



01149
42

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERIA

EL PROCESO DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ENTRE CANADÁ, ESTADOS UNIDOS Y MÉXICO. IMPLICACIONES EN LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
MAESTRA EN INGENIERIA
P R E S E N T A
ADRIANA LAVINIA / SALINAS DIAZ

ASESOR: DR. VICTOR RODRIGUEZ PADILLA

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la
UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el
contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Adriana Lavinia
Salinas Diaz

FECHA: 19-11-2002

FIRMA: A. Salinas

México, D.F.

Noviembre del 2002.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

EL PROCESO DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ENTRE MÉXICO, ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ. IMPLICACIONES EN LA INDUSTRIA MEXICANA DEL GAS NATURAL.

Indice

Presentación.....	1
Resumen.....	2
Introducción.....	2
I. Primera parte:	
<i>Caracterización de la industria del gas natural en América del Norte</i>	8
La industria del gas natural.....	8
I. Análisis del subsector gas natural en Canadá, Estados Unidos y México	16
1.- Canadá	17
A) SITUACIÓN ACTUAL.....	17
B) OFERTA.....	18
C) DEMANDA.....	23
D) ORGANIZACIÓN.....	25
E) REGULACIÓN.....	26
F) PERSPECTIVAS.....	28
2.- Estados Unidos	28
A) SITUACIÓN ACTUAL.....	28
B) OFERTA.....	30
C) DEMANDA.....	34
D) ORGANIZACIÓN.....	35
E) REGULACIÓN.....	36
F) PERSPECTIVAS.....	38
3.- México	38
A) SITUACIÓN ACTUAL.....	38
B) OFERTA.....	39
C) DEMANDA.....	43
D) ORGANIZACIÓN.....	45
E) REGULACIÓN.....	45
F) PERSPECTIVAS.....	46

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

II. Segunda parte:	
<i>Alcances de la integración energética en América del Norte.</i>	48
 Panorama general del subsector gas natural en la región.....	 48
 I. Balances oferta/demanda.....	 49
A) BALANCES OFERTA/DEMANDA DE CANADÁ, ESTADOS UNIDOS Y MÉXICO	49
B) ESCENARIOS 2000-2010.....	51
 II. Proceso de integración.....	 55
 1.- Integración económica en América del Norte.....	 55
A) ACUERDO GENERAL SOBRE ARANCELES ADUANEROS Y COMERCIO (AGAAC o GATT).....	55
B) ACUERDO DE LIBRE COMERCIO (ALC o FTA).....	56
C) TRATADO DE LIBRE COMERCIO DE AMÉRICA DEL NORTE (TLCAN o NAFTA).....	56
 2.- Integración energética en América del Norte.....	 58
A) DIMENSIÓN FÍSICA.....	59
B) DIMENSIÓN ECONÓMICA.....	59
C) DIMENSIÓN POLÍTICA.....	61
D) DIMENSIÓN EMPRESARIAL.....	65
 3.- Opciones.....	 66
 III. Conclusiones.....	 67
 IV. Bibliografía.....	 69
 V. Anexos.....	 71

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Atenta dedicatoria:

A la memoria de mi padre, quien me legó mi amor por la lectura, una cultura del trabajo y del ahorro, honestidad y respeto, así como amor fraternal durante su vida junto a nosotros.

A mi madre, que siempre se ha preocupado por mí y por mi educación.

A mis hermanos, Joaquín y Jorge, a quienes he brindado ejemplo por ser la mayor, pero de quienes también he recibido valiosas lecciones.

A Daniel, por su amor, apoyo y paciencia durante todo este importante proceso en nuestras vidas (que no ha sido miel sobre hojuelas todo el tiempo).

A mi pequeña Hireli, por toda su comprensión, amor y paciencia.

Doy gracias a Nana Emy, a Carolina, a Jazy, a Nana Mara, a los abuelitos, y a todos aquellos que de alguna manera ayudaron a que pudiera sostenerme en este camino y llegar hasta el final.

Agradezco también a mis compañeros de Maestría, Hilda, Paloma, Joel, Santiago y Jesús, por su valiosa amistad.

A mis profesores, quienes me brindaron conocimientos y apoyo, especialmente a Víctor por sus comentarios tan certeros.

Finalmente, agradezco al Conacyt por la beca crédito otorgada durante mis estudios.

Lavinia Salinas.

PRESENTACION.

