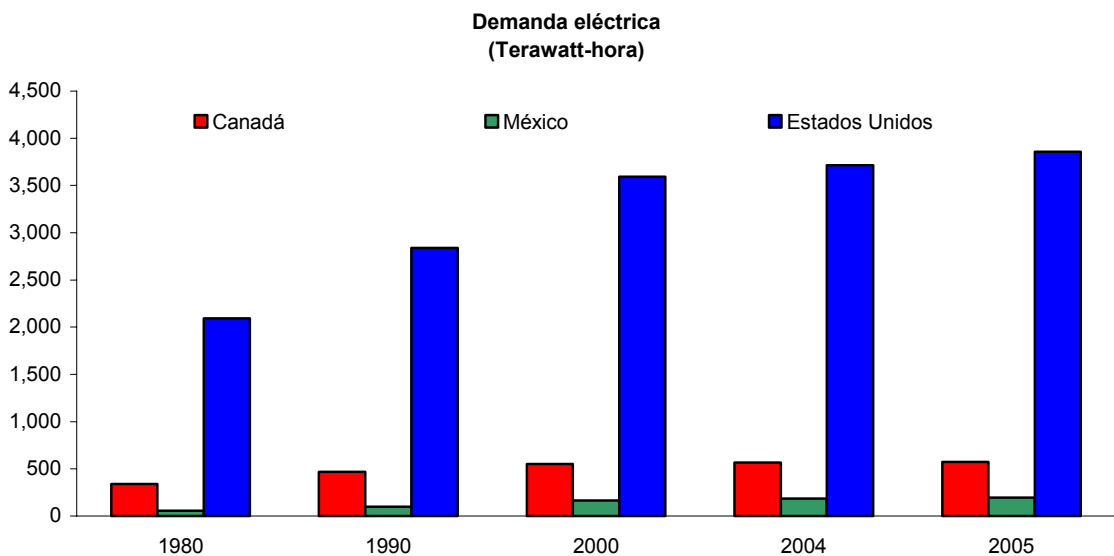


- América del Norte consumió aproximadamente 27.5 billones de pies cúbicos (Bpc) de gas natural en 2004. Canadá consumió 3.3 Bpc, México consumió 1.8 Bpc y los Estados Unidos consumieron 22.4 Bpc.

Demanda Energética en América del Norte



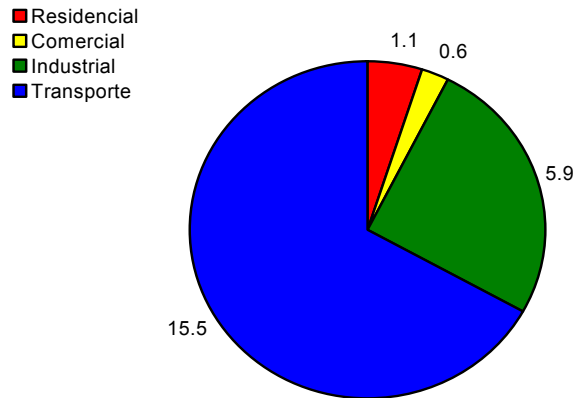
- En 2004, América del Norte consumió alrededor de 184 millones de toneladas cortas (MMtc) de carbón. Canadá consumió 64 MMtc de carbón, mientras México consumió 16 MMtc y los Estados Unidos consumieron 1,104 MMtc.



- América del Norte consumió cerca de 4,466 terawatt-hora (TWh) de electricidad en 2004. Canadá consumió 566 TWh, México consumió 184 TWh y los Estados Unidos consumieron 3,717 TWh de electricidad.

Demanda Energética en América del Norte

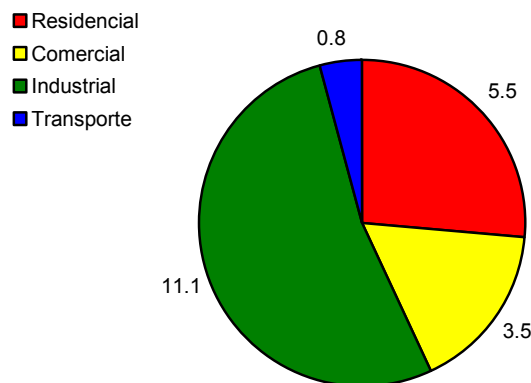
Demanda sectorial de petróleo, 2004
(millones de barriles diarios)



Demanda total = 23.13 millones de barriles diarios

- En 2004, el sector transporte de América del Norte consumió aproximadamente 15.5 millones de barriles diarios (MMbbl/d) de petróleo. Durante este periodo, el sector transporte canadiense consumió 1.0 MMbbl/d de petróleo, mientras que el sector transporte mexicano consumió 0.9 MMbbl/d y el sector transporte estadounidense consumió 13.6 MMbbl/d.

Demanda sectorial de gas natural, 2004
(billones de pies cúbicos)



Demanda total = 20.97 billones de pies cúbicos

- En 2004, el sector industrial norteamericano consumió 11.1 billones de pies cúbicos (Bpc) de gas natural. Durante este periodo, el sector industrial canadiense consumió 2.1 Bpc, el sector industrial mexicano consumió 0.5 Bpc y el sector industrial estadounidense consumió 8.5 Bpc.

(5) América del Norte– Infraestructura

Las interconexiones de infraestructura energética y flujos de energía (petróleo, gas natural, carbón y electricidad) en América del Norte han aumentado. Tanto la cantidad de flujos como la complejidad de la infraestructura han ido en ascenso. Esta sección incluye mapas sobre reservas de combustibles fósiles, infraestructura energética disponible y posibles interconexiones en América del Norte.

- Los flujos transfronterizos de petróleo son muy importantes para la economía de la región. Canadá y México son proveedores estratégicos de crudo para los Estados Unidos. Los petrolíferos se trasladan entre los países –mediante semirremolques, ductos y buquetanques.
- Canadá remite a los Estados Unidos un volumen considerable de su producción de gas natural a través de diversas interconexiones por ducto.
- Hay flujos de gas natural entre los Estados Unidos y México, en los cuales México importa más gas de los Estados Unidos de los que le exporta. Existen varias interconexiones por ducto.
- Tanto Canadá como los Estados Unidos son exportadores netos de carbón, siendo una parte carbón metalúrgico. México importa cantidades moderadas de carbón de los Estados Unidos.
- Las conexiones eléctricas que atraviesan las fronteras de los tres países constituyen un suministro regional importante y ayudan a compensar las necesidades de expansión de la capacidad nacional.

Infraestructura Petrolera en América del Norte

Aunque gran parte de la infraestructura petrolera norteamericana se encuentra bien desarrollada, continuamente hay nuevas necesidades estructurales para la exploración, desarrollo, producción, refinación, transporte y almacenamiento. Estas necesidades representan cuestiones importantes para la inversión, el comercio y el desarrollo.

La industria petrolera de América del Norte opera dentro de un conjunto de diversas leyes nacionales, estatales y municipales. La Sección 6 de este reporte analiza detalladamente el marco legal en América del Norte, ya que existen diferencias relevantes entre las distintas jurisdicciones nacionales. En Canadá, por ejemplo, a pesar de que el gobierno federal cuenta con jurisdicción

sobre el comercio interprovincial e internacional, la autoridad legal sobre la mayor parte de los recursos y la infraestructura recae en las Provincias. En México, *Petróleos Mexicanos* (Pemex) ejerce el control de los recursos y la infraestructura de la mayor parte de la industria petrolera mexicana, incluyendo la exploración, el desarrollo, la producción, la refinación y la industria petroquímica básica. En los Estados Unidos, los recursos y la infraestructura sobre tierras de propiedad pública federal (incluyendo área costa afuera) se encuentran bajo el control del gobierno federal. Los demás recursos y desarrollos de infraestructura, producción y refinación son en su mayoría de propiedad privada. Las empresas involucradas en el comercio interestatal están sujetas a la reglamentación y legislación federal.

En general, la infraestructura petrolera de América del Norte es moderna y adecuada en comparación a la de muchas regiones en el mundo. Sin embargo, existe la necesidad recurrente de desarrollo y actualización. Los factores técnicos y de transporte son particularmente importantes para el desarrollo de infraestructura en la industria petrolera. Inclusive, desde un nivel técnico, las características –como la gravedad y el contenido de azufre– del crudo para procesar o transportar afecta las necesidades de infraestructura. Asimismo, las distancias entre los sitios de producción y los centros de refinación requieren infraestructura para el transporte.

Las características físicas de los crudos ejercen un papel importante en la cooperación transfronteriza y el desarrollo de infraestructura en América

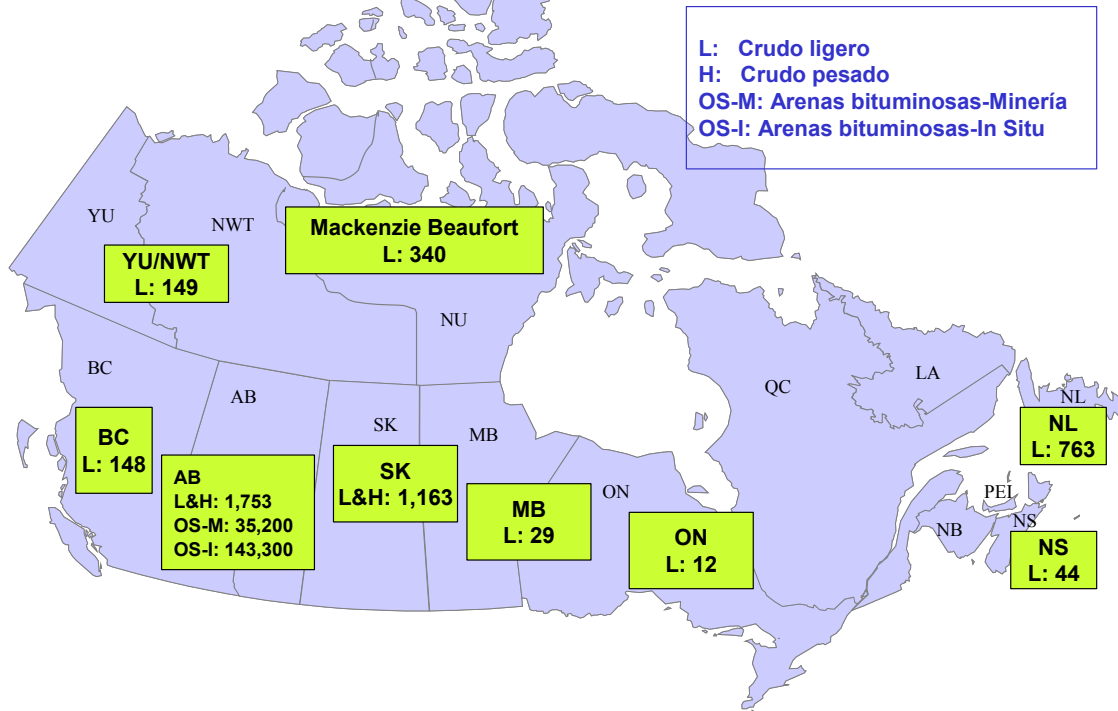
del Norte. Parte de los recursos petroleros estratégicos de América del Norte demandan un procesamiento exhaustivo antes de poder ser comercializados. Como ejemplo, las enormes reservas petroleras de Canadá derivadas de las arenas bituminosas, precisan de grandes compromisos de infraestructura para su desarrollo, tratamiento, transporte y procesamiento. Los crudos pesados de México (Maya) también requieren importantes desarrollos, medios de transporte y adaptaciones a las refinerías.

Asimismo, América del Norte es un gran mercado para los petrolíferos ligeros (gasolina, turbosina, gas licuado de petróleo), lo que conlleva un tratamiento significativo de los crudos pesados. Existen otros ejemplos de cooperación transfronteriza que han ayudado a enfrentar las necesidades regionales. Pemex – la empresa petrolera del Estado mexicano – está trabajando en varios proyectos en los Estados Unidos con otras empresas; las empresas estadounidenses desarrollan capacidad para la refinación y la coquización mientras Pemex provee el abasto de largo plazo de crudo Maya. Shell Oil en Deer Park, Texas (en los Estados Unidos) es un ejemplo.

La localización remota de los recursos requiere infraestructura de transporte. Tanto el crudo de Canadá situado al oeste (Alberta) como el crudo dulce en Terranova se encuentran distantes de los mercados principales de Ontario, Québec y los Estados Unidos. Así también, la producción mexicana precisa transporte por vía terrestre y marítima. Al transportar crudo de Alaska, los Estados Unidos recorren largas distancias.

Petróleo – Canadá

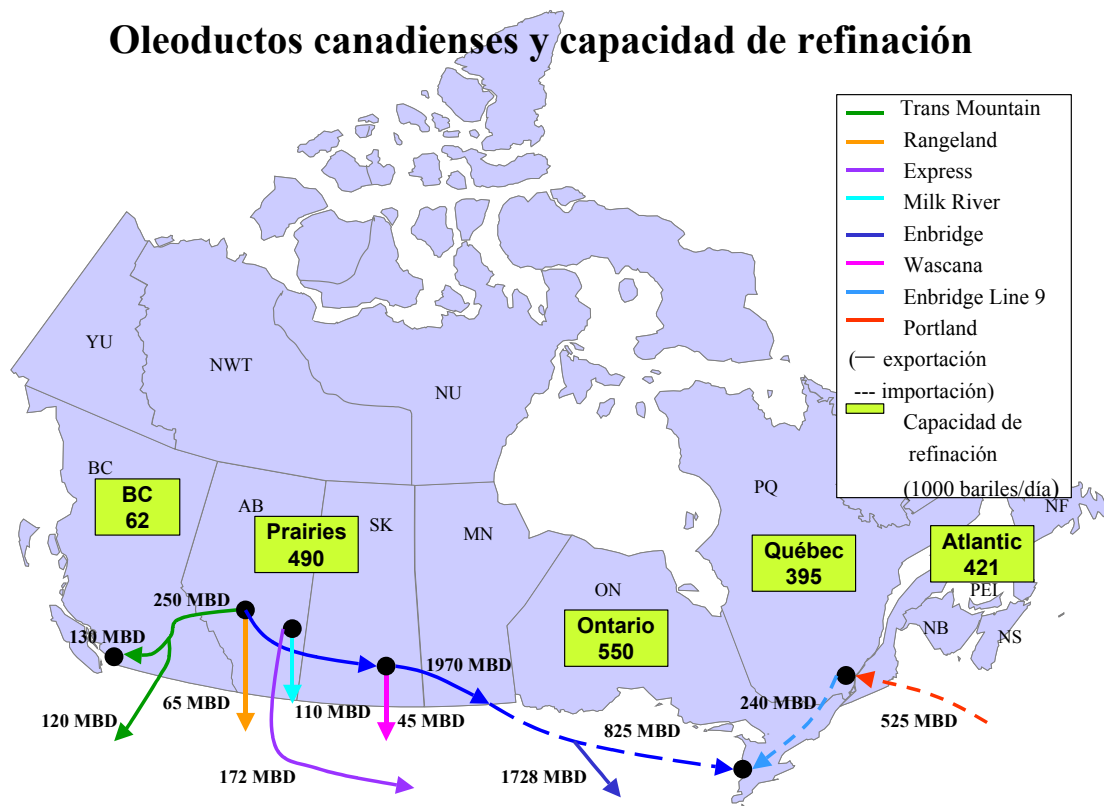
Reservas probadas recuperables de petróleo al cierre de 2005 (millones de barriles)



- Las reservas de las arenas bituminosas de Alberta colocan a Canadá entre los principales países por sus reservas establecidas de crudo.

Petróleo – Canadá

Oleoductos canadienses y capacidad de refinación



MBD = Millones de barriles diarios

- Las redes de oleoductos de Canadá y Estados Unidos se encuentran en su mayoría correctamente integradas.

Petróleo– México

Sistema nacional de poliductos



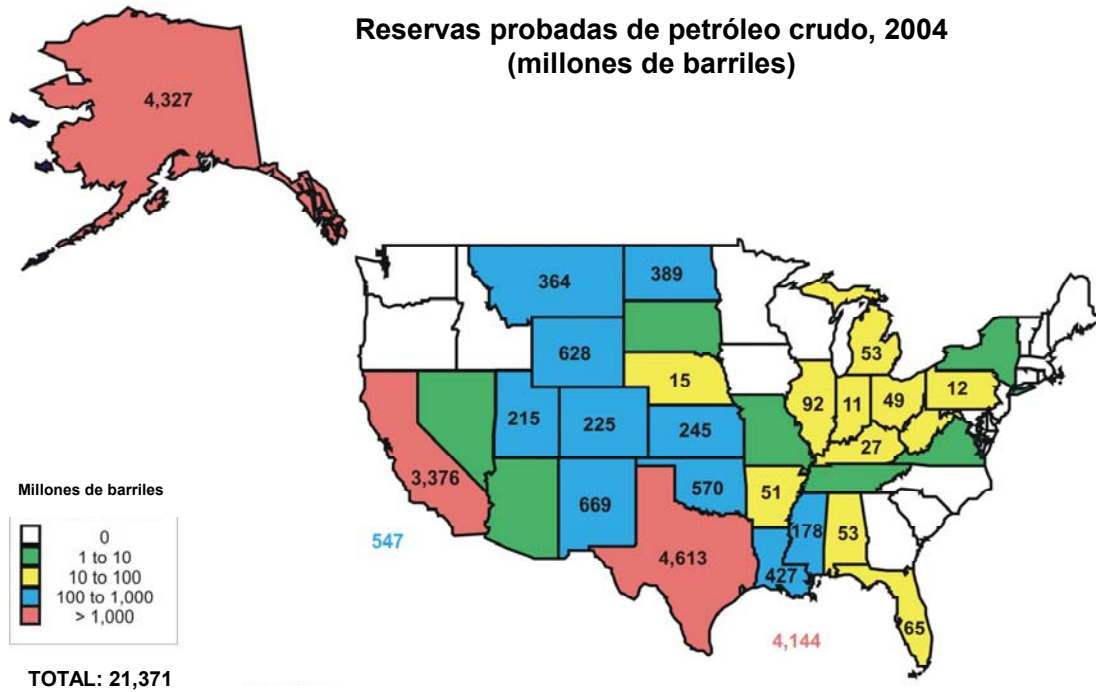
- La red de poliductos de México se distribuye principalmente hacia el Golfo y Centro del país, generalmente cerca de los puntos de producción y de los grandes centros consumidores.

Petróleo– México

Refinerías y oleoductos



Petróleo– Estados Unidos



- Las reservas de petróleo crudo de los Estados Unidos se localizan principalmente en Texas, costa afuera de la propiedad federal, en Alaska y California.
- La infraestructura petrolera de los Estados Unidos está mejor desarrollada en torno a estas reservas y a los centros de producción.

Infraestructura de Gas Natural en América del Norte

El uso de gas natural en América del Norte crece rápidamente. Entre 1999 y 2000, las exportaciones canadienses de gas natural crecieron aproximadamente en 200 miles de millones de pies cúbicos (Mmmpc). Las exportaciones estadounidenses a Canadá se incrementaron en más de 30 Mmmpc. De 1999 a 2000, las importaciones mexicanas de gas natural de los Estados Unidos aumentaron en aproximadamente 40 Mmmpc. Las exportaciones mexicanas de gas natural se redujeron en poco más de 40 Mmmpc.

La creciente importancia del gas natural ha estado acompañada por reestructuraciones y cambios regulatorios que han impactado el desarrollo de infraestructura.

Los modalidades estratégicas de la infraestructura de gas natural incluyen la producción, licuefacción o regasificación del gas natural licuado (GNL), almacenamiento y transporte (gasoductos y buquetanques). Debido al papel emergente del gas natural en muchos mercados, la infraestructura norteamericana de este combustible ha crecido considerablemente y se espera que siga en aumento. De esta manera, los ductos transportan gas natural en ambos sentidos entre Canadá y los Estados Unidos y entre México y los Estados Unidos. Actualmente, la mayoría del comercio de gas natural se realiza de Canadá a los Estados Unidos y de Alaska (Cook Inlet) a Asia. Cabe señalar que se envían volúmenes pequeños de GNL a México por semirremolque.

En la actualidad la infraestructura de gasoductos está mejor desarrollada entre Canadá y los Estados Unidos que entre México y los Estados Unidos. El gas canadiense entra a los Estados Unidos a través de varios gasoductos troncales que convergen en los mercados estadounidenses del Medio Oeste, Noreste, Pacífico Noroeste y California. Algunos ejemplos relevantes son Alliance Pipeline, Northern Border Pipeline, Maritimes & Northeast Pipeline, Iroquois Pipeline, TransCanada Pipeline System (incluyendo Foothills y Gas Transmission Northwest System, Duke Energy Gas Transmission (antes Westcoast Energy) pipelines y Northwest Pipelines.