Adam Smith y el libre comercio.¹

Es la máxima de todo jefe de familia prudente, nunca intentar hacer en su casa lo que le costaría más hacer que comprar. El sastre no busca hacer sus propios zapatos sino que se los compra al zapatero. El zapatero no busca hacer sus trajes, sino que contrata al sastre....

Lo que es prudente en el comportamiento de cada familia difícilmente puede ser una locura en el del gran reino. Si un país puede abastecernos con un producto que resulta más barato que si nosotros lo fabricamos, es mejor comprárselo con una parte de la producción de nuestra industria.

Según el sistema de libertad natural, el soberano tiene que atender únicamente a tres deberes:....primero, la obligación de proteger a la sociedad de la violencia y a la invasión de otras sociedades independientes, segundo el deber de proteger en la medida de lo posible, a cada miembro de la sociedad de la injusticia y la opresión que pueda ejercer sobre él otro miembro de la misma sociedad, o la obligación de establecer una impartición de justicia exacta; y, tercero el deber de erigir y conservar ciertas obras públicas así como ciertas instituciones públicas, que nunca le interesará erigir y conservar a un solo individuo, o a un pequeño grupo de individuos.

Adam Smith, Investigación sobre la naturaleza y la causa de la riqueza de las naciones, 1776 (Nueva York, Modern Library, 1937), p.p. 424, 651

Para su reflexión...

¹ Winks, Robin. (2000). Historia de la civilización . De 1648 al presente.Vol. II, Pearson Education. P 361.



**EL PROCESO DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ENTRE
CANADÁ, ESTADOS UNIDOS Y MÉXICO. IMPLICACIONES EN
LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL**

**Maestría en Ingeniería (Energía)
DEPFI. UNAM
Adriana Lavinia Salinas Díaz
Asesor: Dr. Víctor Rodríguez Padilla**

EL PROCESO DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ENTRE CANADÁ, ESTADOS UNIDOS Y MÉXICO. IMPLICACIONES EN LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

Resumen.

La integración gasera (que constituye una parte de la integración energética total) en Norte América ha implicado un cierto grado de homogeneización en las formas de organización y regulación de las industrias energéticas de los países involucrados. Recientemente se ha dado un proceso de liberalización en las diferentes cadenas productivas de este subsector, y ello responde en gran medida a la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte y a la conformación natural de un mercado regional. En el presente trabajo se hace una prospectiva regional de la industria del gas natural en América del Norte y su posible comportamiento hacia el 2010. Por último, se hace una revisión del estado actual de la integración energética en la región, los mecanismos que la han propiciado, las restricciones a la misma, y los posibles avances en dicho proceso.

El propósito de este trabajo es determinar hasta dónde y bajo qué condiciones se efectuará la integración energética de Canadá, Estados Unidos y México en cuanto a gas natural se refiere, es decir, ¿Existirá gas suficiente para atender las necesidades energéticas razonables de América del Norte? ¿Se cuenta con la infraestructura necesaria para producir, transformar y transportar el energético? ¿Qué inversiones son necesarias para contar con la infraestructura adecuada?, ¿Las formas de organización del sector son las más propicias para alcanzar una integración? ¿Qué implicaciones tiene esto en la industria mexicana del gas natural?

Introducción.

En la actualidad, estamos viviendo un proceso de integración económica norteamericana (Canadá, Estados Unidos y México), especialmente en áreas como el intercambio de bienes de consumo de los distintos sectores económicos como industrias automotriz, textil y sector agrícola. Ello se ha extendido también al energético. Por lo pronto, en el caso del gas natural, se ha dado un proceso de liberalización en la generación y uso del mismo y en el discurso oficial manejado por las autoridades de los tres países se propone la construcción de un mercado energético norteamericano como uno de los objetivos más importantes de la política energética exterior de los mismos, ello con el fin de dotar a sus economías del gas natural necesario de manera barata y confiable.

En los tres países que conforman la región se ha experimentado un incremento en la producción, el consumo y el comercio de gas natural, pues en ellos una de las políticas ha sido generar una mayor cantidad de electricidad mediante el uso de turbinas de gas, e incorporar una porción mayor de consumidores residenciales e industriales como compradores de gas natural. Si bien los patrones de producción y consumo varían en cada país, podemos afirmar que el subsector ha sido bastante dinámico durante la década 1990-2000, y que seguirá siéndolo para la próxima (2000-2010).

La producción total de gas natural en Canadá en el año 2000 fue de 5.9 Trillones de pies cúbicos (Tpc), que significaron un 5.4% de incremento promedio anual comparados con los 3.5 Tpc de 1990; durante este período se dio una mayor exploración y perforación de nuevos pozos (y la consecuente incorporación de nuevas reservas gaseras sobre todo de Alberta y Saskatchewan), así como la construcción de gasoductos, incentivados por precios atractivos del gas natural, e incremento de las exportaciones a los Estados Unidos. Actualmente se espera un aumento menos dinámico, pero sin dejar de ser importante, del 1.8% en promedio anual hacia el 2010, para alcanzar una producción de 7.1 Tpc¹.

La demanda en este país durante la misma década (1990-2000) pasó de 2.4 Tpc a 3.3 Tpc (3.2% de crecimiento promedio anual), y esto se debió principalmente al aumento en el consumo del sector residencial, del comercial y del industrial, y en menor medida al de generación de electricidad². El alza de precios experimentado a finales del 2000 significó una carga extra para los consumidores, sin embargo, la cantidad demandada de energía no disminuyó, sino que el gobierno canadiense hizo un esfuerzo por incrementar la capacidad de oferta (como ya se vio anteriormente). Adicionalmente, se

¹ North American Energy Working Group. North America-The Energy Picture. June, 2002

² URL: <http://www.neb-one.gc.ca>. National Energy Board of Canada.

El propósito de este trabajo es determinar hasta dónde y bajo qué condiciones se efectuará la integración energética de Canadá, Estados Unidos y México en cuanto a gas natural se refiere, es decir, ¿Existirá gas suficiente para atender las necesidades energéticas razonables de América del Norte? ¿Se cuenta con la infraestructura necesaria para producir, transformar y transportar el energético? ¿Qué inversiones son necesarias para contar con la infraestructura adecuada?, ¿Las formas de organización del sector son las más propicias para alcanzar una integración? ¿Qué implicaciones tiene esto en la industria mexicana del gas natural?

Introducción.

En la actualidad, estamos viviendo un proceso de integración económica norteamericana (Canadá, Estados Unidos y México), especialmente en áreas como el intercambio de bienes de consumo de los distintos sectores económicos como industrias automotriz, textil y sector agrícola. Ello se ha extendido también al energético. Por lo pronto, en el caso del gas natural, se ha dado un proceso de liberalización en la generación y uso del mismo y en el discurso oficial manejado por las autoridades de los tres países se propone la construcción de un mercado energético norteamericano como uno de los objetivos más importantes de la política energética exterior de los mismos, ello con el fin de dotar a sus economías del gas natural necesario de manera barata y confiable.

En los tres países que conforman la región se ha experimentado un incremento en la producción, el consumo y el comercio de gas natural, pues en ellos una de las políticas ha sido generar una mayor cantidad de electricidad mediante el uso de turbinas de gas, e incorporar una porción mayor de consumidores residenciales e industriales como compradores de gas natural. Si bien los patrones de producción y consumo varían en cada país, podemos afirmar que el subsector ha sido bastante dinámico durante la década 1990-2000, y que seguirá siéndolo para la próxima (2000-2010).

La producción total de gas natural en Canadá en el año 2000 fue de 5.9 Trillones de pies cúbicos (Tpc), que significaron un 5.4% de incremento promedio anual comparados con los 3.5 Tpc de 1990; durante este período se dio una mayor exploración y perforación de nuevos pozos (y la consecuente incorporación de nuevas reservas gaseras sobre todo de Alberta y Saskatchewan), así como la construcción de gasoductos, incentivados por precios atractivos del gas natural, e incremento de las exportaciones a los Estados Unidos. Actualmente se espera un aumento menos dinámico, pero sin dejar de ser importante, del 1.8% en promedio anual hacia el 2010, para alcanzar una producción de 7.1 Tpc¹.