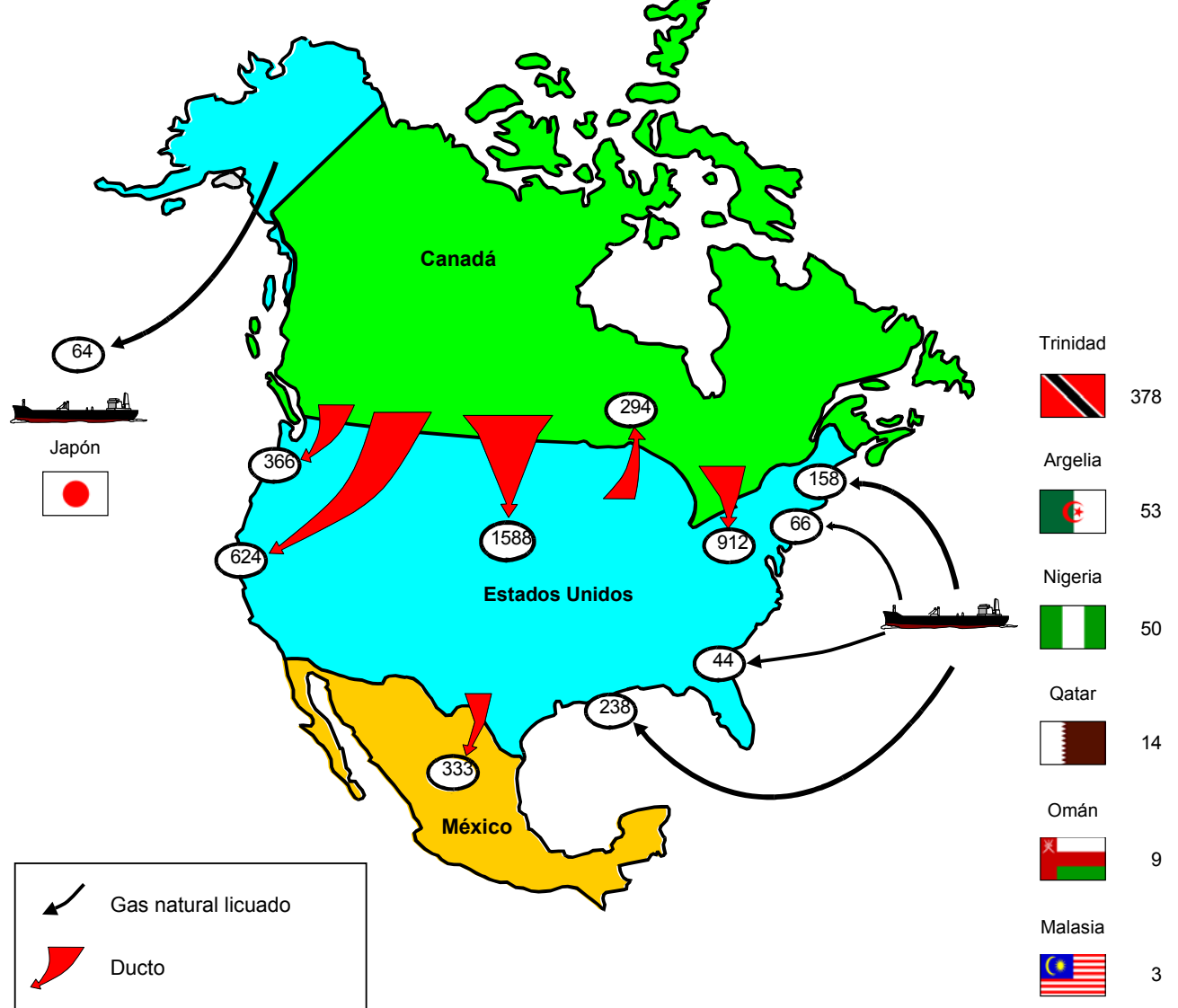
En años recientes, las interconexiones de gas natural entre México y los Estados Unidos se han expandido. En 1997, los Estados Unidos comenzaron a exportar gas natural mediante el ducto Texas-Monterrey. Asimismo, la conexión de El Paso Energy y el sistema de gasoductos de Pemex contribuye al suministro para México. Pemex tiene acceso a nueve puntos de conexión para importación o exportación atravesando la frontera con los Estados Unidos. Hay otros puntos de conexión transfronterizos de propiedad privada al noroeste de México.

La infraestructura de gas natural en los Estados Unidos se ha expandido considerablemente por el desarrollo de los gasoductos y la capacidad de almacenamiento de los centros nacionales de operación o los mercados de referencia. El Henry Hub de Louisiana ha extendido sus conexiones a gran número de centros en Canadá y los Estados Unidos, así como a varios

puntos de comercio que gradualmente emplean precios de subasta en vez de contratos de largo plazo.

Así, la expansión del gas natural en las economías de América del Norte continuará revistiendo gran importancia con relación a la inversión y desarrollo de infraestructura.

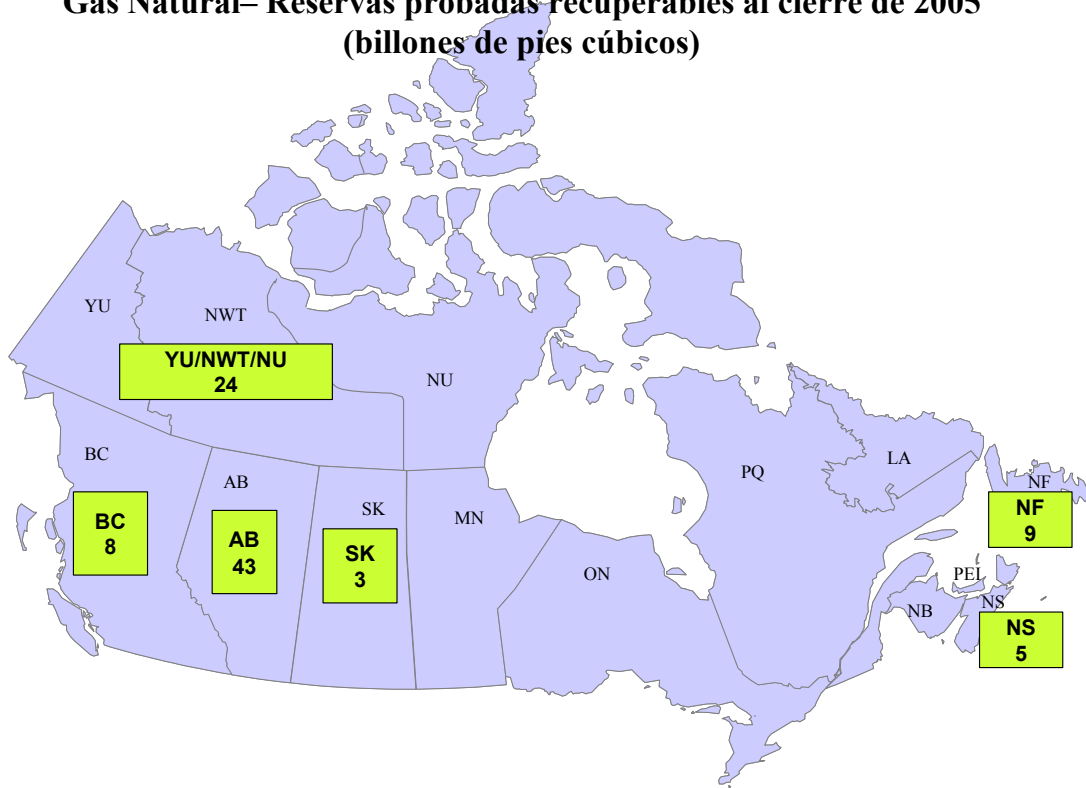
Flujos de importación y exportación de gas natural en América del Norte, 2003



Fuente: Office of Fossil Energy, U.S. Department of Energy, *Natural Gas Imports and Exports*.

Gas Natural – Canadá

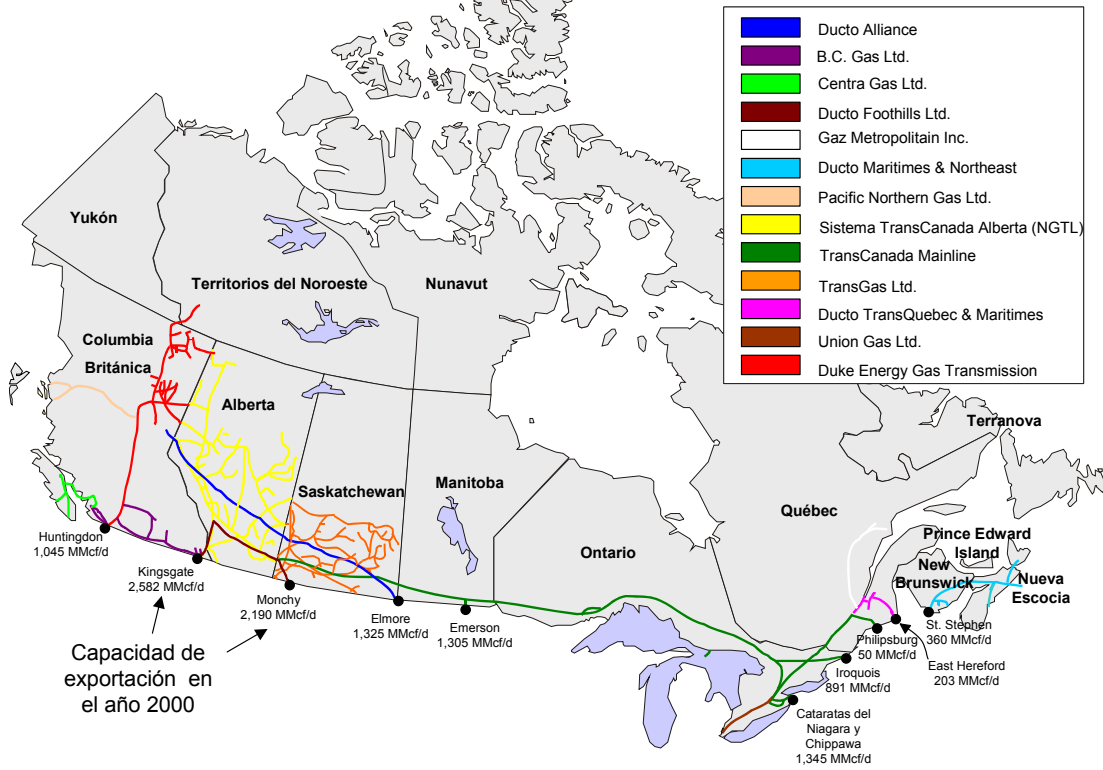
Gas Natural– Reservas probadas recuperables al cierre de 2005
(billones de pies cúbicos)



- Alberta es la principal provincia productora de gas natural.
- Nueva Escocia está aumentando su producción.
- Existe un alto interés en desarrollar el norte de Canadá.

Gas Natural – Canadá

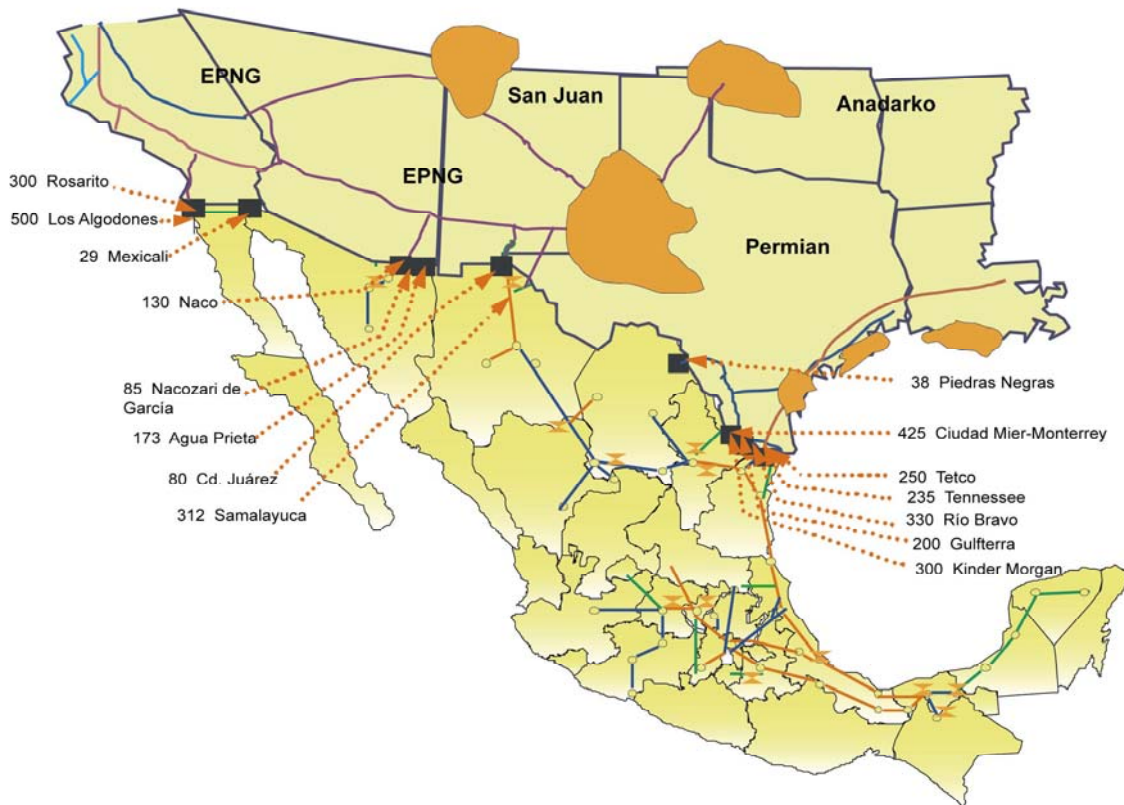
Principales ductos de gas natural en Canadá



- Canadá cuenta con una amplia red de gasoductos, incluyendo varias interconexiones importantes con los Estados Unidos.
- Canadá es el segundo mayor exportador de gas natural en el mundo después de Rusia.

Gas Natural – México

Ductos e interconexiones de México con los Estados Unidos



El sistema nacional de gasoductos de México (con líneas de 24, 36 y 48 pulgadas de diámetro) atraviesa 18 estados de la República Mexicana, desde Cactus, en el sur, hasta Los Ramones en el noreste.

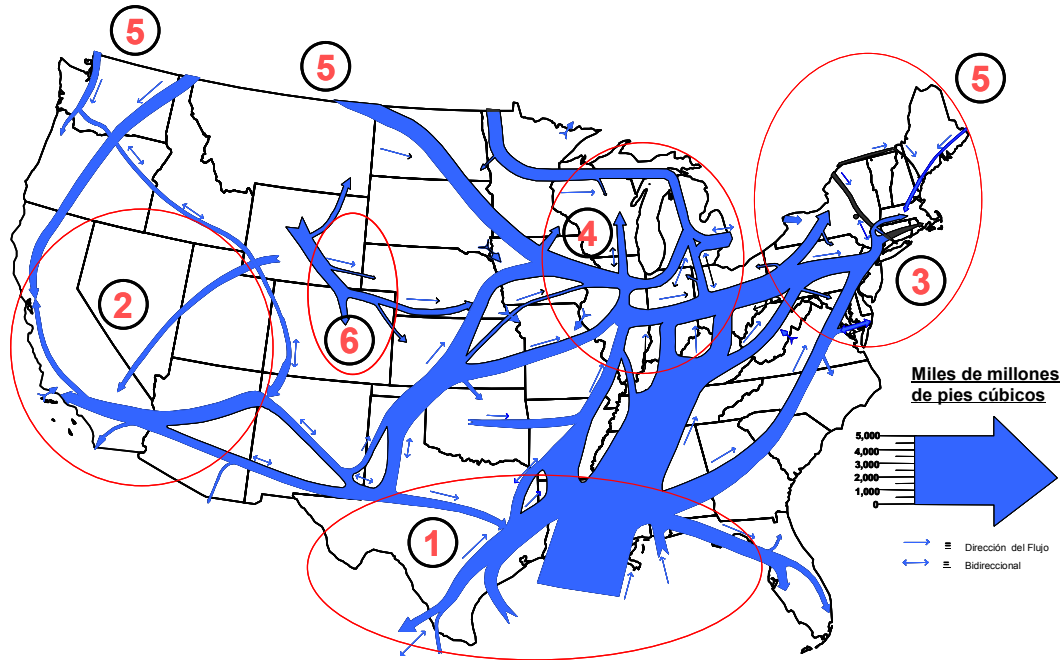
- Naco, Sonora, es el origen de un ducto de 339 kilómetros de longitud para la importación de gas natural de los Estados Unidos. En este punto se encuentra también una estación de compresión.
- El sistema nacional de gasoductos mexicano se extiende

en 8,704 kilómetros, con 16 estaciones de compresión –cinco en el sur, nueve en el norte y dos en la parte central del país.

- A través de nueve interconexiones Pemex puede exportar o importar a lo largo de la frontera con los Estados Unidos. Estas estaciones son: tres en Reynosa; dos en Argüelles, Tamaulipas; Naco, Sonora; Ciudad Juárez, Chihuahua; Ciudad Mier, Tamaulipas y Los Algodones, Baja California.

- Argüelles: El proyecto Coral Energy de Argüelles, inaugurado el 22 de octubre de 2000 es un ducto importante que cruza la frontera mexico-estadounidense. El ducto Coral de 24 pulgadas tiene una capacidad de 340 millones de pies cúbicos diarios (Mmpc/d) y una longitud de 95 millas. La nueva línea Coral servirá al mismo territorio con 400 Mmpc/d de capacidad de los ductos de Pacific Gas & Electric, los cuales también se conectan con Pemex en Argüelles, Tamaulipas.
- Reynosa tiene una capacidad combinada de 930 Mmpc/d: Tetco 250 Mmpc/d y Tennessee 350 Mmpc/d. El diámetro del ducto es de 24 pulgadas y recorre 7.5 millas. En 2003, otro ducto fue inaugurado en Rio Bravo, con una capacidad de 330 Mmpc/d.
- Ciudad Juárez cuenta con una capacidad de 80 Mmpc/d y con un ducto de 16 pulgadas de diámetro de 2 millas de longitud.
- El ducto de Samalayuca mide 40 millas, su tubería es de 24 pulgadas de diámetro y su capacidad de 312 Mmpc/d.
- El ducto de Naco tiene una capacidad de 130 Mmpc/d, mide dos millas y su diámetro es de 16 pulgadas.
- La capacidad del ducto de Piedras Negras es de 38 Mmpc/d
- Mexicali: Esta interconexión transfronteriza se ubica en el noroeste de México y al servicio de la planta eléctrica de Rosarito, instalaciones industriales y las ciudades de Tijuana y Mexicali al norte del estado de Baja California. Mide 36 kilómetros con un diámetro de 30 pulgadas y una capacidad de 29 Mmpc/d. Este ducto es operado por Sempra.

Resumen de los principales flujos interestatales de gas natural, 2003



- Desde 1986, las importaciones estadounidenses de gas natural de Canadá han crecido año tras año.

Una parte considerable de la capacidad de los gasoductos en los Estados Unidos se traslada de las principales áreas productoras de Texas y Louisiana (1) a los mercados en las regiones del Noroeste

(3) y Medio Oeste (4). En los últimos 10 años, los crecientes flujos de gas natural procedentes de Canadá (5) también se han dirigido a estos mercados.

Asimismo, la producción del área de las Montañas Rocallosas se canaliza a las regiones del Oeste (2) y Medio Oeste (4) del país.

Infraestructura de Gas Natural Licuado en América del Norte

El panorama a largo plazo para que América del Norte continúe abasteciéndose de su propio gas natural es incierto. América del Norte representa aproximadamente un cuarto de la demanda mundial de gas natural y 95 por ciento de las reservas probadas mundiales de gas natural se encuentran fuera de la región. Durante la última década el progreso tecnológico fue determinante para reducir los costos de licuefacción, embarque y regasificación del gas natural. Junto con el desarrollo de los mercados, estas mejoras a la eficiencia han convertido al gas natural licuado (GNL) en una fuente viable para abastecer a los mercados norteamericanos.

Para acceder al GNL de manera significativa, América del Norte necesita desarrollar capacidad de recepción en Canadá y México, así como expandir la capacidad disponible en los Estados Unidos. Para ello se requerirá la construcción de infraestructura considerable: muelles e instalaciones marítimas, instalaciones para el almacenamiento y regasificación de GNL y ductos derivados. Además, la red de gasoductos y la capacidad de almacenamiento disponibles podrían precisar una expansión con el fin de transportar el producto hasta los mercados. Estas adiciones son críticas para mantener la habilidad de América del Norte de acceder y comerciar eficientemente el volumen necesario de esta importante fuente de energía para entregarlo a los consumidores finales.

La expansión del GNL enfrenta por lo menos dos obstáculos principales. Primero, muchas fuentes actuales de gas

natural carecen de suficientes instalaciones para la licuefacción y exportación del combustible. Segundo, los proyectos de terminales de importación de GNL a menudo enfrentan preocupaciones locales acerca del ambiente y la seguridad, así como cuestionamientos acerca de la pérdida de valor de las propiedades. No obstante, el GNL se ha transportado y comercializado internacionalmente desde 1959 y posee una insuperable trayectoria de seguridad. Se considera que el GNL es un complemento viable de la producción convencional de gas natural, por lo que se buscan oportunidades para establecer nuevas capacidades para el GNL y expandir las instalaciones actuales. Los esfuerzos de cada país en esta materia se detallan a continuación en cada una de las secciones de GNL de cada país.

Se espera que las importaciones de América del Norte de GNL crezcan significativamente en las siguientes dos décadas. En el *International Energy Outlook 2005*, la Energy Information Administration (EIA) de los Estados Unidos pronosticó que las importaciones estadounidenses de esta fuente de energía aumentaría hasta 6.4 miles de millones de pies cúbicos en 2025.

Se ha estimado que el GNL juegue un papel importante en la configuración energética norteamericana y se requiere de inversiones considerables para materializar este desarrollo. Existen múltiples inquietudes con respecto al desarrollo del GNL y otras instalaciones de ductos que precisan de atención a fin de aprovechar los recursos estimados de gas natural para América del Norte. Con

el propósito de apoyar el GNL, así como otras fuentes energéticas, la ASPAN busca brindar transparencia en la reglamentación, legislación y licitaciones en los tres países además de

mejorar el comercio e inversiones regionales y mitigar las preocupaciones ambientales y de seguridad.

GNL – Canadá

Actualmente, Canadá no importa GNL, sin embargo, para abastecer el gas natural que satisfaga las necesidades del país, así como para exportar excedentes del combustible hacia los Estados Unidos, Canadá cuenta con siete propuestas para construir terminales de importación dentro de su territorio, seis de las cuales se encuentran en diversas etapas de valoración ambiental (EA) o de revisión de procesos regulatorios:

- **WestPac Terminals** (Prince Rupert, Columbia Británica): Capacidad: 0.30 mil millones de pies cúbicos diarios (Mmmpc/d). Responsable del proyecto: WestPac Terminals, Inc. El proceso de EA/revisión regulatoria no ha comenzado. La fecha de arranque de este proyecto se estima en 2009.
- **Kitimat LNG** (Kitimat, Columbia Británica): Capacidad: 0.61 Mmmpc/d. Responsable del proyecto: Galveston LNG. Este proyecto se encuentra hasta el momento bajo EA/revisión del proceso regulatorio. La fecha de arranque estimada es 2009.
- **Proyecto Rabaska** (Beaumont, Québec): Capacidad: 0.50 Mmmpc/d. Responsables del proyecto: Enbridge, Gaz Métro y
- **Gaz de France**. Este proyecto se encuentra bajo EA/revisión del proceso regulatorio y se espera que arranque en 2009.
- **Proyecto Cacouna Energy** (Gros Cacouna, Québec): Capacidad: 0.50 Mmmpc/d. Responsables del proyecto: TransCanada y Petro-Canada. Este proyecto se encuentra bajo la fase de EA/revisión del proceso regulatorio y se prevé que comience a operar en 2009.
- **Canaport LNG** (Saint John, New Brunswick): Capacidad 1.0 Mmmpc/d. Responsables del proyecto: Irving Oil, Ltd. y Repsol YPF. Las autorizaciones federales y provinciales fueron recibidas en agosto de 2004. La construcción de las instalaciones correspondientes a tierra firme ha comenzado. Asimismo, los responsables del proyecto siguen buscando suministro de GNL, aunque no se ha hecho ningún comunicado oficial. La fecha esperada de inicio es 2008.
- **Keltic Petrochemicals** (Goldboro, Nueva Escocia): Capacidad: 1.0 Mmmpc/d. Responsable del proyecto: Keltic Petrochemicals. Este proyecto

incluye una gran planta petroquímica y se encuentra bajo la fase de EA/revisión del proceso regulatorio. Se prevé que comience a operar en 2009.