La demanda en este país durante la misma década (1990-2000) pasó de 2.4 Tpc a 3.3 Tpc (3.2% de crecimiento promedio anual), y esto se debió principalmente al aumento en el consumo del sector residencial, del comercial y del industrial, y en menor medida al de generación de electricidad². El alza de precios experimentado a finales del 2000 significó una carga extra para los consumidores, sin embargo, la cantidad demandada de energía no disminuyó, sino que el gobierno canadiense hizo un esfuerzo por incrementar la capacidad de oferta (como ya se vio anteriormente). Adicionalmente, se

¹ North American Energy Working Group. North America-The Energy Picture. June, 2002

² URL: <http://www.neb-one.gc.ca>. National Energy Board of Canada.

incorporaron nuevas áreas de consumo como las provincias marítimas de Nueva Brunswick y Nueva Escocia que impactaron la demanda. De acuerdo a los escenarios más recientes se prevé un crecimiento promedio anual del 1.6% para llegar a consumir 3.9 Tpc en el 2010.

En los Estados Unidos el crecimiento de la oferta no ha sido tan espectacular, pues la producción en el 2000 fue de 19.4 Tpc, que comparados con los 17.8 Tpc de 1990 significó un incremento de tan solo 0.9% promedio anual; se estima que seguirá aumentando a un ritmo de 1.7% hacia el 2010, y alcanzará los 22.9 Tpc, pues la exploración y perforación de pozos de gas crecerá debido principalmente al incremento en los precios internacionales del energético experimentados a finales del año 2000 que incentivan nuevas obras de infraestructura. El aumento provendría del área del Golfo de México, norte de Alaska y de los pozos en la plataforma continental (gracias al empleo de técnicas que minimizan los costos de extracción).

En cuanto a la demanda se refiere, entre 1990-2000 esta creció en un 1.8% promedio anual (de 18.7 Tpc a 22.5 Tpc) y lo hará casi al mismo ritmo (1.9%) entre el 2000- 2010, pues se producirán aproximadamente 27.4 Tpc en ese año. Este país es claramente deficitario en gas natural y actualmente importa cantidades significativas del energético desde Canadá principalmente, y Gas Natural Licuado (GNL) de Trinidad y Tobago, Qatar, Omán, Algeria, Nigeria y Australia, entre otros.

En el caso de México, por el lado de la oferta tenemos que se produjeron 1.7 Tpc en el año 2000, que comparado con los 1.3 Tpc de 1990 nos da una tasa de crecimiento promedio anual del 2.5%. Las proyecciones señalan un incremento del 6.3% promedio anual para el 2010 (para alcanzar los 3.2Tpc). México no había enfatizado la exploración y el desarrollo del gas natural sino hasta últimas fechas y la mayor parte del gas que se produce es asociado (coproducto de la producción de petróleo). Pemex planea incrementar la infraestructura en la frontera México- Norteamericana y enfocarse a más actividades de exploración de gas natural. Se espera que la incorporación de nuevas reservas (y por ende producción) provenga del campo de Burgos, localizado en el noreste de México, (y con grandes cantidades de gas no asociado). También se espera reducir el venteo de gas asociado en Cantarell, y así reducir pérdidas.

Durante 1990-2000 hubo un incremento significativo de la demanda (4.9%), sobre todo en el sector eléctrico, pues esta pasó de 0.9 Tpc a 1.6 Tpc, y la política de utilizar turbinas de gas para generar electricidad, entre otras cosas, hará que esta alcance los 3.0 Tpc en el 2010. Cabe señalar que México a tenido que recurrir a importaciones de gas natural de los Estados Unidos, y pese a que se han pronosticado requerimientos considerables de importaciones para el futuro, hacia el 2010 estos no serán significativos, pues si vemos los escenarios, seríamos ligeramente superavitarios en ese año (3.2 Tpc de oferta contra 3.0 Tpc de demanda).

En cuanto al proceso de integración energética en sí, hay una abierta voluntad política manifestada oficialmente por las autoridades nacionales y energéticas de los tres países, de crear un mercado regional de gas natural. Dado lo anterior, efectivamente el número de gasoductos e interconexiones entre los tres países se han incrementado, se han eliminado barreras comerciales entre ellos, se han tratado de homogeneizar los marcos regulatorios y fiscales, se han ampliado las áreas de cooperación internacional e intercambio de información (North American Energy Working Group, NAEWG), y se han hecho pequeños experimentos de trabajo empresarial conjunto (Deer, Texas).

Aparentemente esta apertura responde mayormente a la entrada de México al Tratado de Libre Comercio de América del Norte, pero efectivamente se puede tratar de una tendencia natural de conformar un mercado regional entre países vecinos. Sin embargo, no es muy clara la motivación de cada uno de los países para llevar esta integración a un grado muy avanzado, pues para Canadá esta ha sido parte de la apertura comercial negociada bilateralmente con los Estados Unidos, pero para este último, al parecer el meollo del asunto es el garantizar la satisfacción de su consumo nacional (a costa de quien sea), pero México, no tiene objetivos claros en cuanto a este proceso; lo que se ha manejado es el garantizar las importaciones que se requerirán después del 2010.

En resumen, los tres países han planteado la necesidad de incrementar sus reservas de una manera u otra, pues el ritmo de crecimiento en la demanda (aunque ligeramente deprimido por la recesión experimentada en el 2001 y lo que va del 2002) será positivo y superior al de la oferta. Después de los ajustes a los escenarios de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) de cada país, y por ende de los de demanda energética, particularmente gas natural, en el período 2000-2010 esta crecerá en un 2.3% promedio anual en la región mientras que la producción lo hará en un 2.1%. Los montos requeridos serán de 34.3 Tpc, mientras los que se suministrarán serán de 33.2 Tpc, es decir que habrá un déficit regional de 1.1 Tpc para el 2010

Las preguntas fundamentales pues, con respecto a este proceso de integración gasera en América del Norte son: ¿cuál es la situación actual del subsector en los tres países?, ¿qué variables son las más importantes?, ¿cuáles son los actores involucrados?, ¿cuáles son los aspectos a considerar en un proceso de integración?, ¿cómo se lleva a cabo el mismo en la región que se estudia?, ¿hacia dónde se dirige este proceso?, ¿qué restricciones u obstáculos enfrenta?, y ¿hasta dónde llegará?

Otra pregunta que debe ser contestada es la siguiente: ¿qué cambios serán necesarios en la industria mexicana del gas natural para poder satisfacer las demandas que le plantean: el subsector eléctrico, el industrial y el doméstico nacional y el sector exterior?

Actualmente, la región no presenta grandes problemas de abasto de este energético, y las proyecciones en el aumento de la producción, así como programas de manejo por el lado de la demanda nos permiten suponer que no lo habrá en el mediano plazo (2010), pero sí en el largo plazo (2020). El crecimiento esperado del consumo de gas natural en la región será más dinámico en el sector de generación eléctrica, en razón de las políticas energéticas. Y en lo que se refiere al cambio tecnológico, altamente ligado al aumento en la oferta, una mejora en las técnicas de extracción del gas, así como en el transporte (especialmente en gas natural licuado) permitirán reducir en el mediano y largo plazo los costos de producción de dicho energético, haciéndolo más accesible e incrementando su disponibilidad, especialmente en las cuencas canadienses (quienes que tendrán que aportar una cantidad cada vez mayor de gas a los Estados Unidos). Sin embargo, en Canadá y los Estados Unidos, se está experimentando una disminución en la productividad de las cuencas, lo que plantea un problema de disponibilidad en el futuro, situación que no es tan evidente en el caso de México.

De acuerdo a los últimos sucesos ocurridos en la industria del gas natural en estos países, la tendencia parecería ser una mayor actividad exploratoria y de explotación (justificada por los aumentos en el precio del gas natural,) pero al mismo tiempo, la misma ha sido desincentivada por la disminución de los precios del mismo. Las inversiones en este sector tienen un período largo de maduración, por lo que la vía más

probable de crecimiento (dada la volatilidad de los mercados energéticos) serán las importaciones de GNL por parte de México y los EU, y un mayor fomento a los programas de manejo por el lado de la demanda.

México enfrenta importantes retos, pues nuestra capacidad de oferta energética, especialmente petróleo, nos coloca como un proveedor para los EU (quienes han buscado asegurar su reserva estratégica); en contraste, en gas natural difícilmente podríamos convertirnos en exportadores (aunque algunos autores afirman lo contrario).

El paradigma que predomina en la actualidad nos señala que se debe dar la integración energética total en el marco de la globalización, bajo un esquema de libre mercado, sin barreras comerciales y con formas de organización industrial similares; y que esto constituye la solución para resolver el desequilibrio de oferta-demanda regional³. Sin embargo, debido principalmente a las diferencias en el modo de organización de la industria en los tres países, solamente Canadá y Estados Unidos (que comparten un mismo modelo) han logrado una integración más profunda, mientras que México no puede alcanzar una integración plena conforme al paradigma del libre mercado (que es bastante cuestionable), pues todavía conviven un modo de organización monopólica (en las formas de propiedad de los yacimientos de gas natural) con una de mercado (en el transporte y distribución del mismo), y se integrará únicamente de una manera parcial, limitándose a intercambios de carácter comercial.