- **Bear Head LNG** (Canso Strait, Nueva Escocia): Capacity: 1.0 Mmmpc/d. Responsable del proyecto: Anadarko Petroleum Corp. Las autorizaciones federales y provinciales fueron recibidas en agosto de 2004. La construcción de las instalaciones inició a principios de 2005. Anadarko busca oferta de GNL, aunque no se ha anunciado nada oficialmente. La fecha prevista de arranque es 2008.

Los proyectos de GNL de Québec proveerían una fuente alterna de gas natural para los mercados del este de Canadá, dado que Québec depende casi por completo de la oferta proveniente del

oeste canadiense. A su vez, los proyectos programados para la Columbia Británica están diseñados en gran medida para suministrar gas natural a los consumidores de la isla de Vancouver y del Lower Mainland.

A pesar de que es difícil asegurar los proyectos en este momento, parece poco probable que las tres propuestas para la Costa Este se realicen dentro del tiempo establecido. De la misma manera, los dos proyectos en Québec podrían ser mutuamente excluyentes a corto plazo, lo que no quiere decir que solo uno de ellos pueda realizarse. Es más probable que ocurran uno después del otro y no simultáneamente. Antes del fin de esta década, parece posible que el panorama de oferta de gas natural en América del Norte incorpore una o dos terminales en Canadá.

GNL – México

Durante los próximos 10 años, la demanda de gas natural en México crecerá a una tasa de 5.8 por ciento anual, mientras se estima que la producción se eleve de 4.3 miles de millones de pies cúbicos diarios (Mmmpc/d) en 2003 a 5.5 Mmmpc/d en 2013, esto es a una tasa media de crecimiento anual de 2.5 por ciento. De esta manera, se espera que en 2013 las importaciones constituyan 41 por ciento de la demanda total de gas natural en México.

Para incrementar la oferta de gas natural en México, el *Programa Sectorial de*

*Energía 2000-2006*⁶ considera la instalación de terminales de almacenamiento y regasificación de GNL en el Golfo de México y la Costa del Pacífico como alternativa para complementar la producción nacional y diversificar las fuentes de este combustible a precios competitivos.

En los 10 últimos años, se ha promovido una mayor participación de la iniciativa privada en el desarrollo de infraestructura. Asimismo, las

⁶ Programa del sector energético del Gobierno Federal 2000-2006.

modificaciones y adiciones hechas al marco legal para garantizar la seguridad en el abasto, han facilitado la construcción de las instalaciones mencionadas anteriormente. Se han gestado importantes proyectos para construir terminales de regasificación en México, buscando la diversificación de las importaciones de gas natural para satisfacer el crecimiento esperado de la demanda del sector mexicano en el corto y mediano plazos. Actualmente ocho proyectos de GNL se encuentran bajo diferentes niveles de avance⁷:

- **Altamira, Tamaulipas:**
Capacidad: 0.50 Mmmpc/d.
Responsable del proyecto :
Terminal de GNL de Altamira, S. de R.L. de C.V. (Shell). La fecha de arranque está planeada para fines de 2006 y la terminal se encuentra en estado avanzado de construcción. La Comisión Federal de Electricidad (CFE)⁸ consumirá por completo la oferta de gas, el cual provendrá de Nigeria y Trinidad y Tobago.
- **Ensenada, Baja California:**
Capacity: 1.0 Mmmpc/d.
Responsable del proyecto:
Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. (Sempra-Shell). El proyecto está programado para comenzar operaciones en 2008 y pretende abastecer a los sectores eléctrico, industrial y residencial,

⁷ No existe una promoción oficial del gobierno federal para los proyectos potenciales mencionados aquí. La lista se basa en información pública disponible para la Secretaría de Energía proporcionada por los responsables del proyecto, los medios de comunicación y las autoridades locales.

⁸ La compañía estatal de electricidad.

así como exportar hacia Arizona. El origen del gas será Indonesia y posiblemente, Rusia. Hasta el momento las instalaciones se encuentran en construcción.

- **Islas Coronado:** Capacidad: 0.70 Mmmpc/d. Responsable del proyecto: Chevron Texaco de México, S.A. de C.V. La Comisión Reguladora de Energía (CRE)⁹ otorgó el permiso para la construcción de la primer terminal mexicana costa afuera. Chevron Texaco estima que la terminal comience operaciones aproximadamente en 2008, si bien su construcción todavía no ha iniciado.
- **Manzanillo:** Capacidad: 1.0 Mmmpc/d. CFE es responsable del proyecto, cuyo objetivo principal es satisfacer la demanda de la generación eléctrica de la región a futuro. Se espera que comience a operar entre 2010 y 2011.
- **Lázaro Cárdenas:** Capacidad: 0.50 Mmmpc/d. Responsable del proyecto: Repsol YPF. Aunque la empresa ganó el derecho de construcción de una terminal de GNL en Lázaro Cardenas, la CRE aún no ha otorgado ningún permiso.
- **Topolobampo:** Capacidad: 0.50 Mmmpc/d. El proyecto se encuentra en una fase de evaluación inicial. Las autoridades locales y portuarias abrieron una licitación para establecer una terminal de GNL

⁹ La Comisión Reguladora de Energía de México.

en las instalaciones portuarias adyacentes.

- Golfo de México costa afuera:**
 Capacidad: 1.0 Mmmpc/d.
 Responsable del proyecto: Dorado-Tidelands (Terranova Energía). El inversionista solicitó recientemente un permiso de transporte de acceso abierto. Se espera que este sistema de transporte se interconecte a la futura terminal de GNL costa afuera en el Golfo de México.
- Puerto Libertad:** Capacidad: 1.3 Mmmpc/d. Responsable del proyecto: Sonora Pacific LNG. Este proyecto aún no cuenta con permiso, si bien el responsable programó el inicio de operaciones hasta 2009.

En México, los proyectos de GNL se asocian principalmente a los planes de expansión del sector eléctrico, el cual empleará plantas de ciclo combinado alimentadas con base en gas natural. Dado que los proyectos de GNL conllevan inversiones substanciales, CFE es el consumidor más apto de llevar a cabo un proyecto de esta magnitud. Por otra parte, se está considerando la posibilidad de realizar alianzas entre CFE, Petróleos Mexicanos (Pemex) y empresas privadas para el desarrollo de terminales de GNL.

El gobierno federal ha identificado los beneficios derivados del impulso a la construcción de las terminales de GNL y forman parte de su estrategia para elevar la oferta de gas natural.



Nota: Las fechas expresan la fecha estimada para el arranque de operaciones. El volumen indicado es el autorizado en la solicitud de permiso o bien la estimación contenida en el proyecto. Fuente Secretaría de Energía..

GNL – Estados Unidos

Las importaciones de gas natural licuado (GNL) representaron casi 3 por ciento de la oferta de gas natural en Estados Unidos en 2004. Sin embargo, el surgimiento de inquietudes acerca del estancamiento e incluso retroceso de la producción de gas en los Estados Unidos y Canadá –el mayor proveedor de gas de los Estados Unidos– han suscitado un interés ascendente en el uso gradual del GNL.

Las importaciones estadounidenses de GNL se han incrementado para cubrir la demanda creciente y recientemente se presentó un aumento dramático de 85 mil millones de pies cúbicos (Mmmpc) en 1998 a 652 Mmmpc en 2004. Se estima que continúen creciendo incluso en mayores proporciones a corto plazo y serán de particular importancia en abastecer gas natural para satisfacer las demandas de aquellas áreas de los Estados Unidos con restricciones en la oferta.

Como en el resto de América del Norte, la expansión y desarrollo de instalaciones de GNL en los Estados Unidos parece difícil. Las autorizaciones para las terminales de GNL por parte de los organismos federales pueden ser anuladas por decisiones estatales apegadas a los poderes federales ejercidos bajo Coastal Zone Management Act, Clean Air Act y Clean Water Act, así como otras autoridades designadas por las autoridades federales.

Pese a estos impedimentos los Estados Unidos están incrementando su capacidad de GNL. El Energy Policy Act de 2005 (EPAct 2005), firmado por el Presidente George W. Bush el 8 de

agosto de 2005, modificó la Sección 3 del Natural Gas Act y otorga a la Federal Energy Regulatory Commission (FERC o Comisión) jurisdicción exclusiva para aprobar solicitudes sobre la licitación, construcción, expansión u operación de una terminal de GNL.¹⁰ El ordenamiento jurídico en materia de energía codifica también la decisión de la FERC's 2002 Hackberry, que otorgaba a los propietarios de terminales de GNL flexibilidad para permitir el acceso a la capacidad de la terminal y para fijar los precios de los servicios efectuados.

Actualmente, los Estados Unidos cuentan con cerca de 4.4 miles de millones de pies cúbicos diarios (Mmmpc/d) de capacidad de entrega a partir de cinco terminales de GNL que despachan gas en los 48 estados contiguos del país. Esta capacidad de importación incluye la nueva terminal Gulf Gateway costa afuera 116 millas de Louisiana, que entró en operación en marzo de 2005. (Existe también otra terminal de GNL en Alaska empleada para exportar a Japón). La FERC aprobó otros 12 Mmmpc/d de capacidad de entrega en 8 nuevas terminales y expansiones, para totalizar 1.1 Mmmpc/d en dos terminales actuales. Adicionalmente, la FERC aprobó dos proyectos por un total de 1.7 Mmmpc/d de capacidad en ductos que transportarían GNL de Bahamas a Florida. La Guardia Costera y la Administración Marítima aprobaron, junto con la terminal Gulf Gateway, otras dos terminales costa afuera que

¹⁰ Energy Policy Act de 2005, Conference Report, Title III – Oil and Gas, Subtitle B – Natural Gas, Section 311.

recaen sobre su jurisdicción con una capacidad de despacho de 2.6 Mmmpc/d. En resumen, la capacidad total de entrega de 17.4 Mmmpc/d de los proyectos anteriormente citados ha sido aprobada para terminales de GNL y ductos nuevos y existentes.

No obstante, estas autorizaciones no garantizan la construcción de todas las instalaciones. Aunque la autorización reguladora es un paso principal para el responsable del proyecto, no asegura el financiamiento ni la ejecución de los contratos de capacidad de las instalaciones de GNL. El proceso regulatorio de los Estados Unidos no aboga ni promueve proyectos individuales; simplemente resuelve las propuestas de la manera más expedita posible y permite a las fuerzas de libre mercado decidir las instalaciones que serán construidas.

Considerando la demanda de más gas natural en los Estados Unidos, se espera que las entregas de GNL crezcan en el futuro, tomando en cuenta los precios. El reporte de 2003 del National Petroleum Council estima que el GNL podría incrementarse de alrededor de 3 por ciento actualmente hasta tanto como 12 por ciento de la oferta de gas estadounidense en 2025.

El *Annual Energy Outlook 2005* de la Energy Information Administration (EIA) prevé que el GNL pueda constituir hasta 21 por ciento de la oferta estadounidense en 2025, esto es, aproximadamente 17.5 Mmmpc/d.

Dependiendo de la ubicación de las instalaciones, la jurisdicción sobre la aprobación de la localización recae en la FERC o en la Administración

Marítima/Guardia Costera. Las nuevas terminales de GNL aprobadas por la FERC o Administración Marítima/Guardia Costera incluyen:

Autorizadas por la FERC

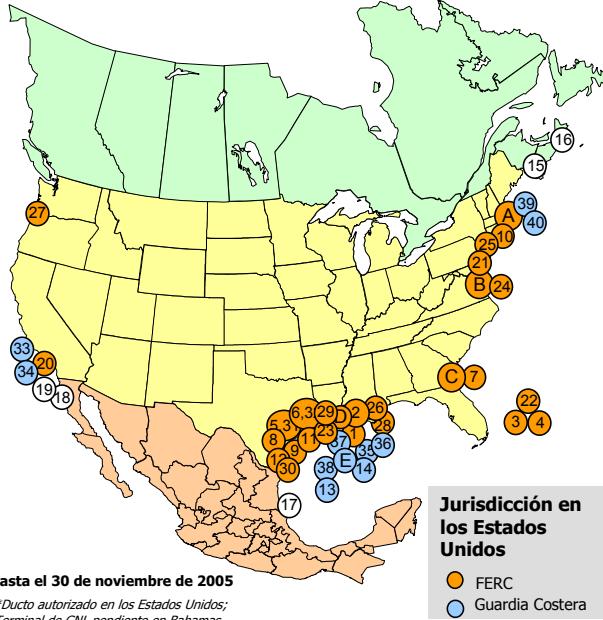
- **Cameron LNG (Hackberry, LA):** Capacidad: 1.5 Mmmpc/d. Responsable del proyecto: Sempra Energy. Esta terminal se aprobó en septiembre de 2003, para comenzar las obras de construcción a fines de 2005. Esta terminal estará en posibilidades de almacenar 10.6 Mmmpc.
- **Freeport LNG (Freeport, TX):** Capacidad: 1.5 Mmmpc/d. Un consorcio de socios limitados y generales incluyendo a Cheniere Energy entre otros, recibió autorización en junio de 2004 e inició la construcción en marzo de 2005. La autorización inicial aprobó una capacidad de almacenamiento 7 Mmmpc. Recientemente solicitó un incremento de la capacidad de despacho por 2.5 Mmmpc/d e incrementar la capacidad de almacenamiento por 3.5 Mmmpc.
- **Sabine Pass LNG (Sabine, LA):** Capacidad: 2.6 Mmmpc/d. Responsable del proyecto: Cheniere Energy. La planta recibió la autorización en diciembre de 2004 e inició operaciones en marzo de 2005. La terminal tendrá la capacidad de almacenar 10.4 Mmmpc. Sabine Pass solicitó

- recientemente elevar su capacidad de 1.4 Mmmpc/d a 4.0 Mmmpc/d y edificar 10.4 Mmmpc de almacenamiento adicional.
- **Corpus Christi LNG (Corpus Christi, TX):** Capacidad: 2.6 Mmmpc/d. Responsable del proyecto: Cheniere Energy. La construcción fue autorizada en abril de 2005. Esta terminal podrá almacenar 10.4 Mmmpc.
 - **Vista del Sol LNG (Corpus Christi, TX):** Capacidad: 1.1 Mmmpc/d. Responsable del proyecto: ExxonMobil. La empresa fue autorizada para construir esta terminal en junio de 2005. Está diseñada para almacenar 9.8 Mmmpc.
 - **Weaver's Cove Energy (Fall River, MA):** Capacidad: 0.8 Mmmpc/d. Responsable del proyecto: Poten and Partners y Amerada Hess. La FERC autorizó la construcción de esta terminal en junio de 2005. La capacidad total de almacenamiento será de 4.4 Mmmpc.
 - **Golden Pass LNG (Sabine, TX):** Capacidad: 1.0 Mmmpc/d. Responsable del proyecto:
- ExxonMobil. La autorización para la construcción del inmueble fue autorizada en julio de 2005. Está diseñada para almacenar 16.4 Mmmpc. ExxonMobil pretende expandir las instalaciones de manera que la capacidad total se eleve a 2.0 Mmmpc/d.
- **Ingleside Energy (Corpus Christi, TX):** Capacidad: 1.0 Mmmpc/d. Responsable del proyecto: Occidental Energy. La propuesta para la planta de GNL fue aprobada en julio de 2005. La terminal será capaz de almacenar 6.8 Mmmpc.

Autorizadas por la Guardia Costera/Administración Marítima

- **Port Pelican (Offshore LA):** Capacidad: 1.6 Mmmpc/d. Responsable del proyecto: Chevron. La autorización para la ubicación del proyecto fue recibida en marzo de 2004. Chevron anunció su intención de aplazar indefinidamente la construcción.
- **Gulf Landing LNG (Offshore LA):** Capacidad: 1.0 Mmmpc/d. Responsable del proyecto: Shell. La terminal recibió autorización en febrero de 2005

Terminales de GNL existentes y propuestas en América del Norte



Office of Energy Projects

CONSTRUIDAS

- A. Everett, MA : 1.035 Mmmpcd (Tractebel - DOMAC)
- B. Cove Point, MD : 1.0 Mmmpcd (Dominion - Cove Point LNG)
- C. Elba Island, GA : 0.68 Mmmpcd (El Paso - Southern LNG)
- D. Lake Charles, LA : 1.2 Mmmpcd (Southern Union - Trunkline LNG)
- E. Golfo de México: 0.5 Mmmpcd, (Gulf Gateway Energy Bridge - Excelerate Energy)

AUTORIZADAS POR LA FERC

- 1. Lake Charles, LA: 0.6 Mmmpcd (Southern Union - Trunkline LNG)
- 2. Hackberry, LA : 1.5 Mmmpcd, (Sempra Energy)
- 3. Bahamas : 0.84 Mmmpcd, (AES Ocean Express)*
- 4. Bahamas : 0.83 Mmmpcd, (Calypto Tractebel)*
- 5. Freeport, TX : 1.5 Mmmpcd, (Cheniere/Freeport LNG Dev.)
- 6. Sabine, LA : 2.6 Mmmpcd (Cheniere LNG)
- 7. Elba Island, GA: 0.54 Mmmpcd (El Paso - Southern LNG)
- 8. Corpus Christi, TX: 2.6 Mmmpcd, (Cheniere LNG)
- 9. Corpus Christi, TX : 1.0 Mmmpcd (Vista Del Sol - ExxonMobil)
- 10. Fall River, MA : 0.8 Mmmpcd, (Weaver's Cove Energy/Hess LNG)
- 11. Sabine, TX : 1.0 Mmmpcd (Golden Pass - ExxonMobil)
- 12. Corpus Christi, TX: 1.0 Mmmpcd (Ingleside Energy - Occidental Energy Ventures)

AUTORIZADAS POR MARAD/GUARDIA COSTERA

- 13. Port Pelican: 1.6 Mmmpcd, (Chevron Texaco)
- 14. Louisiana costa afuera : 1.0 Mmmpcd (Gulf Landing - Shell)

TERMINALES AUTORIZADAS EN CANADA

- 15. St. John, NB : 1.0 Mmmpcd, (Canaport - Irving Oil)
- 16. Point Tupper, NS : 1.0 Bpc/d (Bear Head LNG - Anadarko)

TERMINALES AUTORIZADAS EN MÉXICO

- 17. Altamira, Tamulipas : 0.7 Mmmpcd, (Shell/Total/Mitsui)
- 18. Baja California, MX : 1.0 Mmmpcd, (Sempra)
- 19. Baja California - Costa afuera : 1.4 Mmmpcd, (Chevron Texaco)

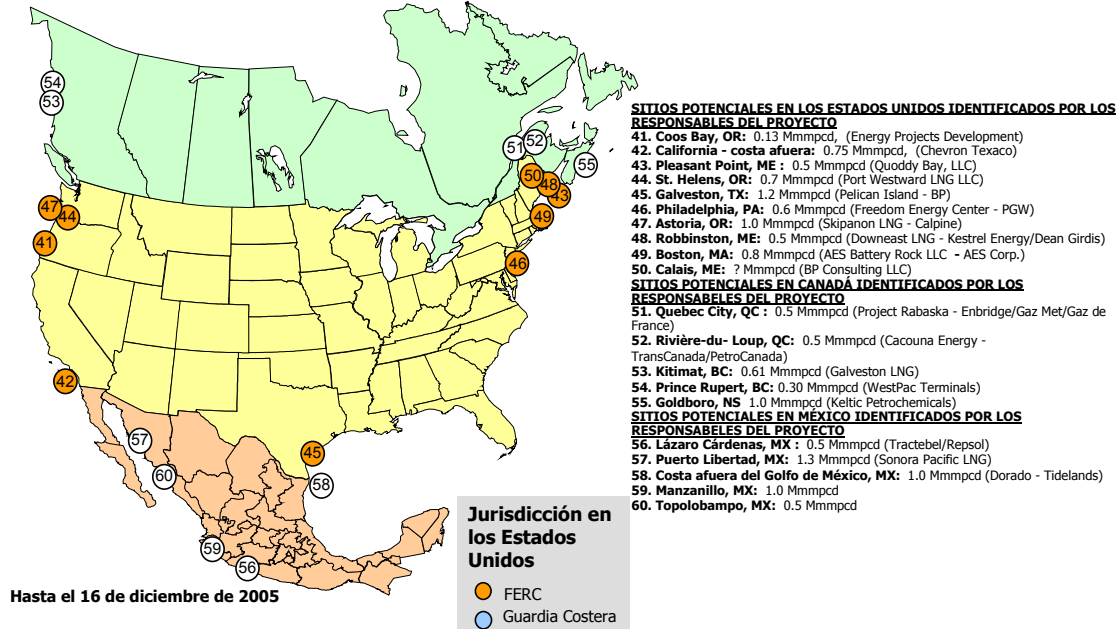
PROYECTOS SOMETIDOS A LA FERC

- 20. Long Beach, CA : 0.7 Mmmpcd, (Mitsubishi/ConocoPhillips - Sound Energy Solutions)
- 21. Logan Township, NJ : 1.2 Mmmpcd (Crown Landing LNG - BP)
- 22. Bahamas : 0.5 Mmmpcd, (Seafarer - El Paso/FPL)
- 23. Port Arthur, TX: 1.5 Mmmpcd (Sempra)
- 24. Cove Point, MD : 0.8 Mmmpcd (Dominion)
- 25. LI Sound, NY: 1.0 Mmmpcd (Broadwater Energy - TransCanada/Shell)
- 26. Pascagoula, MS: 1.0 Mmmpcd (Gulf LNG Energy LLC)
- 27. Bradwood, OR: 1.0 Mmmpcd (Northern Star LNG - Northern Star Natural Gas LLC)
- 28. Pascagoula, MS: 1.3 Mmmpcd (Casotte Landing - ChevronTexaco)
- 29. Cameron, LA: 3.3 Mmmpcd (Creole Trail LNG - Cheniere LNG)
- 30. Port Lavaca, TX: 1.0 Mmmpcd (Calhoun LNG - Gulf Coast LNG Partners)
- 31. Freeport, TX: 2.5 Mmmpcd (Cheniere/Freeport LNG Dev. - Expansion)
- 32. Sabine, LA: 1.4 Mmmpcd (Cheniere LNG - Expansion)

PROYECTOS SOMETIDOS A MARAD/GUARDIA COSTERA

- 33. California costa afuera: 1.5 Mmmpcd (Cabrillo Port - BHP Billiton)
- 34. So. California costa afuera : 0.5 Mmmpcd, (Crystal Energy)
- 35. Louisiana costa afuera : 1.0 Mmmpcd (Main Pass McMoran Exp.)
- 36. Gulf of Mexico: 1.0 Mmmpcd (Compass Port - ConocoPhillips)
- 37. Gulf of Mexico: 2.8 Mmmpcd (Pearl Crossing - ExxonMobil)
- 38. Gulf of Mexico: 1.5 Mmmpcd (Beacon Port Clean Energy Terminal - ConocoPhillips)
- 39. Costa afuera Boston, MA: 0.4 Mmmpcd (Neptune LNG - Tractebel)
- 40. Costa afuera Boston, MA: 0.8 Mmmpcd (Northeast Gateway - Excelerate Energy)

Terminales potenciales de GNL en América del Norte



Office of Energy Projects

Infraestructura de Carbón en América del Norte

El carbón es un combustible relativamente abundante en el mundo y puede enfrentar restricciones debido al acceso insuficiente a la infraestructura que garantice costos competitivos para su manejo y abasto. El acceso a las fuentes carboníferas requiere de estructuras para la minería, preparación, despacho y almacenamiento. La mayor parte del carbón se transporta a través de ferrocarril, barcasas y buques. El carbón se utiliza esencialmente para la generación eléctrica y la metalurgia (producción de acero).