Una integración energética total entre Canadá, Estados Unidos y México implica cierto grado de homogeneización en las formas de organización y regulación de las industrias energéticas. En cierta medida, este proceso ya ha empezado en la región, pues los tres países han desregulado las diversas cadenas productivas, pero Canadá y los Estados Unidos lo han hecho de manera más profunda, mientras que en México todavía se está llevando una discusión muy intensa en torno al grado en el que se deben efectuar las reformas al subsector gas natural.

Es necesario entender de qué manera cada uno de estos países visualiza la integración, pues para Canadá esta ha significado un amalgamiento muy estrecho con las formas de propiedad y organización de los Estados Unidos, así como la firma de tratados que la comprometen a entregar incondicionalmente cantidades de gas bastante importantes a este último. Para México, sin embargo, la integración no parece estar claramente definida, pues se le pide que abra su sector energético de tal manera que la forma de organización corresponda con las del resto de sus socios comerciales, pero ello implicaría la modificación del artículo 27 constitucional, acción que las fracciones parlamentarias no están dispuestas a permitir, por ello el proceso mismo no podrá ser llevado a cabo tan cabalmente como el paradigma lo propone, y no será posible concretar la integración energética plena en estos países.

México tiene la capacidad y la posibilidad de satisfacer el mercado nacional de este energético, siempre y cuando se eliminen los obstáculos para que Pemex pueda realizar inversiones estratégicas para incrementar la oferta, sobre todo en la Cuenca de Burgos. Una vía clara es la eliminación de la excesiva carga fiscal impuesta a esta empresa, ingresos de los que proviene casi una tercera parte del presupuesto federal, por lo que existe una alta dependencia. Existen algunos mecanismos de mercado que efectivamente funcionan como la licitación de las obras de infraestructura de transporte

³ Ver: Stiglitz, Joseph. (2002). El malestar en la globalización. Editorial Taurus.

y distribución de gas natural (propriadamente regulados por la Comisión Reguladora de Energía), pero hay que revisar que tan conveniente sería el adoptar otros tales como el permitir que las empresas privadas puedan efectuar obras de exploración, producción y ventas de primera mano de gas natural.

La hipótesis fundamental es que el proceso de integración energética en la región se llevará a cabo, y que los montos necesarios de gas natural estarán presentes en la región, siempre y cuándo se efectúen las inversiones necesarias en el subsector, y los tres países aclaren los objetivos a lograr con dicha integración, y que eliminen otro tipo de barreras (libre movilidad de la fuerza de trabajo). De otro modo, sólo se tratará de un modelo de zona preferencial de libre mercado que no podrá avanzar en otros sentidos.

Existen varios estudios sobre este tema. La mayoría de ellos se centran en diagnósticos de coyuntura de esta problemática y presentan un sesgo hacia los intereses particulares que defienden, ya sean institucionales⁴ o de partido. Varios de estos surgen de estimaciones de oferta y demanda⁵, para calcular inversiones requeridas y flujos de energía, entre otros. También existen otros que nos proporcionan elementos importantes a considerar en cuanto a los procesos de integración e implicaciones geopolíticas⁶. Cada uno proporciona muy interesantes y valiosos elementos de análisis y datos estadísticos fundamentales. El presente trabajo combina una precisa descripción estadística, con un análisis minucioso de las mismas y la integración con los aspectos políticos del problema, esperando que el mismo constituya un documento de referencia para futuros estudios y tal vez para procesos de tomas de decisiones.

Las fuentes de información utilizadas son estadísticas sobre el sector energético de Canadá (National Energy Board, Natural Resources Canada, Canadian Energy Research Institute), de los Estados Unidos (Department Of Energy, Energy Information Administration), de México (Pemex, Comisión Federal de Electricidad, Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática y Secretaría de Energía), así como fuentes internacionales o de otros países: International Energy Agency, Banco Mundial, Banco Interamericano de Desarrollo, British Petroleum. Así mismo, se incluyeron estadísticas publicadas en estudios de la comunidad investigadora nacional e internacional. En el cuerpo del trabajo se presentan los valores de las principales variables, tales como reservas, producción, proyecciones de demanda y de oferta, organización, regulación y perspectivas por mencionar las más importantes.

⁴ Ver: Energy Information Administration (EIA) - Department of Energy (DOE), (March, 2001). Energy Policy. Reliable, affordable and Environmentally Sound Energy for America's Future. Report of the National Energy Policy Development Group.

URL:<http://www.eia.doe.gov> Y Comisión Reguladora de Energía, (2000). Los nuevos retos de la industria del gas natural. Documento macro de la consulta pública para avanzar hacia una estructura más eficiente y competitiva en la industria de gas natural en México, México, octubre del 2000. Página Web de la CRE. URL:<http://www.cre.gob.mx>

⁵ Ver: Natural Resources, Canada. (May 2001). Canadian Natural Gas Market Review & Outlook Natural Gas Division Energy Resources Branch. Energy Sector. Ottawa, Ontario. Canada URL: <http://www.neb-one.gc.ca> y North American Energy Working Group. North America-The Energy Picture. June, 2002.

⁶ Rodríguez Padilla Víctor (2001). La integración energética en América del Norte. Soberanía, seguridad, pragmatismo. Documento para el Seminario Internacional "Los nuevos actores en el espacio de América del Norte". Postgrado de la Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. México D F. del 16 al 18 de julio del 2001

La estructura del trabajo es la siguiente:

La primera parte es de carácter descriptivo y en ella se da una semblanza general de la industria del gas natural, quien se encarga de localizar el gas, llevarlo a la superficie y transportarlo a los clientes. En dicho esquema tenemos compañías productoras, transportadoras, distribuidoras y comercializadoras. La exploración y la producción constituyen la parte upstream de la cadena, mientras que el procesamiento y la distribución son la parte downstream de la misma. La organización de estas cadenas es similar en Canadá y Estados Unidos, mientras que México presenta diferencias marcadas sobre todo en la parte upstream, en donde Pemex tiene el monopolio estatal.

Es aquí en donde se revisa la situación actual de dicha industria en los tres países de América del Norte: Canadá, Estados Unidos y México. Se hace un diagnóstico de los recursos disponibles, su localización, la infraestructura productiva, de transformación y de transporte, costos de producción y precios, así como de las tendencias de la oferta y la demanda. Para todo ello se presentan mapas, diagramas y tablas explicativas. Se estudia la demanda sectorial en cada uno de estos y se observan las estructuras de mercado que distinguen al subsector, tales como número de productores, régimen de propiedad, e integración vertical. Todo ello con el fin de caracterizar y entender cabalmente la industria de gas natural de cada uno de los países, e identificar los futuros patrones de comportamiento del mismo ligados al proceso de integración energética norteamericana.

La segunda parte es un análisis de la situación regional, se realiza un análisis comparativo del comportamiento de las principales variables estudiadas en la primera parte, es decir que se proporciona el panorama regional general del subsector. Aquí se presentan los escenarios probables de comportamiento de la demanda, de la oferta y de las exportaciones e importaciones, es decir los balances oferta y demanda. A continuación se explica el proceso general de integración entre los tres países, y los acuerdos internacionales que la han fomentado, y se explican los mecanismos que han propiciado la integración energética en todas sus dimensiones; así mismo, se hace una revisión del estado actual de la integración energética en la región. Se enuncian cuáles son las restricciones a la misma, y se identifica hasta dónde se avanzará en dicho proceso en el corto y mediano plazo.

Por último, se presentan las opciones que existen para avanzar en dicho proceso, y las conclusiones del trabajo, así como la bibliografía. Se incluyen al final, índices de figuras, tablas y anexos para proporcionar información adicional.

I. PRIMERA PARTE.

Caracterización de la industria del gas natural en América del Norte.

La industria del gas natural.

El fuego fue utilizado desde muy tempranas etapas en la historia de la humanidad, y los restos de carbón que se han encontrado en sitios en los que vivieron nuestros ancestros datan de hace un millón de años. La fuerza muscular provista por los animales domésticos también ha sido de gran importancia desde el inicio de la agricultura hace 10,000 años, y el viento y la energía del agua se han venido usando desde entonces. La invención de la máquina de vapor, junto con la menor oferta disponible de madera en los países industrializados, provocó un cambio de patrón de consumo energético hacia el uso del carbón mineral como fuente fundamental en el siglo XIX. A su vez, en el siglo XX el carbón fue reemplazado por el petróleo dado la mayor facilidad de este último para transportarlo, almacenarlo y quemarlo⁷; gradualmente el gas natural y las energías renovables se han incorporado al sistema energético mundial, pero sin llegar a sustituir aún al petróleo.