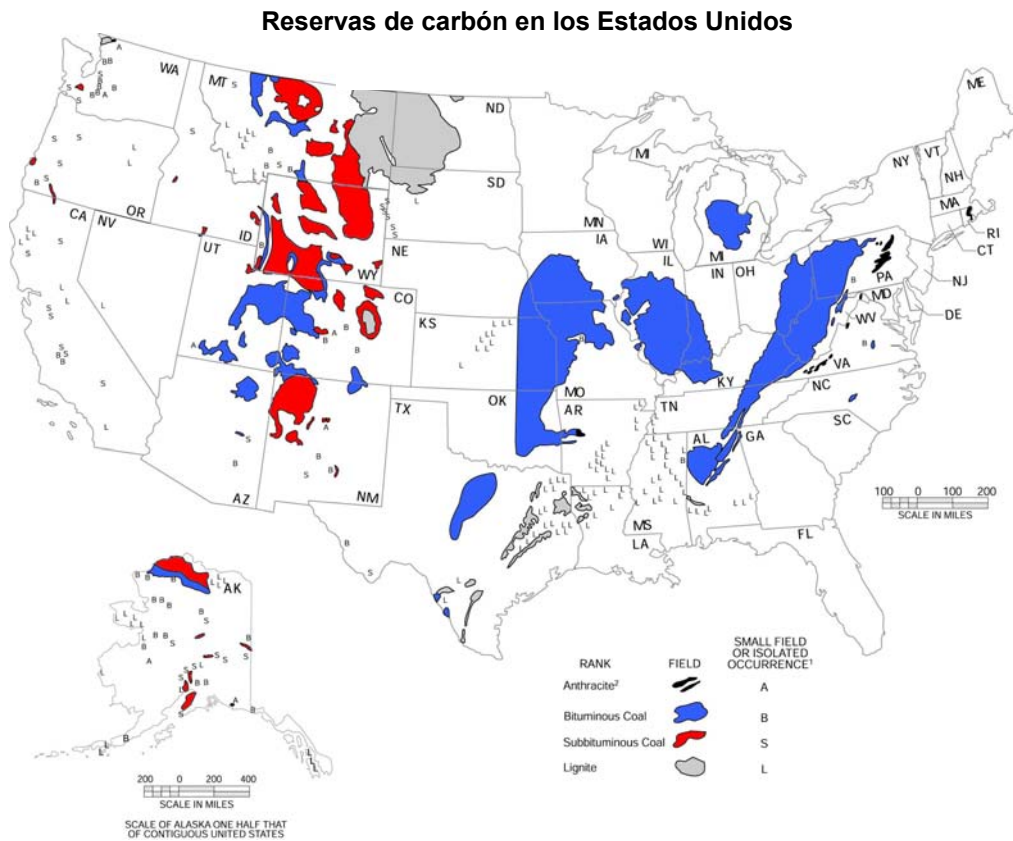
La producción de carbón de Canadá se emplea principalmente para la generación de electricidad y una parte reducida se destina a las exportaciones de carbón metalúrgico. Canadá emplea también carbón estadounidense y es el principal mercado de exportación para el carbón de Estados Unidos. La mayoría

del carbón canadiense se produce y consume en Alberta y Saskatchewan. Una parte reducida de carbón térmico se transporta en grandes distancias hasta Ontario.

México produce cantidades moderadas de carbón y no depende en gran medida de él como combustible. Se importan de Australia, Canadá y los Estados Unidos. Cerca de la décima parte de la generación eléctrica en México se basa en plantas que funcionan a base de carbón.

Los Estados Unidos son un productor importante de carbón a nivel mundial. Por lo tanto, este país cuenta con características significativas de infraestructura para cada una de las fases de la producción y aprovechamiento del carbón.

Carbón – Estados Unidos



- Los tres estados con la mayor producción de carbón son Wyoming, el oeste de Virginia y Kentucky. Texas y Pennsylvania también son productores importantes.
- Otros 11 estados son relevantes por su producción carbonífera: Alabama, Arizona, Colorado, Illinois, Indiana, Montana, Dakota del Norte, Nuevo México, Ohio, Utah y Virginia.
- El medio principal de transporte del carbón es el ferrocarril.

Infraestructura Eléctrica en América del Norte

El papel vital que desempeña la electricidad en cada negocio y hogar convierten esta infraestructura en una prioridad para América del Norte. A medida que las economías crecen, la demanda eléctrica se incrementa. Por lo tanto, existe una necesidad continua de nuevas inversiones en desarrollo de plantas, transmisión y distribución. Adicionalmente, la industria está introduciendo nuevos tipos de equipos de generación –destacando las unidades de ciclo combinado. Esta tecnología puede funcionar con petróleo o gas pero emplea principalmente gas natural. El desarrollo de tecnologías más económicas de carbón limpio podría ofrecer un mejoramiento del aprovechamiento del carbón en la generación eléctrica.

Canadá comercia cantidades significativas de electricidad con los Estados Unidos. Québec es un exportador importante para el noreste de los Estados Unidos. Asimismo, Québec y Terranova planean realizar importantes expansiones en la capacidad de generación eléctrica.

La mayoría de la generación eléctrica en México proviene de plantas termoeléctricas –algunas de ellas en el área de la Ciudad de México. México importa electricidad de los Estados Unidos, aunque básicamente, durante emergencias, las áreas mexicanas fronterizas reciben electricidad procedente del norte.

Los Estados Unidos intercambian electricidad con Canadá y México en diversos puntos que se extienden desde Maine hasta Washington y desde Texas

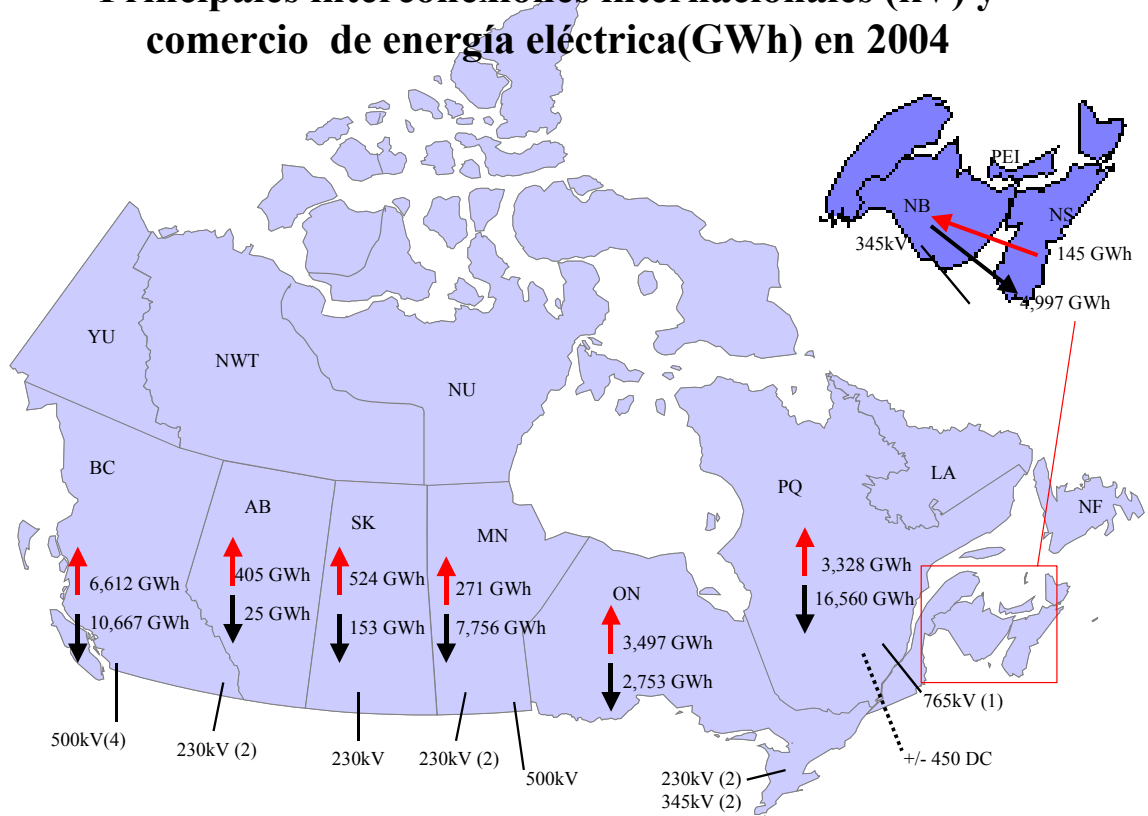
hasta California. Además, la capacidad hidroeléctrica del noroeste depende parcialmente del abasto hidrológico que se origina en Canadá.

La confiabilidad de la oferta es una preocupación de cada uno de los países de América del Norte e implica cuestiones importantes acerca del desarrollo futuro de infraestructura. El Consejo de Consolidación Eléctrica de América del Norte (North American Electricity Reliability Council, NERC) trabaja en Canadá y los Estados Unidos en los estándares de confiabilidad del sistema eléctrico y de las prácticas empresariales al mayoreo. El NERC es una organización voluntaria que cuenta con 10 consejos regionales que representan casi la totalidad de la energía eléctrica despachada en Canadá, los Estados Unidos y una parte de Baja California en México.

Uno de los elementos clave en infraestructura para América del Norte se refiere a la interconectividad en la transmisión. América del Norte cuenta con redes eléctricas importantes, con potencial para incrementar las interconexiones. Dentro del área de influencia de los consejos del NERC existen tres sistemas principales: La Interconexión del Este, la Interconexión del Oeste y la red dentro del Consejo de Consolidación Eléctrica de Texas (Electric Reliability Council of Texas, ERCOT) – que cuentan con capacidad limitada para interconectarse entre redes. Asimismo, existen cuestionamientos relativos a la compatibilidad de interconexión fuera de los consejos del NERC, particularmente entre México y los Estados Unidos.

Electricidad– Canadá

Principales interconexiones internacionales (kV) y comercio de energía eléctrica(GWh) en 2004



- Los mercados canadienses de electricidad están bien integrados con los estadounidenses.
- Existen planes de expansión para la generación hidroeléctrica en Québec y Terranova.

Electricidad– México

Interconexiones eléctricas entre México y Estados Unidos



- El comercio exterior de energía eléctrica se realiza a través de nueve interconexiones entre Estados Unidos y México, así como una interconexión de México con Belice.
- Estas interconexiones varían de acuerdo a su capacidad y nivel de tensión y han sido utilizadas para exportar o importar energía eléctrica en caso de emergencias.

Proyectos Futuros de Infraestructura

Existen numerosos planes para incrementar las interconexiones en material de energía en América del

Norte. Esta sección contiene descripciones de los proyectos que se planean o consideran actualmente.

Proyectos Futuros de Infraestructura– Canadá

A continuación se identifican los nuevos proyectos que han surgido desde 2002.

propuestas en la isla de Vancouver.

Proyectos bajo consideración actual

Gas Natural

- El ducto Mackenzie Valley trasladaría de 0.8 a 1.5 miles de millones de pies cúbicos diarios (Mmmpc/d) de gas natural desde el Delta del Río Mackenzie hasta las conexiones con los ductos en Alberta, que se vinculan con el mercado norteamericano.
- Se abrió una licitación para el ducto Maritime and Northeast en julio de 2005 y se recibieron manifestaciones de interés de hasta por 1.5 Mmmpc/d. La construcción estaría condicionada a las instalaciones de GNL en Nueva Escocia y/o New Brunswick.

Electricidad

- Seabreeze propuso una conexión submarina desde la isla de Vancouver Island hasta Port Angeles, Washington. Esta línea sería de 550 kilovolts (kV) de corriente directa de alto voltaje (high-voltage direct current, HVDC) y trasladaría energía eléctrica de las plantas eoloeléctricas de gran escala

- NorthernLights propuso dos líneas de 500 kV HVDC partiendo de Fort McMurray, Alberta: una despacharía los mercados en el noroeste del Pacífico y la otra a California, con una capacidad total de 5,000 megawatts (MW).
- El proyecto Montana-Alberta Tie Ltd. es una línea de 240 kV de corriente alterna (Alternating current, AC) con una capacidad de 300 MW de Lethbridge, Alberta a Great Falls, Montana.
- El proyecto Conawapa en Manitoba, propone la construcción de 1,250 MW de capacidad hidroeléctrica que se destinaría a los mercados en Ontario. La planeación se encuentra en una etapa prematura.
- La línea internacional eléctrica (International Power Line, IPL) propone incrementar la capacidad de exportación de New Brunswick a Maine en 300 MW y la capacidad de importación en 400 MW. Este proyecto se conoce como el *Reliability*

Interconnect Project en los Estados Unidos.

- Las provincias de Terranova y Labrador han manifestado su interés en la construcción de generación hidroeléctrica en la parte baja del Río Churchill en el Lago Gull (2,000 MW) y en Muskrat Falls (824 MW). Esta energía podría abastecer los mercados en Québec, Ontario y los Estados Unidos.

Proyectos de la industria petrolera

Desde 2002 se han terminado diversos proyectos de expansión de ductos. Por ejemplo, el Spearhead reversal de Enbridge abrió los mercados del Medio Oeste y el Golfo de México al crudo canadiense derivado de las arenas bituminosas a una capacidad de 120 mil barriles diarios (mbd) de petróleo. La expansión del sistema del Ducto Express de Terasen a 280 mbd ofrece un incremento de capacidad similar.

A su vez, Terasen Pipelines y Enbridge desarrollan individualmente proyectos importantes de ductos, que plantean transportar producción de arenas bituminosas a la costa de la Columbia Británica para ser exportada a los mercados de Estados Unidos y Asia-Pacífico.

- El proyecto Gateway, propuesto por Enbridge, consiste en un oleoducto de 30 pulgadas de diámetro que transportaría en promedio 400 mbd de Edmonton hasta un puerto de aguas profundas en Prince Rupert, Columbia Británica. Este proyecto incorpora un ducto de

importación de condensados de 16 pulgadas con una capacidad promedio de 150 mbd fluyendo paralelamente al oleoducto. Además, el proyecto incorpora una terminal marina para buquetanques en Prince Rupert destinada para los ductos y para las instalaciones relacionadas a lo largo del corredor propuesto tanto para la terminal marina como para la de Edmonton. Los estudios ambientales, topológicos y de ingeniería ya han iniciado. Asimismo, la licitación para el ducto de importación de condensados terminó en septiembre de 2005. La solicitud del permiso al NEB se estima en el primer trimestre de 2006, con miras a que la fecha de inicio de operaciones sea a mediados de 2010.

Terasen Pipelines propuso el proyecto Trans Mountain Expansion (TMX), lo que representa una expansión de la capacidad por etapas del sistema de ductos para suministrar acceso a los mercados de la Costa Oeste, incluyendo las tierras bajas de Columbia Británica, Washington y California. Adicionalmente, el proyecto TMX brinda varias opciones para alcanzar los mercados del Lejano Oriente. Este proyecto abarca una expansión del Anchor Loop, seguido por una prolongación hacia el sur o el norte.

El proyecto aumentará la capacidad actual de 225 mbd a 35 mbd para fines de 2006. Adicionalmente, se construirá un

- nuevo ducto de 170 kilómetros de Hinton, Alberta, a Valemount, Columbia Británica, elevando la capacidad a 300 mbd en 2008. La opción hacia el sur expandiría la capacidad en ductos existente hasta 850 mbd al sur de Columbia Británica, Washington y California o bien otros mercados en la Cuenca del Pacífico. No obstante, no parece probable que comience a funcionar sino hasta 2009 ó 2010. En contraste, la alternativa hacia el norte comenzaría en Valemount, Columbia Británica para finalizar en una ubicación por ser determinada en la costa de Columbia Británica. Lo anterior aumentaría la capacidad a 850 mbd. El año tentativo más próximo para iniciar las operaciones es 2010.
- El Ducto Waupisoo Oil Sands, anunciado por Enbridge tiene 30 pulgadas de diámetro, 380 kilómetros de longitud e inicia en el sistema Athabasca para terminar en el ducto troncal de la terminal de Edmonton. La capacidad inicial de 350 mbd podría alcanzar un máximo de 600 mbd. El proyecto también incluye un ducto de diluyentes de 16 pulgadas de Edmonton a Fort McMurray. La solicitud reguladora al Alberta Energy Utilities Board se espera a fines de 2005, con una fecha estimada de arranque a mediados de 2008.
 - **Altex** propone construir un ducto desde Alberta para transportar crudo derivado de betumen desde Alberta hasta la Costa del Golfo en Estados Unidos. Hasta el momento, la empresa no ha proporcionado alguna estimación de costos ni una ruta programada, lo que sugiere una etapa temprana de desarrollo de este proyecto.
 - **Keystone** es una propuesta de TransCanada (con ConocoPhillips) para embarcar 435 mbd de petróleo crudo desde Hardisty, Alberta hasta Patoka, Illinois. Este proyecto incluye la conversión de aproximadamente 540 millas de gasoductos pertenecientes a TransCanada para transportar petróleo. El plazo expiró el 5 de diciembre de 2005.
 - La línea de **Athabasca** empieza en la Terminal Athabasca de Enbridge, ubicada junto a la operación de arenas bituminosas de Suncor al norte de Fort McMurray y termina en la Terminal Hardisty de Enbridge. Comenzó a despachar en abril de 1999. Este ducto es el único vínculo que conecta directamente los depósitos de crudo de Cold Lake y Athabasca al centro de transporte en Hardisty. La expansión propuesta de 570 mbd podría ser revalorada con la aprobación de la línea Wapisoo.
 - **Ducto Express** es una línea de Terasen que va de Hardisty a Wild Horse, Alberta, abasteciendo a los mercados en Montana, Wyoming, Utah y Colorado en los Estados Unidos.

El sistema Express system se interconecta con el sistema de ductos Platte Pipeline en Casper, Wyoming. La expansión finalizó en abril de 2005 y consistió en la adición de nueve estaciones de bombeo en Canadá y los Estados Unidos y la construcción de 600 mil barriles diarios de instalaciones de almacenamiento en tanques en Hardisty, Alberta y Casper, Wyoming.

- **Southern Access** es un proyecto de Enbridge para la construcción de un nuevo ducto a lo largo de la ruta del sistema Lakehead de Enbridge Energy Partners' en Wisconsin, Estados Unidos. Este segmento está programado para comenzar operaciones en el primer trimestre de 2008. El segundo segmento se compone de un nuevo ducto desde Delavan, Wisconsin hasta Flanagan, Illinois, en el que el sistema Lakehead se interconecta con el sistema Spearhead de Enbridge, al oeste de Chicago. Enbridge también propone extender el sistema desde Flanagan hasta Patoka, Illinois. Enbridge trabaja con sus transportistas para asegurar su apoyo en la extensión que va de Superior, Wisconsin a Wood River, Illinois.
- Los proyectos **Spearhead-Exxon Mobil 20" reversal** otorgarán acceso de mercado al sureño PADD II al invertir el flujo del ducto para enviar petróleo crudo de Chicago hasta Cushing, Oklahoma, suministrando a los productores y transportistas

canadienses acceso a nuevos mercados al sur de Chicago. Dependiendo de la ejecución de la inversión del flujo programada, la línea sería denominada como Ducto Spearhead, encabezando una serie de iniciativas para brindar a los productores de crudo de las arenas bituminosas de Alberta acceso a nuevos mercados en los Estados Unidos. La NEB aprobó este proyecto con cambios de tarifas en la parte canadiense, aunque la decisión es discutida por los refinadores estadounidenses y se encuentra indefinida.

- **Ducto Corredor–Albian Sands** transporta betumen diluido de Muskeg River a la planta de tratamiento de Scotford. El ducto Corredor también conecta la planta de tratamiento a la refinería y la terminal del ducto al área de Edmonton. Este sistema se completó en 2002 y Terasen propone expandir su capacidad con una nueva línea o bien alterando la ruta del ducto existente.
- Para el proyecto de **Expansión del Corredor**, Terasen plantea expandir la capacidad del sistema Corridor Pipeline para transportar el producto adicional que será generado por Muskeg River Mine en julio de 2009. La capacidad actual de betumen diluido de Corridor Pipeline es de aproximadamente 260 mbd. Las estaciones de bombeo mejoradas y el nuevo ducto de 42 pulgadas incrementarán la

- capacidad a cerca de 500 mbd para 2009. El ducto está diseñado para soportar expansiones adicionales después de 2009 a un costo relativamente bajo al añadir estaciones de bombeo intermedias. Terasen ingresó su solicitud para el proyecto de expansión de Corridor Pipeline Expansion Project al Alberta Energy Utilities Board y al Alberta Environment a fines de 2005. La construcción comenzaría a fines de 2006.
- **El Ducto Surmont** se encuentra en espera de aprobación de las autoridades. La construcción de las instalaciones y el ducto podría comenzar en 2005 para finalizar a mediados o fines de 2006.
 - **Long Lake** aguarda la aprobación oficial y la construcción de los ductos podría completarse a fines de 2006. La propuesta incorpora almacenamiento en tanques e instalaciones de medición, dos ductos e infraestructura de bombeo. Actualmente Enbridge lleva a cabo un programa de consulta pública con relación al ducto propuesto y las instalaciones de la terminal.

Proyectos Futuros de Infraestructura– México

- Para optimizar el desarrollo de la infraestructura energética mexicana, el gobierno fomenta algunas áreas a través de la participación privada, como:
 - Nuevas plantas eléctricas de generación, cogeneración y autoabastecimiento.
 - Nuevos mecanismos para la participación de la iniciativa privada en la exploración y producción de gas natural no asociado.
 - Terminales marítimas de GNL.
 - Expansión de la red de ductos de gas natural.
 - Nuevos mecanismos de participación en el mercado de gas LP.
 - Interconexiones transfronterizas de electricidad y de gas natural para facilitar el desarrollo del mercado energético de América del Norte.
- Otras áreas con potencial para la inversión privada incluyen:
 - Proyectos de ahorro de energía.
 - Proyectos de energías renovables (geotérmica, eólica y microhidráulica).

Proyectos Futuros de Infraestructura – Estados Unidos

Desde la versión original del *Perfil Energético* en junio de 2002, los Estados Unidos han aprobado casi 3,400 millas de ductos de gas natural y más de 950,000 caballos de fuerza en compresión, con un costo estimado de alrededor de \$7.1 miles de millones de dólares estadounidenses. Estos proyectos fueron diseñados primordialmente para transportar gas dentro de los Estados Unidos –tanto de las áreas de producción al mercado como de las potenciales terminales de regasificación de GNL a las interconexiones con las redes de gas natural. El área de producción fundamental en la que se basan estos proyectos es la región de las Montañas Rocallosas. Los proyectos son:

- La expansión del ducto Kern River Gas Transmission que se extiende desde el oeste de Wyoming al sur de California, que incrementó su volumen a cerca de 0.9 Mmmpc/d.
- La nueva empresa Cheyenne Plains Gas Pipeline, cuyo ducto transportará más de 0.7 Mmmpc /d a través de más de 400 millas que van desde el noreste de Colorado hasta las interconexiones con otros ductos interestatales en el este de Kansas para abastecer los mercados del Medio Oeste estadounidense.
- El nuevo proyecto Entrega Gas, un ducto de 327 millas que transportará hasta 1.5 Mmmpc/d del oeste de Colorado a través del sureste de Wyoming hasta interconectarse con otros ductos interestatales en el noreste de Colorado para redespachar el producto a los

mercados del Medio Oeste estadounidense.

En el mismo periodo Estados Unidos ha aprobado 192 Mmmpc de capacidad de almacenamiento subterráneo en depósitos actuales y nuevos con una capacidad de entrega diaria de más de 9.3 Mmmpc.

Actualmente, los proyectos pendientes de los Estados Unidos totalizan más de 930 millas. El propósito principal de estos proyectos es transportar gas desde las terminales de GNL a la red de ductos existente. Igualmente, los proyectos pendientes añadirían 33.6 Mmmpc de capacidad de almacenamiento y otorgarían la capacidad de abastecer más de 1.5 Mmmpc/d. Más allá de esta situación, existen 12 proyectos pendientes con la FERC para construir o expandir terminales de GNL con una capacidad de entrega diaria de 16.7 Mmmpc, así como otro ducto con una capacidad de 0.5 Mmmpc/d que trasladaría GNL de Bahamas a Florida. Hay siete propuestas pendientes de GNL costa afuera ante la Guardia Costera y la Administración Marítima, con una capacidad combinada de entrega diaria de 8.5 Mmmpc/d.

Como se mencionó en la sección de infraestructura canadiense, existe una expansión potencial considerable que involucra el ducto Maritime Northeast en el mar de Canadá y el noreste de los Estados Unidos. Asimismo, el proyecto del Alaskan Pipeline transportaría hasta 4.5 Mmmpc/d desde el North Slope de Alaska, a través de Canadá hasta los 48 estados contiguos de los Estados Unidos.

Otro proyecto con implicaciones transfronterizas con Canadá es la posible expansión del ducto Vector entre Chicago y Sarnia, Ontario. Esta expansión incrementaría la capacidad de Vector en 0.5 Mmmpc/d.

Un nuevo proyecto para un gasoducto localizado en la frontera México-Estados Unidos se materializará en ambos países. La Tideland Oil and Gas Co. (Tideland) propuso construir un ducto que tuviera dos extensiones y que comenzara en el sur de Texas, cruzara la frontera mexicano-estadounidense y convergiera en el área productora de Burgos, en México cerca de un nuevo depósito de almacenamiento de gas que se desarrolla en la región. Sonora Pipeline, una subsidiaria propiedad de Tideland, construirá y operará la parte estadounidense del proyecto de ducto. Cada una de las extensiones del Sonora Pipeline tendrá una capacidad de 0.5 Mmmpc/d. La filial corporativa de Tideland, Terranova Oriente, construirá y operará la contraparte mexicana. Inicialmente, se plantea que el gas fluya de los Estados Unidos a México. Se espera que el flujo de gas pueda revertir su dirección cuando se conecte una nueva terminal costa afuera en el golfo de México al depósito de almacenamiento.

A continuación se mencionan otros dos proyectos potenciales que transportarían producción interna y que merecen atención:

- El Ducto Rockies Express, un proyecto conjunto de Kinder Morgan Energy Partners y Sempra Pipelines & Storage, una unidad de Sempra Energy, transportaría hasta up to 2 Mmmpc/d de producción en las Montañas Rocallosas de Colorado al este de Ohio, esto es, una distancia de 1,350 millas.
- El Continental Connector, un Nuevo sistema de ductos de 1,000 millas propuesto por El Paso Corporation, conectaría tres de los ductos interestatales del El Paso localizados al oeste con tres de sus ductos al este. El nuevo ducto transportaría entre 1 Mmmpc/d and 2 Mmmpc/d de la producción de las Montañas Rocallosas hasta los mercados del este de los Estados Unidos.

Existen otras 10 terminales potenciales en los Estados Unidos que hasta este momento no cuentan con aprobación. La capacidad diaria de entrega de estos proyectos es de 6.2 Mmmpc.

(6) Marco Legal y Político

Antes de la conclusión del Tratado de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos (TLC) y del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) el acuerdo rector estratégico con relación al comercio de energía en América del Norte era el *General Agreement on Tariffs and Trade (GATT)*. Tanto el TLC como el TLCAN realizaron cambios importantes a la reglamentación establecida sobre el comercio de energía. La inclusión del tema energético en estos acuerdos garantizó que los intercambios comerciales en este sector tan importante se basaran en principios internacionalmente reconocidos y no discriminatorios para acceder al mercado, los cuales ya se aplicaban en otros sectores económicos.

El TLCAN ha sido auxiliar en la creación de un mercado norteamericano

integrado de bienes energéticos. Con relación al comercio entre Canadá y los Estados Unidos, las restricciones sobre las importaciones y la excepción al estrechamiento de la visión de seguridad nacional contenidas en el TLCAN han proporcionado a los exportadores de energía protección reforzada y certidumbre en términos del acceso a los mercados, a la vez que las medidas para limitar los preceptos relativos a las exportaciones garantizan la seguridad del abasto de los consumidores a las fuentes de energía del continente.

Los tres países continúan mejorando y desarrollando la regulación y políticas energéticas y buscan alcanzar una integración y desenvolvimiento coherente de mercado a través del Grupo de Trabajo en Energía para América del Norte.

Canadá

Panorama Regulador

En Canadá, la jurisdicción en materia de energía se divide entre los gobiernos federal, provincial y territorial. Los gobiernos provinciales tienen responsabilidades jurisdiccionales sobre la exploración, desarrollo, conservación y administración de los recursos naturales no renovables, así como de ubicaciones e instalaciones destinadas a la generación y producción de energía eléctrica dentro de sus fronteras. La jurisdicción federal energética se asocia principalmente con el comercio

interprovincial e internacional, así como con la conservación y administración de los recursos no renovables localizados en terrenos federales.

En 1985, el gobierno de Canadá y los gobiernos provinciales de Alberta, Columbia Británica y Saskatchewan acordaron desregular los precios del petróleo crudo y el gas natural. Simultáneamente, los cambios a la reglamentación del mercado de gas natural permitieron a los consumidores finales adquirir gas directamente de los productores a precios pactados. Los grandes consumidores finales, como los

industriales, compran el gas directamente de los productores desde 1985, mientras que muy pocos usuarios residenciales y en pequeños negocios emplean esta opción. En general, los consumidores más pequeños, capaces de comprar a través de una venta directa, contratan los servicios de intermediarios o vendedores o mantienen el suministro del gas de la compañía de distribución autorizada.

Las empresas de gas natural con diferentes niveles de propiedad pública, han sido reestructuradas para dejar de ser monopolios integrados y convertirse en empresas individuales de comercialización, transmisión y distribución en Columbia Británica, Alberta, Manitoba, Ontario y Quèbec.

Esta separación estuvo influida por la desregulación de los precios del gas natural. Mientras que las tarifas de transporte interprovinciales están sujetas a la reglamentación de la National Energy Board (NEB), los costos locales de distribución están sujetos a la reglamentación de los concejos provinciales públicos o de los gobiernos provinciales.

El gobierno federal regula a través de la NEB, tomando en cuenta los compromisos pactados en el TLCAN.

Reglamentación Federal

El National Energy Board

La Junta Nacional de Energía (National Energy Board, NEB o The Board) es un organismo federal a cargo de la regulación de la industria energética canadiense, que busca el interés colectivo. La NEB fue creada en 1959

por el National Energy Board Act, a través del Ministerio de Recursos Naturales de Canadá, mismo que reporta sus actividades al Parlamento canadiense y realiza audiencias públicas de manera escrita u oral donde los interesados pueden participar, sus responsabilidades principales se destacan a continuación.

Ductos y líneas eléctricas

Los ductos interprovinciales de gas y petróleo y las adiciones a los sistemas de ductos actuales bajo jurisdicción federal requieren la aprobación de la NEB antes de que puedan ser construidos o expandidos. Se llevan a cabo audiencias públicas escritas u orales para someter aquellas solicitudes de construcción que excedan los 40 kilómetros de longitud o cualesquiera otras solicitudes que lo ameriten de acuerdo al criterio de la NEB. La NEB también es responsable de asegurar que las empresas cumplan la reglamentación relativa a la seguridad laboral, pública y ambiental en vista del impacto que representa el diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono de un ducto.

La NEB regula las cuotas y tarifas en los ductos bajo su jurisdicción para garantizar que sean justas y razonables y que no existe un trato discriminatorio entre ellas. La NEB exige que todas las partes interesadas tengan acceso al transporte por ductos con base en una política no discriminatoria.

La NEB regula las principales empresas de ductos. Las compañías de menor escala están sujetas a un esquema de reclamaciones en el cual se exhorta a los interesados a resolver cualquier problema directamente con la empresa involucrada. Si lo anterior no da

resultado, entonces puede abrirse una queja con la NEB.

La aplicación de las cuotas más representativas normalmente conlleva la celebración de una audiencia pública. No obstante, con el fin de evitar que éstas sean largas y costosas para el erario, la NEB promueve la negociación de acuerdos entre los participantes del mercado, ya que ella misma debe aprobar estos acuerdos.

Asimismo, la NEB autoriza la construcción y operación de líneas eléctricas internacionales y determinadas líneas interprovinciales bajo jurisdicción federal.

Comercio

La NEB autoriza la importación y exportación de gas natural con permisos de largo plazo de hasta 25 años realizando una audiencia pública, o bien por periodos máximos de dos años en el corto plazo que no requieren audiencias. La exportación de propano, butano y etano requieren su aprobación, usualmente como licencia de exportación de corto plazo.

La NEB regula las exportaciones de petróleo a través de permisos de largo plazo (más de un año para crudo ligero y dos años para crudos pesados). Sin embargo, en varios años no se han recibido solicitudes de este tipo.

La NEB regula las exportaciones de energía eléctrica. La duración máxima de estos permisos de exportación es de 30 años.

La NEB regula los territorios fronterizos y las áreas costa afuera que no recaen

dentro de los acuerdos de administración provinciales/federales. Las responsabilidades incluyen la reglamentación de la exploración de gas y petróleo, el mejoramiento de las condiciones de trabajo y la protección ambiental.

Además de las responsabilidades conferidas por el *National Energy Board Act*, la NEB asume responsabilidades contenidas en el *Canadian Environmental Assessment Act* y el *Northern Pipeline Act*. Bajo el *Canadian Environmental Assessment Act*, la NEB garantiza que los estudios de valoración ambiental se realicen bajo su jurisdicción. Asimismo, proporciona asistencia técnica y administrativa a la *Northern Pipeline Agency*, la cual bajo el *Northern Pipeline Act*, debe supervisar la planeación y construcción de cualquier segmento canadiense relacionado con el proyecto del ducto de Alaska.

Reglamentación Federal/Provincial Conjunta

La reglamentación costa afuera en la parte de Canadá que colinda con el Océano Atlántico corresponde conjuntamente a las autoridades federales y provinciales a través de la Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, (C-NSOPB) en Nueva Escocia y la Canada-Newfoundland & Labrador Offshore Petroleum Board (C-NOPB) en Terranova.

La C-NSOPB y C-NLOPB son juntas combinadas e independientes del gobierno de Canadá y de los gobiernos de Nueva Escocia y Terranova–Labrador, respectivamente. Cuentan con la autoridad y responsabilidad de

tomar todas las decisiones necesarias para permitir la exploración, el desarrollo y la producción del petróleo y el gas ubicados costa afuera; de manera eficiente, justa y competitiva. Estas Juntas expiden licencias para la exploración, desarrollo y producción costa afuera.

Reglamentación Provincial

Petróleo y gas natural

La reglamentación provincial de la industria petrolera y de gas natural, ductos y sistemas de distribución está administrada por juntas públicas provinciales. Estos órganos regulatorios revisan las solicitudes referentes a las actividades del petróleo, gas natural y ductos para verificar que sean de interés colectivo, en lo que respecta a los efectos ambientales, económicos y sociales.

Las provincias productoras pueden imponer regalías e impuestos a la producción del petróleo y gas natural, brindar incentivos para la perforación de pozos y otorgar permisos y aprobaciones para construir y operar instalaciones. Las provincias consumidoras regulan los sistemas de distribución, incluyendo las cuotas. Las provincias también supervisan el costo al menudeo del gas natural para los consumidores, quienes adquieren el gas directamente de la empresa de distribución.

Electricidad

Aunque el Gobierno Federal de Canadá se enfoca en una serie de aspectos del sector eléctrico, las iniciativas estratégicas relativas a la reestructuración de la competencia de

esta industria a nivel mayorista y minorista se efectúa en la administración provincial. En este sentido, los factores clave que influyen en estas decisiones incluyen los costos regionales, la oferta disponible y las cuestiones sociales. Hasta la fecha, dos provincias (Alberta y Ontario) han comenzado la competencia al menudeo. Los mercados de energía eléctrica en estas dos provincias representan cerca de la mitad del total canadiense. La competencia al mayoreo ha alcanzado una amplia aceptación y la mayoría de las provincias ha comenzado o ha identificado una fecha específica para su inicio. Estas fechas para las diversas provincias son: Alberta y Columbia Británica, 1996; Quèbec y Manitoba, 1997; Saskatchewan, 2001; Ontario, 2002; New Brunswick, 2005.

A medida que la reestructuración avanza, el componente de generación en las tarifas eléctricas estará basado en las fuerzas del mercado. No obstante, en el mercado reestructurado, las tarifas al consumidor seguirán sujetas a la aprobación reglamentaria de las juntas provinciales de interés colectivo, puesto que la transmisión y la distribución seguirán reguladas.

En agosto de 2004, la provincia de Alberta introdujo la Transmission Regulation, que asegura la confiabilidad, eficiencia y competitividad del sistema eléctrico de Alberta. Este cambio requiere que el Alberta Electricity System Operator (AESO) planeé instalaciones de transmisión para satisfacer la demanda prevista de energía eléctrica, capacidad de generación y margen de reserva de manera apropiada. Asimismo, el AESO debe valorar las instalaciones de transmisión interconectadas con Alberta de manera

que exista la posibilidad de intercambiar energía eléctrica con otras jurisdicciones bajo condiciones normales.

A principios de 2005, la provincia de Ontario reacomodó responsabilidades y funciones en el sector eléctrico dentro de la recién creada Ontario Power Authority (OPA). Se requiere que la OPA integre un Plan del Sistema Eléctrico Integrado (Integrated Power System Plan, IPSP), que pronostique la demanda y considere todas las opciones para cubrir la demanda, incluyendo la generación, transmisión y conservación. La OPA puede ser dirigida por el Ministro para incorporar metas con relación a los aspectos de fuentes de generación, tecnologías y administración de la demanda. Cabe señalar que el

Ontario Energy Board está revisando el IPSP.

En 2005, New Brunswick emprendió una reestructuración limitada del mercado en el que las empresas municipales de electricidad y los grandes consumidores industriales pueden adquirir electricidad de fuentes competitivas. Al mismo tiempo, New Brunswick Power ha sido reestructurada en cuatro empresas en operación que cubren la distribución, transmisión, generación y energía nuclear. El recientemente creado New Brunswick System Operator es responsable de desarrollar planes para un sistema integrado aunque no puede implementar esos planes directamente.

México

Panorama Regulador

Gas natural

En México, la exploración, producción, procesamiento y ventas de primera mano son actividades consideradas estratégicas y efectuadas por la empresa estatal Petróleos Mexicanos (Pemex).

De acuerdo al marco legal vigente, los sectores público y privado participan en el almacenamiento, transporte y distribución por ductos, incluyendo las actividades de importación y comercialización en México.

Permisos de gas natural, hasta agosto de 2005

Tipo	Permisos	Inversión comprometida (MMUSD)
Distribución	21	674
Transporte	19	1,807
Transporte para usos propios	110	226
Total	150	2,707

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) regula a las industrias de electricidad y gas natural. Hasta agosto de 2005 la CRE otorgó 21 permisos de distribución y 129 de transporte. Estos permisos representan inversiones por \$2.7 miles de millones de dólares estadounidenses.

Con el objetivo de incrementar la oferta de gas natural para complementar la

producción nacional, el *Programa Sectorial de Energía 2001-2006* considera la promoción de terminales de GNL en el Golfo de México y en la costa del Pacífico.

En los últimos cinco años, se ha atraído una gran participación de la iniciativa privada en el desarrollo de infraestructura, en las áreas permitidas dentro del marco legal. De esta manera, han surgido grandes proyectos para terminales de regasificación en México con la finalidad de diversificar las importaciones para satisfacer, a precios competitivos, el crecimiento de la demanda del mercado a corto plazo. Hasta agosto de 2005, la CRE otorgó tres permisos para almacenamiento de GNL.

Electricidad

En México, el mandato Constitucional constituye el marco legal para la industria eléctrica. El Artículo 27 establece que la generación, transmisión, distribución y oferta de energía proporcionada como servicio público¹¹ es atribución exclusiva del gobierno federal. El Artículo 28 extiende estas facultades al establecer que todas las actividades estratégicas llevadas a cabo por el gobierno federal no podrán ser consideradas monopolio. El Artículo 25 menciona la facultad del gobierno federal de detentar la propiedad y operar las empresas de servicio público con la exclusiva finalidad de efectuar

¹¹ El servicio público se refiere a cualquier actividad reservada para y ejecutada por el Estado.

actividades estratégicas determinadas, tales como el sector eléctrico.

Para agosto de 2005, la CRE otorgó 298 permisos: de autoabastecimiento (205),

Permisos otorgados para almacenamiento de gas hasta agosto de 2005

Operador	Ubicación	Capacidad de Regasificación (Mmmpc/d)	Fecha de arranque	Inversión Comprometida (MM USD)
Terminal de LNG de Altamira	Altamira	0.75	2006	440.0
Energía Costa Azul	Ensenada	1.00	2008	668.6
Chevron Texaco de México	Islas Coronado	0.70	2009	758.0

Fuente: CRE.

A pesar de la fuerte presencia del gobierno federal, existen oportunidades para la iniciativa privada en el sector eléctrico. En diciembre de 1992, la *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*, (LSPEE) fue corregida para permitir la participación privada en las actividades de generación. El Artículo 3 de esta ley enumera cinco actividades que no están consideradas como servicio público y que se encuentran abiertas a la participación privada:

- Autoabastecimiento¹²
- Cogeneración
- Productor Independiente de Energía (PIE)¹³
- Importación y exportación
- Generación a pequeña escala¹⁴

¹² El autoabastecimiento se refiere a las plantas eléctricas construidas y operadas por empresas privadas para su propio uso.

¹³ Los Productores Independientes de Energía se refieren a plantas eléctricas con una capacidad instalada mayor a 30 MW, construidas y operadas por empresas privadas y donde la electricidad se vende exclusivamente a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) mediante un Acuerdo de Compra de Energía Eléctrica.

cogeneración (39) y PIEs (21), así como 28 permisos de importación y cinco de exportación. Estos permisos representan inversiones de \$13.9 miles de millones de dólares estadounidenses y la construcción y operación de 21,522 MW.

Permisos de electricidad otorgados de 1994 a agosto de 2005

Tipo	Permisos	Capacidad (MW)	Inversión (MM USD)
Autoabastecimiento	205	4,932	4,408
Cogeneración	39	2,213	1,506
PIE	21	12,557	6,906
Importación	28	190	18
Exportación	5	1,630	1,092
Total	298	21,522	13,930

¹⁴ La generación a pequeña escala se refiere a las plantas eléctricas con una capacidad instalada no mayor a 30 MW, construidas y operadas por empresas privadas y cuya electricidad se vende a CFE mediante un Acuerdo de compra de Energía Eléctrica.

Marco Legal



La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo redefine la industria petrolera y establece la estructura reguladora correspondiente. Asimismo, este precepto determina las actividades denominadas como estratégicas y reservadas exclusivamente al gobierno (exploración, extracción, producción y ventas de primera mano) así como aquellas actividades abiertas a la participación privada (construcción, operación, transporte, almacenamiento y distribución, incluyendo comercialización nacional e internacional).

Ley de la Comisión Reguladora de Energía

En octubre de 1995, la *Ley de la Comisión Reguladora de Energía* transformó a la CRE de un órgano consultor en gas y electricidad (de acuerdo al decreto constitutivo de 1993) en un organismo autónomo a cargo de la regulación de las industrias de electricidad y gas natural. La CRE promueve y exige el desarrollo eficiente de las siguientes actividades:

Actividades reguladas (gas natural):

- Ventas de primera mano de gas natural
- Procesamiento de gas licuado de petróleo
- Transporte, distribución y almacenamiento de gas natural

Actividades reguladas (electricidad):

- Suministro público de electricidad
- Generación eléctrica por parte de agentes privados
- Exportación e importación entre agentes privados
- Servicios de transmisión entre el productor y los permisionarios de generación privada

Reglamento de Gas Natural (RGN) (25 de noviembre de 1995)

El RGN establece las facultades reguladoras derivadas de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. El RGN establece las disposiciones que aplican a Pemex y a la participación privada en las actividades reguladas de gas natural. En este sentido, la CRE puede expedir directivas generales para mejorar la reglamentación de estas actividades. De conformidad con el RGN, la participación del sector público y de la iniciativa privada en el transporte, almacenamiento y distribución están sujetas a la reglamentación mediante permisos

Existen cuatro directivas relacionadas con las actividades reguladas de gas natural:

Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas de Gas Natural/DIR-GAS-001-96 (20 de marzo de 1996)

La CRE establece metodologías, criterios y lineamientos que Pemex y el permisionario deben considerar para determinar los precios y tarifas de gas natural para entregar los requerimientos de información y cumplir las disposiciones que la Comisión decida aplicar. Las ventas de primera mano de gas natural se regulan a través de la fijación de precios máximos que consideran los precios internacionales de referencia más los costos de transporte dentro de México. El objetivo de esta metodología es encontrar el costo de oportunidad para desarrollar condiciones competitivas en los mercados.

Directiva Contable para las Actividades Reguladas de Gas Natural/DIR-GAS-002-96 (3 de junio de 1996)

La Directiva Contable establece los criterios y lineamientos de contabilidad que deben ser aplicados por las empresas sujetas al *Reglamento de Gas Natural* y a la *Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas de Gas Natural/DIR-GAS-001-96*. La Directiva fue formulada para proporcionar criterios homogéneos y preceptos contables en el cálculo de precios y la determinación del estado financiero y desempeño de las empresas, con el fin de verificar el cumplimiento de la ley vigente y evitar subsidios cruzados entre diversas líneas de negocios. Los

permisionarios deberán presentar su información financiera conforme a los boletines, documentos y memorandos contenidos en los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA) en México y demás documentos expedidos en el país por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos o los PCGA.¹⁵ Asimismo, esta directiva fija la metodología para la reevaluación de los activos no monetarios y para la depreciación del activo fijo, elementos para los cuales los PCGA no cuentan con una metodología específica. La Directiva Contable normaliza la información que Pemex y los permisionarios deben presentar a la CRE.

Directiva para la Determinación de las Zonas Geográficas para la Distribución de Gas Natural /DIR-GAS-003-96 (27 de septiembre de 1996)

Esta directiva se centra en el establecimiento de los criterios y consideraciones que serán manejados por la CRE para determinar las zonas de distribución de gas natural y asesorar a los interesados en desarrollar proyectos de gas natural en el país. Estas zonas se definen con base en criterios económicos, técnicos y de diseño urbano, los cuales fomentan sistemas de distribución eficientes y rentables para las prioridades regionales y nacionales. Las zonas geográficas fueron creadas para facilitar la comercialización del gas natural y posibilitar el desarrollo de una red de distribución local en cada zona. En la mayoría de los casos, estas zonas se fijan dentro de los límites de los

¹⁵ *Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados.*

centros urbanos y la entidad que obtiene el permiso para la distribución del gas debe construir su red de distribución. El manejo del gas y los ductos localizados fuera de estas zonas geográficas se considera como actividad de transporte y es operado y desarrollado por Pemex.

Estos criterios y lineamientos son resultado de una revisión exhaustiva de diversos tipos de centros poblacionales en el país, dentro de los objetivos del *Programa Nacional de Desarrollo Urbano*, del Sistema Urbano Nacional y de los programas de desarrollo urbano específicos en cada población.

Estos puntos ayudan a la CRE a aclarar el proceso para la determinación de zonas geográficas, a través de la evaluación de las zonas propuestas y de las resoluciones para modificar los proyectos originales. Asimismo, esta directiva proporciona a los interesados en los proyectos de distribución de gas natural la guía para definir y proponer una zona geográfica consistente con las prioridades ambientales a nivel regional y nacional.

Se espera que estos lineamientos promuevan la eficiencia y rentabilidad de los servicios de distribución de gas natural y fomenten el desarrollo y expansión de los sistemas de transporte.

Directiva para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural /DIR-GAS-004-00 (23 de febrero de 2000)

Esta directiva expone los criterios y lineamientos que Pemex y sus subsidiarias deberán seguir con relación a las obligaciones e información contable para las ventas de primera mano de gas natural. La directiva fue creada para añadir certidumbre y reglamentación de las ventas de primera

mano para conseguir un rendimiento eficiente en la industria de gas natural.

Electricidad

Marco regulador del sector eléctrico



Artículos Constitucionales 25, 27 y 28

En México, las disposiciones constitucionales establecen el marco legal para la industria eléctrica. La Constitución establece que la generación, transmisión, distribución y suministro de energía eléctrica para ser usada como servicio público son responsabilidad exclusiva del gobierno federal y no podrán ser consideradas como actividad monopólica. De acuerdo a la ley, la generación, transmisión, distribución y ventas de energía eléctrica para el servicio público serán ejecutadas por las dos empresas del gobierno: la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC). CFE tiene la obligación de ofrecer electricidad para el servicio público en todo el país, con excepción de la ciudad de México y algunos municipios colindantes en los estados de México,

Morelos, Hidalgo y Puebla, en los que el abasto corre a cargo de LFC.¹⁶

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

El objeto de esta ley es la reglamentación del suministro del servicio eléctrico público y de otras actividades determinadas en esta Ley que no constituyen servicio público. En diciembre de 1992, esta Ley fue reformada para permitir la participación de la iniciativa privada en actividades de generación como la cogeneración, autoabastecimiento, producción independiente, pequeña producción, importación y exportación de electricidad.

Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

El Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica explica a detalle la Ley del servicio Público de Energía Eléctrica en lo que se refiere al suministro del servicio público de electricidad. Asimismo, este instrumento legal establece el mandato legal de la CRE para otorgar permisos de generación a particulares y fija los principios que deberán seguirse.

Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones

Este Reglamento se aplica a los casos y condiciones en que los solicitantes del servicio público de energía eléctrica deben efectuar aportaciones para la

¹⁶ La capacidad de generación instalada de estas dos empresas públicas representa 92 por ciento de la capacidad total. El resto es propiedad de otras empresas, incluyendo a Pemex y a los autoabastecedores y cogeneradores privados.

realización de obras específicas o para la ampliación o remodelación de las existentes.

Ley de la Comisión Reguladora de Energía

Esta ley, aprobada en octubre de 1995 por el Congreso, establece la autonomía de la comisión y define sus facultades y funciones. Adicionalmente, mejora la transparencia, claridad y estabilidad del marco regulador para las industrias de gas natural y electricidad. La Ley fortalece el marco institucional al permitir la posibilidad de realizar reformas. Por último, expandió la línea de atribuciones de la CRE al combinar una variedad de funciones reguladoras que antes se repartían entre varios organismos reguladores.

Ley de Inversión Extranjera

Esta Ley proporciona los lineamientos y la reglamentación a las que se sujeta la inversión extranjera en México. En esta ley no se consideran las actividades de generación, tales como la pequeña producción, cogeneración, autoabastecimiento producción independiente e importación y exportación de energía eléctrica. Estas actividades de generación están abiertas a la participación extranjera.

Actividades reguladas de gas natural y electricidad

Gas natural

Exploración y Producción: Pemex, la compañía propiedad del Estado, tiene por ley el monopolio de la producción de gas natural. Además, Pemex retiene el monopolio sobre las ventas de primera mano de este recurso energético.

Transporte: Esta es una actividad regulada con participación pública y privada. Pemex controla 85 por ciento de la capacidad instalada. Adicionalmente, la CRE ha otorgado 129 permisos de transporte (19 de acceso abierto y 110 de usos propios) algunos de los cuales se encuentran en proceso de construcción.

Distribución: La CRE ha otorgado 21 permisos para la distribución local a empresas privadas para operar el sistema de distribución de gas. Algunas de estas empresas están expandiendo sus propias redes de distribución.

Reglamentación de gas natural: La CRE es responsable de otorgar los permisos para el desarrollo de infraestructura de gas natural. La reglamentación establece el precio máximo de las ventas de primera mano que podrá ser fijado de conformidad con las directivas expedidas por la comisión. La metodología para el cálculo de precios refleja los costos de oportunidad del gas, las condiciones competitivas de los mercados internacionales y el lugar en que se efectúa la venta considerando los precios máximos. La reglamentación en materia de almacenamiento se determina con base en el estudio individual del caso, el comercio nacional e internacional no son actividades reguladas.

Electricidad

Las reformas de 1992 a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica propiciaron la creación de espacios limitados para la participación privada tanto de origen nacional como extranjero. Estas reformas permitieron la participación del sector privado dentro de la generación eléctrica en México.

En 1993 se publicó *el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía*

Eléctrica que, entre otros temas, desarrolla los criterios que rigen las actividades de generación, exportación e importación de energía eléctrica por parte de los particulares.

La Ley y el Reglamento definen seis tipos de permisos para las actividades que no se consideran servicio público: autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente de energía, pequeña producción, importación y exportación y establecen las condiciones bajo las cuales serán otorgados cada uno de estos permisos.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las Secretarías de Energía y Economía y considerando las propuestas de la CFE, se encarga de determinar las tarifas eléctricas y su estructura, con base en los requerimientos de expansión de los servicios involucrados.

Jurisdicción

Secretaría de Energía

La Secretaría de Energía es responsable de conducir la política energética de México dentro del marco legal vigente para asegurar el abasto energético de manera competitiva, oportuna y de calidad considerando la viabilidad económicamente y las cuestiones ambientales, a fin de cubrir la demanda energética nacional en ascenso.

Comisión Reguladora de Energía

La CRE fue creada en 1994 como un órgano asesor dependiente de la Secretaría de Energía, y su papel como consultor se limitaba a la industria eléctrica. La *Ley de la CRE (1995)* transformó estas atribuciones para convertirla en un órgano regulador

independiente, con jurisdicción y autonomía técnica y operativa, dotándola además –a través de un precepto legal– de la facultad de regular las actividades de los participantes públicos y privados en las industrias eléctrica y de gas natural.

De acuerdo a la ley de la CRE las siguientes actividades están sujetas a su reglamentación:

- Suministro y venta de electricidad a los usuarios del servicio público
- Generación, importación y exportación de electricidad a cargo del sector privado
- Adquisición de electricidad para servicio público
- Servicios de transmisión entre empresas que suministran servicio público y permisionarios para la generación, importación y exportación de electricidad
- Transporte y almacenamiento de gas natural que no se relacionen con la exploración o producción
- Distribución de gas natural y
- Transporte y distribución de gas licuado de petróleo (gas LP) a través de ductos.

Las funciones principales de la CRE son otorgar permisos, autorizar precios y tarifas, aprobar términos y condiciones para la prestación de servicios, resolver disputas, emitir directivas, solicitar información e imponer sanciones, entre otras. La *Ley de la CRE* define también la organización y operación de la Comisión, por lo que define a la CRE como un organismo técnico y operativo autónomo que expide resoluciones mediante un órgano colegiado.

Decálogo Energético del Presidente Fox (Septiembre de 2005)

Debido al impacto negativo a la infraestructura de hidrocarburos de México provocado por el Huracán Katrina, el Presidente Vicente Fox anunció varias medidas para mitigar en el corto plazo el efecto de los altos precios de los energéticos. Estas medidas incluyeron disposiciones orientadas al mediano y largo plazos, considerando la falta de reformas estructurales en el sector energético, las cuales limitan seriamente la capacidad de aprovechar al máximo el gas natural localizado en el subsuelo mexicano.

Con la finalidad de ejercer las acciones necesarias ante la situación del país y fortalecer de manera permanente la estructura de abasto energético, este plan incluye:

- El envío al Congreso de un proyecto de ley que incluye reformas constitucionales, con el propósito de complementar la inversión pública con la privada en la exploración, explotación y otras actividades relativas al desarrollo de gas no asociado. Esta medida responde al crecimiento en la demanda energética en México y asegura que los recursos sean utilizados para beneficio exclusivo de la población.
- Un segundo proyecto fue enviado al poder legislativo, con la propuesta de reformar la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional del Ramo del Petróleo* a través de complementar la inversión

pública con el capital privado en la infraestructura de almacenamiento y ductos para el petróleo y sus derivados. La intención del gobierno federal es proteger el patrimonio de México y reforzar la seguridad de la red de distribución petrolera, lo que a su vez contribuye a la preservación ambiental.

Energías renovables

Se presentó ante la Cámara de Diputados el proyecto de ley sobre energías

Estados Unidos

Energy Policy Act de 2005

El 8 de agosto de 2005, el Presidente de los Estados Unidos, George W. Bush firmó la Ley de Política Energética de 2005 (*Energy Policy Act of 2005*, EPAct 2005), que marca un hito en la legislación al mejorar la eficiencia energética y expandir el uso de las fuentes renovables de energía. Una parte estratégica del enfoque de esta ley involucra la implantación de medidas importantes que buscan fomentar una mayor conservación ambiental y alterar la canasta energética de los Estados Unidos, incluyendo un énfasis renovado a la energía nuclear y la innovación tecnológica. El EPAct 2005 también provee incentivos relevantes para el desarrollo y producción de las fuentes tradicionales de energía. Esta ley repasa aspectos importantes en materia de electricidad, gas natural (en particular gas natural licuado o GNL) y cuestiones reguladoras de la industria del petróleo, además de ofrecer un enfoque exhaustivo y de largo plazo para tratar los asuntos relativos a los retos

renovables, el cual busca fomentar el desarrollo de este tipo de energía. Con este proyecto el marco regulador mexicano será fortalecido, al reconocer los beneficios derivados de las energías renovables para la generación eléctrica y otros usos. El proyecto también considera la creación de un fondo de energía renovable que impulse la competitividad de la generación eléctrica basada en energía renovable. Otro punto importante se refiere a la fundación de un Programa Nacional de Energía Renovable.

energéticos que enfrentan los Estados Unidos.

Dentro del contenido del Energy Policy Act de 2005 destacan:

- \$14.6 mil millones de dólares estadounidenses en incentivos fiscales para promover la inversión en instalaciones de carbón limpio, producción de energía renovable, producción de combustibles fósiles y combustibles alternativos, especialmente en el sector transporte.
- Simplificación de la licitación y otorgamiento de permisos para las terminales de GNL y otras instalaciones relativas al transporte de gas natural.
- Extensión de los incentivos para la construcción de instalaciones de energía nuclear.

- Medidas para alentar el uso de metanol y otros biocombustibles.
- Establecimiento de una autoridad federal contenciosa para la licitación de las instalaciones interestatales de transmisión eléctrica.
- Abrogación de la *Public Utilities Holding Act* (PUHCA) de 1935 y promulgación de la PUHCA de 2005.

Enfásis de la energía nuclear, renovable, eficiencia y conservación

La EAct de 2005 brinda progreso adicional sobre la discusión nacional del tema de la energía nuclear, en particular al extender los límites de endeudamiento de los operadores de este tipo de energía a 10 mil millones de dólares estadounidenses hasta el año 2025. Esta extensión da certidumbre a la contratación de pasivos para el futuro con relación a la construcción de instalaciones nucleares. Asimismo, los partidarios de instalaciones avanzadas de este tipo de energía que entren en servicio en 2021 recibirán créditos fiscales significativos durante sus primeros seis años de funcionamiento.

Con respecto a las fuentes renovables de energía, los créditos también se destinan a los generadores de electricidad eólica, geotérmica y de biomasa. Con la finalidad de incrementar el uso de estas fuentes, la Ley establece estímulos para los productores de biomasa y optimiza los procesos del Departamento del Interior y del Departamento de Agricultura para arrendar áreas factibles de producir energía geotérmica. Otras disposiciones apoyan el uso de

tecnología de carbón limpio, incluyendo el financiamiento para la investigación y e instalaciones experimentales, así como un nuevo programa destinado a fomentar la producción de electricidad mediante equipo de generación basado en tecnologías de carbón limpio.

La Ley contiene también bastantes programas que apoyan la conservación de la energía y el mejoramiento de la eficiencia a nivel local, estatal y federal. Estas medidas incluyen créditos fiscales por un valor de 1.3 mil millones de dólares estadounidenses, asistencia para mejorar la eficiencia en los hogares de bajos ingresos, financiamiento para programas de normalización de equipos electrodomésticos, así como investigación y promoción de vehículos con base en combustibles alternativos, tanto de tecnología híbrida como de celdas de hidrógeno.

Disposiciones reglamentarias y legales en materia de electricidad y fuentes tradicionales de energía

Electricidad

Desde 1935, la Comisión reglamenta ciertas actividades de las empresas de servicio público de electricidad con base en la Federal Power Act (FPA). Con fundamento en las secciones 205 y 206, la Comisión supervisa las tarifas, términos y condiciones de las ventas de primera mano de energía eléctrica y el servicio de transmisión de las empresas de servicio público en el comercio interestatal. La Comisión debe asegurar que las tarifas, términos y condiciones sean justas y razonables y que no sean discriminatorias o preferenciales. De acuerdo a la Sección 203 de la FPA, la Comisión revisa las fusiones y otros

tipos de transferencia de activos entre las empresas de servicio público. Mientras que bajo la reglamentación de las secciones 203, 205 y 206 de la FPA estas empresas son principalmente propiedad de inversionistas; las empresas cuya propiedad es gubernamental (como la Tennessee Valley Authority, organismos federales de comercialización de energía eléctrica y las empresas municipales) y las empresas de propiedad cooperativa, con ciertas excepciones, no están sujetas a la reglamentación de la Comisión.

Otras medidas importantes de la EPAct de 2005 con relación a la energía eléctrica y otras fuentes tradicionales de energía incluyen la dotación de mayores facultades a la Comisión Reguladora de Energía Federal (Federal Energy Regulatory Commission o la Comisión) para vigilar a las empresas privadas involucradas en la generación y transmisión eléctricas. Bajo esta ley, la FERC revisa los estados financieros de las compañías eléctricas y cuenta con la autoridad para examinar a detalle las cuentas de todas las empresas que posean total o parcialmente alguna planta eléctrica. Asimismo, revisa los cargos de oficial y director entre las autoridades de cada empresa así como en otras compañías con las cuales mantiene negocios. Se otorgó mayor autoridad a la FERC para permitir su promoción de estabilidad en los mercados, a través de la transparencia que le otorga la publicación de los precios al mayoreo de electricidad.

Adicionalmente, la FERC tiene jurisdicción sobre los estándares de confiabilidad de las redes de transmisión eléctrica a través de la certificación de las organizaciones regionales de

consolidación eléctrica (EROs), cuya función consiste en crear, verificar y mejorar la normalización. La Comisión puede imponer multas en caso de violaciones a estas disposiciones.¹⁷ La Oficina de Consolidación y suministro Eléctricos del Departamento de Energía es responsables de proveer soporte técnico a la FERC y a los EROs. El EPAct de 2005 también autorizó a la FERC a establecer tarifas basadas en incentivos para la transmisión interestatal en las empresas de servicio público, con el fin de promover la inversión en las redes mejoradas y una mayor tecnología y participación en las organizaciones regionales de transmisión. También otorgó autoridad a la FERC para expedir permisos a nuevas líneas eléctricas en áreas que la Secretaría de Energía considere “saturadas”, siempre y cuando la Comisión encuentre que (1) el estado interesado no cuenta con la autoridad para aprobar la licitación o considerar los beneficios interestatales que se esperan alcanzar; (2) el solicitante no reúne los requisitos para la aprobación estatal porque no dará servicio a los consumidores finales de ese estado o (3) el estado no actuó dentro del año siguiente al envío de la solicitud o bien condicionó su aprobación de manera que la congestión no sea reducida significativamente o económicamente factible.

El EPAct revoca la Public Utility Holding Company Act de 1935, que declara la propiedad y restricciones operativas sobre las empresas eléctricas y su capacidad para determinar los

¹⁷ De acuerdo al Energy Policy Act de 2005, Alaska y Hawaii están exentos de medidas relativas a las organizaciones de consolidación del suministro eléctrico.

precios. Bajo la nueva ley, la Comisión y los organismos estatales contarán con mayor acceso a los registros y libros contables de las empresas con participación accionaria para proteger a los usuarios de las empresas reguladas de servicio público.

La reglamentación de las plantas hidroeléctricas ocurrió después de que el Congreso aprobara la *Federal Water Power Act of 1920*. Posteriormente esta ley pasó a formar la Parte I de la FPA en 1935. Bajo este y otros estatutos ulteriores hasta 2005, incluyendo la EPAct, La Comisión regula los proyectos hidroeléctricos no federales que afecten las aguas navegables, ocupen territorios federales, empleen agua o energía hidroeléctrica en una presa propiedad del gobierno o impacten los intereses del comercio interestatal. Este trabajo incluye la expedición de permisos, licencias para proyectos y exenciones de licencia; reforzamiento de la seguridad en las presas; ejecución de actividades de cumplimiento a los proyectos; investigación y valoración de pagos por concepto de utilidades de agua y coordinación con otros organismos. Bajo la EPAct de 2005, la FERC escucha apelaciones a esta reglamentación y permite que los solicitantes ofrezcan alternativas a las condiciones de gobierno, las cuales deben ser aceptadas por los organismos federales si se determina que las alternativas propuestas proporcionan salvaguardas adecuadas.

Gas natural

Bajo la legislación vigente, la FERC reglamenta tanto la construcción de líneas de ductos como el transporte de gas natural para su comercialización

interestatal. Las empresas proveedoras de servicios, constructoras y operadoras de ductos interestatales deben primeramente obtener certificados de conveniencia y necesidad pública por parte de la Comisión. Se requiere aprobación de la Comisión para fijar y modificar posteriormente las tarifas de estos servicios. Además de que se requiere aprobación de la Comisión para abandonar el uso y servicio de instalaciones. La Comisión reglamenta también el transporte de gas natural conforme a lo autorizado en la *Natural Gas Policy Act* (NGPA) y la *Outer Continental Shelf Lands Act* (OCSLA).

Con fundamento en la Sección 3 de la *Natural Gas Act* (NGA), la comisión autoriza la licitación, construcción y operación de las instalaciones necesarias para los puntos de importación o exportación por ductos en los Estados Unidos. Asimismo, aquellas empresas de ductos que propongan la construcción, operación, mantenimiento o conexión de sus instalaciones para importar o exportar gas en la frontera canadiense o mexicana deben llenar una solicitud para un Permiso Presidencial, el cual es procesado por la FERC, con la asesoría de los Departamentos de Estado y de Defensa.

Ante la importancia que adquiere el GNL como fuente de gas natural, el EPAct de 2005 buscó simplificar la licitación y otorgamiento de permisos de GNL para facilitar su construcción. La Ley estable explícitamente que la FERC posee la autoridad exclusiva para aprobar la construcción, expansión u operación de cualquier instalación para la importación o exportación de gas natural, incluyendo GNL, si bien aún se debe consultar a los estados sobre

cuestiones de seguridad relativa a estas instalaciones. La Ley también codifica la política adoptada por la FERC en diciembre de 2002 debido a la decisión Hackberry, que estableció que las instalaciones de GNL no requerían ofrecer acceso abierto.

La EAct de 2005 incluye medidas que amplían el derecho de la FERC para otorgar tarifas de mercado para nuevas instalaciones de almacenamiento de gas natural. De igual manera, designa a la Comisión como el organismo principal para encargarse de los asuntos relacionados con la infraestructura de gas nacional del país, permitiéndole establecer los plazos para la toma de decisiones y para mantener un registro consolidado que pueda ser usado en apelaciones y diligencias judiciales.

Petróleo

La Ley de Comercio Interestatal (*Interstate Commerce Act*, ICA) otorga a la Comisión la jurisdicción sobre las tarifas, términos y condiciones de los servicios de suministrados por los oleoductos interestatales. La Comisión no tiene autoridad sobre la licitación y construcción de nuevos oleoductos o sobre otros aspectos de la industria tales como la producción, refinación o las ventas al mayoreo y menudeo de petróleo.

Una parte crucial del EAct de 2005 se refiere al aprovechamiento del petróleo, instruyendo al Organismo de Protección Ambiental (Environmental Protection Agency, EPA) para firmar acuerdos con los gobiernos locales y estatales para agilizar los procesos de aprobación de nuevas refinerías y alentar la construcción de este tipo de

instalaciones petroleras.

La nueva ley también autoriza al Departamento de Energía a incrementar la Reserva Estratégica de Petróleo (Strategic Petroleum Reserve), que se aprovecha en caso de déficit severos en la oferta de crudo, de 700 millones de barriles a un millar de millones.

Territorios Federales

Los territorios federales continentales producen 8 por ciento del gas natural y 5 por ciento del petróleo crudo de los Estados Unidos.¹⁸ De manera parecida, las áreas costa afuera constituyen aproximadamente 28 por ciento de la producción de crudo y 23 por ciento de la producción de gas listo para el mercado de los Estados Unidos.¹⁹ Bajo la ley vigente, los territorios federales que parecen propicios para el desarrollo de los recursos subyacentes son arrendados a los operadores del sector privado para la explotación petrolífera y gasífera. Las empresas pelean competitivamente por el derecho de exploración y explotación de los territorios federales en la placa continental y costa afuera. Los arrendatarios exitosos pagan una bonificación inicial y rentas anuales por el derecho a la explotación de propiedad federal. Asimismo, en caso de que se descubrieran y extrajeran recursos de hidrocarburos en estos territorios, el gobierno federal está facultado para

¹⁸ Estados Unidos, Departamento del Interior. Oficina de Administración Territorial http://www.blm.gov/nhp/g_commercial.html.

¹⁹ Estados Unidos, Departamento de Energía, Energy Information Administration (EIA), *Natural Gas Annual 2003*, (Washington, DC, December 2004), Cuadro 3 y EIA, *Petroleum Supply Annual 2004 Volume I*, (Washington, DC, June 2005), Cuadro 14.

cobrar un porcentaje de regalías, con base en el valor de la producción del recurso. La ley especifica también que el Departamento del Interior deberá recibir los pagos por concepto de regalías en especie (petróleo y gas) en vez de efectivo. La ley vigente permite a las empresas deducir los gastos geológicos y geofísicos en que hayan incurrido como gastos de operación.

El EPAct optimiza las revisiones judiciales al diseño de infraestructura y promueve a nivel nacional el diseño de “corredores energéticos con derecho de vía”, para la colocación de ductos de gas, petróleo e hidrógeno, líneas eléctricas de transmisión e instalaciones de distribución en territorios federales. Las decisiones sobre este tema se derivarán de un proceso entre organismos con la opinión de la Comisión y deberán ocurrir dentro de los dos años posteriores a la firma de la Ley en los estados del Oeste y en los cuatro años posteriores para el resto del país.

Reglamentación ambiental: Funciones estatales y federales

Los gobiernos federal y estatales, a menudo conjuntamente, desempeñan papeles significativos en la fijación de parámetros ambientales de operación relacionados con las actividades de petróleo y gas dentro y fuera del territorio continental. Durante los últimos 25 años, se han establecido varios estatutos federales importantes para regir las emisiones al aire, las descargas a los recursos acuíferos y el manejo y eliminación de los desechos sólidos tóxicos o no tóxicos. Estas disposiciones han impactado significativamente todas las fases de las

operaciones de las industrias del petróleo y gas, por ejemplo:

- Inyección al subsuelo de desechos de exploración y producción;
- Emisión atmosférica de elementos químicos de las refinerías;
- Manejo y eliminación de arenas de fluidos y lodos de perforación;
- Descarga superficial de desechos de producción y exploración en áreas en tierra, costeras y costa afuera;
- Mantenimiento de tanques subterráneos de almacenamiento de gas y petróleo; y
- Operaciones en los pantanos.

Estos parámetros son fijados por estatuto federal y manejados por varias dependencias dentro del Organismo de Protección Ambiental (Environmental Protection Agency, EPA). Sin embargo, en la mayoría de los casos, la implementación y seguimiento de políticas es jurisdicción individual de cada estado. Debido a este enfoque existe una variación amplia entre los estados con respecto a los requerimientos ambientales específicos y los parámetros ambientales de operación. Tal variación frecuentemente es necesaria en vista de las variantes condiciones económicas, geológicas y productivas entre los estados productores. En los casos en que el programa reglamentario de algún estado parece insuficiente a juicio de la EPA bajo requerimientos federales mínimos,

el gobierno federal se convierte en responsable de la administración de los programas a nivel estatal.

Además de los programas ambientales encabezados por los gobiernos estatales, el gobierno federal fija activamente y refuerza la normalización ambiental que afecta los hábitat y la vida silvestre únicos en el país. Esto lo hace al grado de que las operaciones de petróleo y gas que interactúan con estos ambientes deberán cumplir con ciertos parámetros regulados, así como trabajar en colaboración con una serie de organismos federales para asegurar una operación ambientalmente óptima. Por ejemplo, el Servicio de Pesca y Vida Silvestre del Departamento del Interior (Fish and Wildlife Service, FWS) supervisa un programa de asistencia técnica y reglamentaria para la protección de las especies amenazadas y en peligro de extinción. El Departamento de Comercio, a través de la Administración Atmosférica y Oceánica Nacional (National Oceanic and Atmospheric Administration NOAA), trabaja conjuntamente con los estados para supervisar la administración efectiva, aprovechamiento, protección y desarrollo de las áreas costeras sensibles

de los Estados Unidos. Las áreas pantanosas, frecuentemente afectadas por las operaciones de las industrias del petróleo y gas, están reguladas por el Cuerpo de Ingenieros de la Armada de los Estados Unidos (U.S. Army Corps of Engineers, una rama del Departamento de Defensa). De manera similar, las actividades en materia de petróleo y gas en los territorios federales en el continente y costa afuera están sujetas a revisión y supervisión federales. Como guardián de estos territorios para el país, la función de la protección ambiental federal es relevante en estas áreas. Costa afuera, por ejemplo, el Servicio de Administración de Minerales (Minerals Management Service, MMS) dirige anual y periódicamente inspecciones sin notificación a los operadores para garantizar que se cumplan los requerimientos ambientales y de seguridad. Las operaciones en territorios federales en el continente son administradas por el Servicio de Parques Nacionales (National Park Service, NPS), el Servicio Forestal de los Estados Unidos (U.S. Forest Service), la Oficina de Asuntos Indígenas (Bureau of Indian Affairs, BIA) y la Oficina de Administración Territorial (Bureau of Land Management, BLM).

Índice de los Organismos Federales de los Estados Unidos con Atribuciones Regulatoras en Materia de Energía

<u>Departamento y Organismo</u>	<u>Función Principal</u>
Department of Agriculture (USDA)	
United States Forest Service	Custodia de territorios federales
Department of Commerce (DOC)	
Bureau of Export Administration (BXA)	Control de las exportaciones
International Trade Administration (ITA)	Desarrollo del comercio exterior
National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)	Protección ambiental
Department of Defense (DOD)	
United States Army Corps of Engineers	Protección ambiental
Department of Energy (DOE)	
Federal Energy Technology Center (FETC)	Desarrollo tecnológico
Federal Energy Regulatory Commission (FERC)	Comercio interestatal y reglamentación ambiental
National Laboratories	Desarrollo tecnológico
Office of Fossil Energy	Política de combustibles fósiles
Fossil Energy International Program	Desarrollo del comercio exterior
Natural Gas and Petroleum Import and Export Office	Desarrollo del comercio exterior
National Petroleum Technology Office	Desarrollo tecnológico
Naval Petroleum and Oil Shale Reserves	Desarrollo de los recursos federales

Office of Natural Gas and Petroleum Technology	Desarrollo tecnológico y análisis de políticas
Strategic Petroleum Reserve (SPR)	Seguridad energética
Department of the Interior (DOI)	
Bureau of Indian Affairs (BIA)	Derechos en material de gas y petróleo para los nativos estadounidenses
Bureau of Land Management (BLM)	Custodia de territorios federales
United States Fish and Wildlife Service (FWS)	Custodia de territorios federales
United States Forest Service (USFS)	Custodia de territorios federales
United States Geological Survey (USGS)	Valoración de recursos
Minerals Management Service (MMS)	Custodia y regalías de territorios federales
National Park Service (NPS)	Custodia de territorios federales
Office of Trust Funds Management	Regalías en materia de gas y petróleo de los nativos estadounidenses
Department of Labor	
Occupational Safety & Health Administration (OSHA)	Seguridad y salud laboral
Department of State	
	Permisos transfronterizos de ductos
Department of Transportation	
Office of Pipeline Safety (OPS)	Seguridad de ductos
Department of the Treasury	
Internal Revenue Service	Política fiscal federal

Apéndice 1. Información Energética

Cuadro 1A. Oferta de Energía en Canadá (1980 – 2005)

	1980	1990	2000	2004	2005¹
Producción de petróleo					
(Miles de barriles diarios)	1,771	2,030	2,718	3,093	3,220
Petróleo crudo.	1,544	1,741	2,206	2,575	2,700
..					
Líquidos del gas natural	227	288	512	518	520
Producción de gas natural					
(Miles de millones de pies cúbicos)	2,466	3,910	6,562	6,594	6,600
..					
(Miles de millones de metros cúbicos).	70	111	186	187	187
..					
Producción de carbón					
(Millones de toneladas cortas).	40	75	76	73	72
(Millones de toneladas métricas)	36	67	68	65	64
Generación eléctrica					
(Terawatt-hora)					
Carbón.	57	77	110	95	100
Petróleo.	13	14	12	19	15
Gas natural (incluyendo corrientes adicionales).	9	9	31	30	30
Energía nuclear.	36	69	69	85	87
Renovable (incluyendo hidroeléctrica)	253	299	363	347	348
Hidroeléctrica.	251	294	355	338	338
Otras renovables.	2	5	8	9	10
Total	367	468	586	576	580
..					
Capacidad total de generación eléctrica²					
(Gigawatts)					
Carbón.	15	19	18	17	16
Gas natural	5	3	4	4	5
Petróleo.	8	5	5	5	5
Combustion dual.	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Nuclear.	6	13	11	12	12
Renovable.	48	59	65	66	68
Hidroenergía.	48	59	64	65	66
Otras renovables	0	0	1	1	2
Total	81	100	103	107	109

¹ Los datos de 2005 son estimaciones.

² Los datos de capacidad para 2004 son estimaciones.

Nota: N/A: No disponible.

Fuente: Statistics Canada

Cuadro 1B. Oferta de Energía en México (1980 – 2005)

	<u>1980</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>
<u>Producción de petróleo</u>					
(Miles de barriles diarios)					
Petróleo crudo.	2,129	2,970	3,450	3,825	3,839
Líquidos del gas natural	1,936	2,548	3,012	3,383	3,392
	193	422	438	442	447
<u>Producción de gas natural</u>					
(Miles de millones de pies cúbicos)	900	903	1,314	1,464	1,797
(Miles de millones de metros cúbicos).	25	26	37	41	51
<u>Producción de carbón</u>					
(Millones de toneladas cortas).	4	8	13	11	N/A
(Millones de toneladas métricas)	4	7	12	10	N/A
<u>Generación eléctrica</u>					
(Terawatt-hora)					
Carbón.	0	8	19	18	18
Petróleo.	37	67	90	67	79
Gas natural (incluyendo corrientes adicionales).	7	8	23	75	70
Energía nuclear.	0	3	8	9	9
Renovable (incluyendo hidroeléctrica)	18	28	39	32	28
Hidroeléctrica.	17	23	33	25	22
Otras renovables.	1	5	6	7	6
Total	62	114	179	201	218
<u>Capacidad total de generación eléctrica</u>²					
(Gigawatts)					
Carbón.	0	1	3	3	3
Gas natural	2	3	6	15	16
Petróleo.	7	11	14	14	14
Combustión dual.	0	0	2	2	2
Nuclear.	0	1	1	1	1
Renovable.	6	9	10	11	11
Hidroenergía.	6	8	10	11	11
Otras renovables	0	1	1	1	1
Total	15	25	37	47	46

¹ Incluye gas de campos y de centros procesadores.

² Incluye carbon y combustóleo.

Nota: La producción de gas natural se refiere a gas seco. N/A: No Disponible.

Fuentes: Petróleos Mexicanos, Sistema de Información Energética (SIE) <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController>
Secretaría de Energía, *Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013*, Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Cuadro 1C. Oferta de Energía en los Estados Unidos (1980 – 2005)

	1980	1990	2000	2004	2005
Producción de petróleo					
(Miles de barriles diarios)	10,214	8,994	8,110	7,649	7,300
Petróleo crudo.	8,597	7,355	5,822	5,419	5,129
Líquidos del gas natural	1,573	1,559	1,911	1,809	1,724
Producción de gas natural					
(Miles de millones de pies cúbicos)	19,403	17,810	19,182	18,924	18,358
(Miles de millones de metros cúbicos).	549	504	543	536	520
Producción de carbón					
(Millones de toneladas cortas).	830	1,029	1,074	1,112	1,140
(Millones de toneladas métricas)	753	933	974	1,009	1,035
Generación eléctrica					
(Terawatt-hora)					
Carbón.	1,162	1,594	1,966	1,976	2,038
Petróleo.	246	127	111	118	96
Gas natural (incluyendo corrientes adicionales).	346	383	615	715	660
Energía nuclear.	251	577	754	789	779
Renovable (incluyendo hidroeléctrica)	285	354	351	345	343
Hidroeléctrica.	279	293	276	270	277
Otras renovables.	6	62	75	75	65
Total	2,290	3,038	3,802	3,953	3,916
Capacidad total de generación eléctrica					
(Gigawatts)					
Carbón.	294	307	315	313	318
Gas natural	1	58	98	225	378
Petróleo.	1	49	36	37	68
Combustión dual.	1	114	150	175	N/A
Nuclear.	52	100	98	100	100
Renovable.	83	87	95	97	94
Hidroenergía.	82	74	79	79	80
Otras renovables	1	13	16	18	15
Total	579	734	812	968	979

¹ Los datos de capacidad para 1980 no poseen información desagregada para gas natural, petróleo y combustión dual.

Fuentes: De 1980 a 2004: U.S. Department of Energy, Energy Information Administration (EIA), *Petroleum Supply Annual 2004* (Washington, DC, June 2005), *Annual Energy Review 2004*, DOE/EIA-0384(2004) (Washington, DC, August 2005) y *Monthly Energy Review*, DOE/EIA-0035(2005/10) (October 2005). Estimaciones para 2005: EIA, *Short-Term Energy Outlook*, DOE/EIA-0383(2005/10) (Washington, DC, October 2005), and *Annual Energy Outlook, 2005*, DOE/EIA-0383(2005).

Notas: Los totales podrían no coincidir con la suma de sus componentes debido al redondeo implícito.
N/A: No Disponible.

Cuadro 2A. Demanda de Energía en Canadá (1980 – 2005)

	<u>1980</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u> ¹
<u>Demanda de petrolíferos</u>					
(Miles de barriles diarios)					
Gas licuado de petróleo.	25	41	46	40	40
Gasolina automotriz.	667	585	661	706	720
Turbosina.	84	89	111	115	120
Destilados.	521	419	503	536	545
Combustóleo residual	289	183	148	159	160
Otros.	248	292	338	406	415
Total	1,834	1,609	1,806	1,962	2,000
<u>Demanda de gas natural</u>					
(Miles de millones de pies cúbicos)	1,692	2,453	3,332	3,335	3,410
(Miles de millones de metros cúbicos).	48	69	95	94	96
<u>Demanda de carbón</u>					
(Millones de toneladas cortas).	41	57	67	64	65
(Millones de toneladas métricas)	37	51	61	58	58
<u>Demanda eléctrica</u>					
(Gigawatt-hora)	339,412	467,249	551,140	565,954	575,000

¹ Las cifras de 2005 son estimaciones.

Fuente: Statistics Canada

Cuadro 2B. Demanda de Energía en México (1980 – 2005)

	<u>1980</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u> ¹
<u>Demanda de petrolíferos</u>					
(Miles de barriles diarios)					
Gas licuado de petróleo.	102	197	330	328	324
Gasolina automotriz.	313	443	531	636	670
Turbosina.	28	36	56	58	65
Destilados.	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Combustóleo residual	242	421	492	333	337
Otros.	282	244	319	37	32
Total	967	1,341	1,728	1,391	1,428
<u>Demanda de gas natural</u>					
(Miles de millones de pies cúbicos).	799	918	1,398	1,782	1,783
(Miles de millones de metros cúbicos).	23	26	40	50	50
<u>Demanda de carbón</u>					
(Millones de toneladas cortas).	6	8	14	16	16
(Millones de toneladas métricas).	5	7	13	15	15
<u>Demanda eléctrica</u>					
(Gigawatt-hora).	56,980	100,218	166,424	183,972	194,075

¹ Incluye autoabastecimiento y cogeneración.

Nota: N/A: No Disponible.

Fuentes: Petróleos Mexicanos, Sistema de Información Energética (SIE) <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController>
Secretaría de Energía, *Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013*, Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Cuadro 2C. Demanda de Energía en los Estados Unidos (1980 – 2005)

	<u>1980</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>
<u>Demanda de petrolíferos</u>					
(Miles de barriles diarios)					
Gas licuado de petróleo.	1,469	1,556	2,231	2,132	2,055
Gasolina automotriz.	6,579	7,235	8,472	9,105	9,099
Turbosina.	1,068	1,522	1,725	1,630	1,632
Destilados.	2,866	3,021	3,722	4,058	4,097
Combustóleo residual	2,508	1,229	909	865	862
Otros.	2,566	2,426	2,642	2,940	2,797
Total	17,056	16,988	19,701	20,731	20,541
<u>Demanda de gas natural</u>					
(Miles de millones de pies cúbicos)	19,877	19,174	23,333	22,416	22,149
(Miles de millones de metros cúbicos).	563	543	661	635	627
<u>Demanda de carbón</u>					
(Millones de toneladas cortas).	703	905	1,084	1,104	1,152
(Millones de toneladas métricas)	638	821	983	1,002	1,045
<u>Demanda eléctrica</u>					
(Gigawatt-hora)	2,094,449 ¹	2,837,084	3,592,357	3,716,503	3,858,861

¹ Incluye únicamente a las empresas públicas.

Fuentes: De 1980 a 2004: U.S. Department of Energy, Energy Information Administration (EIA), *Monthly Energy Review*, DOE/EIA-0035(2005/10) (October 2005). Estimaciones para 2005: EIA, *Short-Term Energy Outlook*, DOE/EIA-0383(2005/10) (Washington, DC, October 2005).

Nota: Los totales podrían no coincidir con la suma de sus componentes debido al redondeo implícito.

Cuadro 3A. Información Económica de Canadá (1980 – 2005)

	1980	1990	2000	2004	2005 ¹
<u>Producto Interno Bruto</u>					
(Miles de millones de dólares canadienses de 1997)	556	708	946	1,041	1,076
(Miles de millones de dólares estadounidenses de 2000)	633	806	1,077	1,185	1,225
<u>Población</u>					
(Millones)	24.6	27.8	30.8	32.0	32.4
<u>Empleo</u>					
(Millones)	11.3	13.1	14.9	16.0	16.2

¹ Data for 2005 are estimates.

Sources: Statistics Canada; NRCan Reference, octubre de 2004.

Cuadro 3B. Información Económica de México (1980 – 2005)

	1980	1990	2000	2004	2005 ³
<u>Producto Interno Bruto</u>					
(Miles de millones de pesos mexicanos de 2000)	3,242	3,912	5,498	5,857	6,032
(Miles de millones de dólares estadounidenses de 2000)	342	413	581	618	637
<u>Población</u>					
(Millones)	67	85	101	105	106
<u>Empleo</u>					
(Millones)	N/A	23	34	32 ³	33

¹ Consejo Nacional de Población, CONAPO

² Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática, INEGI

³ Estimado

Nota: N/A: No Disponible.

Fuentes: International Monetary Fund, World Economic Outlook Database, April 2005.

Producto Interno Bruto a precios corrientes, (dólares de los Estados Unidos)

Los valores están basados en el PIB para la moneda en curso y las proyecciones del tipo de cambio suministradas por economistas de cada país para otras economías emergentes y países en desarrollo. Las tasas de cambio para las economías desarrolladas se establecieron con los supuestos de la WEO para cada caso.

Cuadro 3C. Información Económica de los Estados Unidos (1980 – 2005)

	<u>1980</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>
<u>Producto Interno Bruto</u>					
(Miles de millones de dólares estadounidenses de 2000)	5,162	7,113	9,817	10,756	11,132
<u>Población</u>					
(Millones)	227.7	250.1	282.3	293.0	295.5
<u>Empleo</u>					
(Millones)	93	119	137	139	150

Fuentes: International Monetary Fund, World Economic Database, April 2005. U.S. Department of Commerce, Bureau of Census and Bureau of Economic Analysis; U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.

Cuadro 4A. Demanda Energética de Canadá por Sector (1980 – 2005)

	<u>1980</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u> ¹
<u>Petróleo</u>					
(Miles de barriles diarios)					
Residencial	261	149	135	114	116
Comercial	107	120	144	198	200
Residencial y comercial.	368	269	279	312	316
Industrial	567	500	526	622	640
Transporte	888	794	965	1,025	1,050
Total.	1,823	1,563	1,770	1,959	2,006
<u>Gas Natural</u>					
(Miles de millones de pies cúbicos)					
Residencial	402	521	631	628	640
Comercial	381	18	48	481	490
Residencial y comercial.	783	539	680	1,109	1,130
Industrial	829	1,466	2,100	2,127	2,170
Transporte	73	127	208	157	160
Total.	1,685	2,133	2,988	3,393	3,460
<u>Carbón</u>					
(Millones de toneladas cortas)					
Residencial	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Comercial	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Residencial y comercial.	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Industrial	40.9	54.3	67.8	68.5	70.0
Transporte	0.0	1.8	0.0	0.0	0.0
Total.	41.2	56.2	67.9	68.6	70.1
<u>Electricidad</u>					
(Gigawatt-hora)					
Residencial	92,673	138,468	147,748	161,121	164,000
Comercial	6,339	95,638	111,856	120,130	122,000
Residencial y comercial.	99,012	234,106	259,604	281,251	286,000
Industrial	45,900	217,151	283,858	280,049	285,000
Transporte	2,284	3,270	4,524	3,938	4,000
Total.	147,196	454,527	547,987	565,238	575,000

¹ Las cifras de 2005 son estimaciones.

Cuadro 4B. Demanda Energética de México por Sector (1980 – 2005)

	<u>1980</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u> ⁸
<u>Petróleo</u> ¹					
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente) . . .					
Residencial ²	80	120	134	134	129
Comercial ³	24	24	31	29	28
Residencial y comercial	104	144	165	163	157
Industrial ⁴	99	148	142	151	201
Transporte ⁵	442	582	735	870	981
Total	645	874	1,042	1,184	1,339
<u>Gas Natural</u>					
(Miles de millones de pies cúbicos)					
Residencial	20	32	22	34	39
Comercial					
Residencial y comercial	N/A	N/A	7	8	9
Industrial	N/A	N/A	29	42	48
Industrial	516	530	510	472	493
Transporte	N/A	N/A	0	1	3
Total	536	562	539	516	544
<u>Carbón</u> ⁶					
(Millones de toneladas cortas)					
Residencial	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Comercial	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Residencial y comercial	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Industrial	N/A	N/A	N/A	0.2	N/A
Transporte	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total	N/A	N/A	N/A	0.2	N/A
<u>Electricidad</u>					
(Gigawatt-hora)					
Residencial	9,995	20,389	36,128	40,733	42,897
Comercial	5,842	8,265	11,674	12,908	13,356
Residencial y comercial	15,837	28,654	47,802	53,641	56,253
Servicios	3,595	4,549	5,891	6,288	6,353
Industrial ⁷	29,190	52,213	93,755	96,613	101,272
Agropecuaria	3,749	6,707	7,901	6,968	7,631
Total	52,371	92,123	155,349	163,509	171,510

¹ Se refiere a la demanda de petrolíferos.

² Incluye queroseno.

³ Incluye diesel y combustóleo.

⁴ Incluye coque de petróleo, querosenos, diesel y combustóleo.

⁵ Incluye gasolinas y TLCANs, querosenos, diesel y combustóleo.

⁶ In Mexico, besides the power sector, only the Industrial sector consumes coal.

⁷ Incluye transporte público.

Cuadro 4C. Demanda Energética de los Estados Unidos por Sector (1980 – 2005)

	<u>1980</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>
<u>Petróleo</u>					
(Miles de barriles diarios)					
Residencial	911	767	897	893	889
Comercial	606	465	383	395	412
Residencial y comercial.	1,517	1,231	1,280	1,288	1,301
Industrial	4,842	4,304	4,903	5,082	5,066
Transporte	9,546	10,888	13,012	13,621	13,666
Total.	15,905	16,423	19,196	19,991	20,634
<u>Gas Natural</u>					
(Miles de millones de pies cúbicos)					
Residencial	4,752	4,391	4,996	4,879	4,873
Comercial	2,611	2,623	3,182	2,984	3,061
Residencial y comercial.	7,363	7,014	8,179	7,863	7,935
Industrial	8,198	8,255	9,293	8,515	7,866
Transporte	635	660	655	687	692
Total.	16,196	15,929	18,127	17,064	15,801
<u>Carbón</u>					
(Millones de toneladas cortas)					
Residencial	1.4	1.3	0.5	0.5	0.7
Comercial	5.1	5.4	3.7	3.8	3.8
Residencial y comercial.	6.5	6.7	4.1	4.2	4.6
Industrial	127.0	115.2	94.1	84.9	86.6
Transporte	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total.	133.5	121.9	98.3	89.1	91.2
<u>Electricidad</u>					
(Gigawatt-hora)					
Residencial	717,495	924,019	1,192,446	1,293,449	1,353,780
Comercial	558,643	838,263	1,159,347	1,228,505	1,283,001
Residencial y comercial.					
Industrial	815,067	945,522	1,064,239	1,020,883	1,034,192
Transporte	3,244	4,751	5,382	7,674	8,395
Total.	2,094,449	2,712,555	3,421,414	3,550,512	3,679,888

Fuentes: de 1980 a 2004: U.S. Department of Energy, Energy Information Administration (EIA), *Annual Energy Review 2004*, DOE/EIA-0384(2004) (Washington, DC, August 2005) y *Monthly Energy Review*, DOE/EIA-0035(2005/10) (October 2005). Estimates for 2005: EIA, *Short-Term Energy Outlook*, DOE/EIA-0383(2005/10) (Washington, DC, October 2005).

Notas: Los totales podrían no coincidir con la suma de sus componentes debido al redondeo implícito.
N/A: No Disponible.

Apéndice 2. El Grupo de Trabajo en Energía para América del Norte

A comienzos de 2001, el entonces Primer Ministro de Canadá, Jean Chretien, el Presidente Mexicano Vicente Fox y el Presidente de los Estados Unidos George W. Bush reconocieron que siendo vecinos, los asuntos energéticos ameritaban atención regional, por lo que coincidieron en los beneficios derivados de una cooperación trilateral conjunta en este tema. Durante la Reunión Hemisférica de Ministros de Energía, celebrada en México el 8 de marzo de 2001, los titulares del Ministerio de Recursos Naturales de Canadá, de la Secretaría de Energía de México y del Departamento de Energía de los Estados Unidos se comprometieron formalmente a trabajar unidos para facilitar el fortalecimiento del sector energético norteamericano.

Para alcanzar este objetivo, los tres titulares acordaron establecer un grupo de funcionarios provenientes de los tres países que se dedicara específicamente a atender los temas energéticos de la región –El Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte (GTEAN). El concepto del GTEAN fue anunciado por los dirigentes de los tres países en la Cumbre de América de abril de 2001 y es manejado conjuntamente por los tres organismos energéticos.

La dirección global del GTEAN se efectúa por un grupo de trabajo formado por funcionarios de alto nivel de cada país. Del 27 al 28 de junio de 2001, este grupo realizó su primera reunión en Washington, D.C., teniendo como anfitrión de la sesión inaugural al

Departamento de Energía de los Estados Unidos y al discurso del entonces Ministro de Energía Spencer Abraham. Desde esa fecha, se han realizado ocho reuniones del grupo de trabajo en diversos lugares convenidos de los tres países y se han programado más reuniones de los diferentes grupos de expertos en la agenda de trabajo del GTEAN.

En su primera reunión, el GTEAN creó tres grupos subordinados de expertos: El Grupo de Expertos en el Perfil Energético (Energy Picture Experts

Grupo de Expertos del Perfil Energético

El Grupo de Expertos del Perfil Energético de América del Norte se creó en 2001, con el objetivo de proporcionar un panorama del sector energético norteamericano mediante la cooperación conjunta, para generar un documento que sintetice el desarrollo económico, oferta energética, demanda, infraestructura, políticas públicas, legislación, reglamentación información sobre energía y proyecciones energéticas de la región, con base en la información oficial estadística, regulatoria y política de cada país. El Grupo acordó actualizar este documento con regularidad.

El Perfil Energético II demuestra y reafirma la fuerza y vitalidad del sistema energético de América Norte.

Group); El Grupo de Expertos en Electricidad (Electricity Experts Group) y el Grupo de Expertos en Eficiencia Energética (Energy Efficiency Experts Group). En 2003 añadió tres grupos de expertos: Grupo de Expertos en Ciencia y Tecnología (Science and Technology Experts Group); Grupo de Expertos en Comercio e Interconexiones de Gas Natural y el Grupo de Expertos en Protección de Infraestructura Estratégica. Los grupos de expertos recopilan, analizan y notifican información, ideas y recomendaciones. Sus miembros son convocados frecuentemente para elaborar planes de acción y desarrollar documentos de trabajo mutuamente benéficos, identificando e implementando permanentemente áreas de cooperación para el mercado energético continental.

El valor de la colaboración en los asuntos energéticos fue reconocido desde hace años entre los países del Hemisferio Occidental. En la Cumbre de América de 1994, los representantes de América del Norte, el Caribe, Centroamérica y Sudamérica crearon una “Iniciativa Energética del Hemisferio”, la cual apoya una variedad de actividades y temas energéticos de cooperación en la región. El GTEAN continúa impulsando este esfuerzo explorando maneras innovadoras en que Canadá, México y los Estados Unidos pueden trabajar conjuntamente para expandir sus interconexiones y ampliar su comercio.

A través de la cooperación sólida, el GTEAN ha producido múltiples documentos de trabajo. El 10 de junio de 2002, se publicó el primero de estos trabajos, el *Perfil Energético de América del Norte*. El documento presentó una

diversidad de información energética para los tres países, incluyendo el panorama económico, cifras sobre energía, tendencias en la oferta y demanda, proyecciones energéticas y resúmenes sobre infraestructura, legislación y reglamentación.

El 17 de diciembre de 2002, el Grupo presentó su segundo trabajo, *Normalización y Etiquetado de Eficiencia Energética en América del Norte*. Este reporte destacó la adopción de México de nuevos estándares para medir la eficiencia energética, lo que provocó la homogeneización de los requerimientos mínimos de eficiencia y los procedimientos de prueba para refrigeradores, congeladores, motores eléctricos y aires acondicionados, fortaleciendo el mercado de productos de alta eficiencia energética en América del Norte.

El 23 de diciembre de 2002, el Grupo dio a conocer su tercer documento, *Regulación para el Comercio Internacional de Electricidad en América del Norte*. El trabajo ofrece un panorama de las reglamentaciones relativas a la construcción y operación de líneas eléctricas y la autorización de la importación y exportación de electricidad en los tres países; y funge como referencia importante y guía para los involucrados en el comercio internacional de electricidad. En enero de 2005, el Grupo publicó *Guía sobre la Regulación Federal de las Ventas de Electricidad en Canadá, México y Estados Unidos*, un suplemento del reporte de 2002.

El 25 de febrero de 2005, el Grupo de Expertos en Comercio e Interconexiones de Gas Natural lanzó la versión

electrónica del documento *Visión del Mercado de Gas Natural en América del Norte*, y publicó la edición impresa en agosto de 2005. El trabajo revisa la producción, interconexiones, comercio, transporte, distribución, consumo, proyecciones de demanda y oferta, reglamentación y políticas del gas natural así como el gas natural licuado.

El GTEAN realizó esfuerzos adicionales para cumplir con sus metas, algunas de las cuales incluyen la expansión del programa de normalización de eficiencia energética Energy Star de los Estados Unidos, México y Canadá y el trabajo conjunto hacia el intercambio de mejores prácticas y de conocimientos científicos y tecnológicos. Por citar un ejemplo, el Grupo ha planeado y organizado varias conferencias de intercambio de información desde su creación, tales como un Taller de Gas para el Sector Privado en 2003, un Taller de Entrenamiento en Combustión de Lecho Fluidizado en 2004, un Taller de Eficiencia Energética en 2005 y un Taller de Electricidad en 2006.

De mayor importancia resulta que el GTEAN ha sido exitoso en fomentar la comunicación entre los países. Los organismos de energía en Canadá, México y los Estados Unidos han trabajado intensa y cercanamente en la identificación y eliminación de los obstáculos en el mercado, respetando las leyes y políticas de cada nación. Para cumplir los objetivos del GTEAN, los grupos de expertos se mantienen en comunicación constantemente a través de reuniones, correo electrónico y conferencias telefónicas. En este sentido, el grupo ha fijado un protocolo para las relaciones internacionales para la integración de sistemas y programas al

tiempo que se preserva la soberanía de cada país.

El 23 de marzo de 2005, el Primer Ministro Paul Martin, el Presidente Mexicano Vicente Fox y el Presidente de los Estados Unidos George W. Bush anunciaron la formación de un programa de cooperación trilateral –la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN). El objetivo de la ASPAN es proteger a la región del terrorismo y expandir el comercio mediante una cooperación e intercambio de información más estrechos. Para garantizar el éxito de la ASPAN, los secretarios y ministros del gabinete organizaron grupos de trabajo trilaterales, con base en las áreas prioritarias identificadas por los jefes de estado, incluyendo un grupo en materia de energía. Asimismo, las tres naciones acordaron que el GTEAN, establecido previamente y funcionando correctamente, sería el órgano a través del cual se cumplirían los objetivos energéticos añadidos por la ASPAN. El GTEAN se considera actualmente como un grupo de trabajo de la ASPAN con mejoras adicionales a su misión original. Dentro de la ASPAN, el número de grupos de expertos aumentó a nueve, con la inclusión del Grupo de Expertos en arenas Bituminosas, Grupo de Expertos en Colaboración Nuclear, Grupo de Expertos en Hidrocarburos y el Grupo de Expertos en Reglamentación. El Grupo de Expertos en Protección de Infraestructura Estratégica actúa bajo el mandato de seguridad de la ASPAN.

Como parte de la ASPAN, el GTEAN trabaja para alcanzar los siguientes objetivos, establecidos en la agenda energética a través de nueve grupos de expertos en diversas áreas:

- Expandir la colaboración científica y tecnológica;
- Aumentar la colaboración sobre eficiencia energética;
- Incrementar la cooperación en reglamentación;
- Mejorar la colaboración en electricidad;
- Buscar economizar la producción a partir de las arenas bituminosas;
- Aumentar la colaboración en gas natural;
- Mejorar la colaboración en materia nuclear;
- Reforzar la cooperación sobre hidrocarburos;
- Mejorar la transparencia y coordinación de la información energética, estadística y de pronósticos.

Para un análisis detallado de las actividades de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad en América del Norte y el GTEAN, por favor visite www.spp.gov. Las versiones electrónicas de los documentos del GTEAN están disponibles en las siguientes direcciones:

- ***Perfil Energético de América del Norte (North America – The Energy Picture):***

Estados Unidos: <http://www.eia.doe.gov/emeu/northamerica/>

Canadá: http://www2.nrcan.gc.ca/es/es/naewg/NAEnergyPictureOnlinPub_f.pcm

México: <http://200.23.166.141/work/resources/LocalContent/1280/1/images/pe.pdf>

- ***Normalización y Etiquetado de Eficiencia Energética en América del Norte (North American Energy Efficiency Standards and Labeling):***

Estados Unidos:

http://www.eere.energy.gov/buildings/appliance_standards/pdfs/naewg_report.pdf

Canadá: <http://oee.nrcan.gc.ca/efficaciteenergetiqueAN/I.pcm?Text=N>

México: <http://www.conae.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=1877>

- ***Regulación del Comercio Internacional en América del Norte (North America – Regulation of International Electricity Trade)***

Estados Unidos:

<http://www.fossil.energy.gov/programs/electricityregulation/publications/electricitytraderegulation.pdf>

Canadá: <http://www2.nrcan.gc.ca/es/erb/erb/francais/view.asp?x=690>

México: <http://200.23.166.141/work/resources/LocalContent/1191/1/images/sbs.pdf>

- ***Visión del Mercado de Gas Natural en América del Norte (North American Natural Gas Vision)***

Estados Unidos: <http://www.pi.energy.gov/pdf/library/NAEWGGasVision2005.pdf>

Canadá: http://www2.nrcan.gc.ca/es/es/naewg/NANaturalGasVision_f.pcm

México: <http://www.energia.gob.mx/work/resources/LocalContent/2183/28/visionfinassegundasGN.pdf>

- ***Guía sobre la Regulación Federal de las Ventas de Electricidad Importada en Canadá, México y Estados Unidos (Guide to Federal Regulation of Sales of Imported Electricity in Canada, Mexico and the United States):***

Estados Unidos: <http://www.pi.energy.gov/pdf/NAEWGERGuideFINAL1-26-05.pdf>

Canadá: <http://www2.nrcan.gc.ca/es/erb/erb/francais/view.asp?x=690>

México: <http://www.cre.gob.mx/publica/gtean/guide-spanish.pdf>

Apéndice 3. Gas Natural Licuado (GNL)

Los avances tecnológicos y las condiciones del mercado vuelven competitivo al gas natural licuado (GNL) frente a otras fuentes de gas natural, ampliando el perfil del GNL en los últimos años. Si bien la tecnología para generar el GNL existe desde hace cinco décadas, los oferentes de energía construyeron pocas terminales en los Estados Unidos y ninguna en Canadá y México. Esta falta de disposición provino parcialmente de los altos costos y de la mala información existente acerca de esta forma de gas natural, conceptos equivocados que continúan desatando polémica sobre la ubicación de instalaciones y otro tipo de reglamentación.

El GNL es una opción económica de transporte del gas natural hasta los consumidores más lejanos del suministro sin la necesidad de desarrollar extensas redes de ductos. El GNL es gas natural, compuesto principalmente por metano y condensado en un líquido inodoro, incoloro, no corrosivo y no tóxico a través del enfriamiento. Con la presión atmosférica en condiciones normales, el metano alcanza el punto de condensación a los -161°C (-259°F), permitiendo así su almacenamiento y transporte a bajas temperaturas. El factor de reducción del volumen entre la fase gaseosa y líquida del gas es mayor a 600, lo que implica que una carga de 138,000 metros cúbicos de GNL – aproximadamente el tamaño de un buquetanque metanero Very Large Crude Carrier, VLGC – puede entregar cerca de 3 mil millones de pies cúbicos de gas natural, esto es aproximadamente 4 por ciento de la demanda promedio de

este combustible en América del Norte. Al momento de recibirlo, los equipos de regasificación calientan el líquido para provocar su vaporización y poder empacar el gas natural en los ductos de transmisión. En algunos casos, el estado líquido del GNL puede permitir su transporte mediante semirremolques.

Las inquietudes en torno a la seguridad relativa a este combustible han generado oposición pública para la construcción de las terminales de GNL. El conocimiento gradual sobre las propiedades físicas del LNG y las normas de seguridad implementadas en esta industria deberían despejar esta resistencia.

La densidad del GNL es menos de la mitad que la del agua, por lo que en caso de que se derramara accidentalmente el GNL al agua, éste flotaría para vaporizarse rápidamente. Un contenedor destapado de GNL en condiciones normales de presión y temperatura se comporta de manera muy parecida a un contenedor de agua hirviendo. Como otros hidrocarburos, el GNL es inflamable bajo ciertas circunstancias, aunque estos riesgos son menores que los de otros hidrocarburos.

Asimismo, la industria de GNL ha adoptado sistemas médicos y de seguridad en sus instalaciones para reducir la probabilidad de accidentes laborales y garantizar la protección ambiental, profesional y a la comunidad circundante en caso de un derrame imprevisto de GNL. Las medidas implementadas incluyen actividades de contención, confinamiento, seguridad

exhaustiva y procedimientos operativos, así como protocolos de contingencia, que son vigilados y apoyados por organismos federales en Canadá y los Estados Unidos.

El GNL cuenta con un registro de seguridad insuperable, que incluye más

de 33,000 fletes por un volumen mayor a los 300 Bpc, transportados sin sufrir algún accidente serio. Además, en las instalaciones de GNL de América del Norte no se ha presentado ningún accidente significativo.