Actualmente, los combustibles fósiles o hidrocarburos⁸ (petróleo, gas natural y carbón) constituyen el 85% de la energía comercial utilizada en el mundo. La llamada biomasa (recurso renovable), leña, bagazos, carbón vegetal y desechos de animales entre otros, constituye aproximadamente el 6% de la oferta mundial energética (hay que señalar que esta proporción está subestimada, ya que muchos de estos recursos no están contabilizados por tratarse de autoconsumo o ventas dentro de la economía informal), y finalmente, otros recursos renovables como la energía solar, eólica, geotérmica, hidroenergía y nuclear representan el 9% de la oferta restante (en el que la energía nuclear obtiene del 4 al 5% de participación).

Es de llamar la atención que los 20 países más ricos (OCDE) del mundo consumen el 54.9 % del gas natural, 62.4% del petróleo, y 50.6% del carbón que se produce en un año mundialmente (Ver Anexo I, Tabla 1 al final del documento), y aunque la población de dichos países es tan sólo una quinta parte del total, estos utilizan más de la mitad de la energía comercial disponible.

⁷Cunningham, William and Barbara Woodworth Saigo (2001) Environmental Science. A Global Concern. Mc Graw Hill Higher Education. 6th Edition. P p. 474-523.

⁸Los hidrocarburos son combinaciones de carbono e hidrógeno, estos pueden ser saturados (enlaces simples) o insaturados (enlaces dobles y triples). Pueden presentarse en estructuras tipo cadena o cíclicas, a estas últimas corresponden los hidrocarburos aromáticos o bencénicos. Los de dobles enlaces se llaman alquenos y los de triple son los alquinos. Hidrocarburos aromáticos son aquellos que se derivan del benceno. Se denominaron aromáticos por el olor tan peculiar que presentaban y aunque algunos compuestos no tienen olor (como el gas natural), han conservado este nombre

Tan sólo en los Estados Unidos y Canadá el promedio de consumo per cápita anual de energía en 1998 fue de 300 gigajoules (GJ) al año⁹. En México, éste fue de 64 GJ en el mismo período. Existe una relación directa entre consumo energético y bienestar, sin embargo esto no es necesariamente cierto en todos los países, pues gracias a programas exitosos de ahorro de energía, aunado a otras medidas, en Suecia, Dinamarca, Suiza y Japón por ejemplo, tienen elevados niveles de vida con la mitad de la energía consumida en Canadá y Estados Unidos.

El gas natural¹⁰ es el tercer combustible comercializado en el mundo después del petróleo y el carbón (quienes aportan el 40 y el 24.9% respectivamente), pues participa con el 24.7% del total. Es la fuente de energía que más está creciendo por la conveniencia en su manejo, relativa baratura con respecto a otras fuentes (sin embargo, los altos precios experimentados en el año 2000 disminuyeron esta ventaja) y limpieza al quemarse (produce únicamente la mitad del CO₂ que genera el carbón, con lo cual se reduce el calentamiento global de la tierra). Es decir que presenta ventajas económicas y ambientales. El gas natural es difícil de transportar o almacenar en grandes cantidades, por lo que los países que lo tienen en abundancia utilizan extensas redes de gasoductos para llevarlos a los mercados. No obstante lo anterior, y gracias a importantes avances tecnológicos, los costos de transporte y de licuefacción están disminuyendo significativamente, por lo que las premisas anteriores podrían ser inválidas en un futuro no muy lejano.

En cuanto a la estructura de las reservas y la producción de gas natural en el mundo, destaca por su importancia la Comunidad de Estados Independientes (Ex Unión Soviética, mayormente Siberia y las repúblicas de Asia Central) que posee el 44% de las reservas posibles¹¹ de gas natural, es decir 4,400 Trillones de pies cúbicos (Tpc) de un total de 10,000; sus reservas probadas¹² para el mismo año ascendieron a 2,002.6 Tpc (el 38%), mientras que las mundiales fueron de 5,304 Tpc, que al uso actual alcanzarían para 61 años de suministro. En el 2000 estas repúblicas aportaron el 28% de la producción mundial (25 Tpc de un total de 86 Tpc). Por otra parte, los Estados Unidos ocupan el primer lugar en la estructura de consumo, pues tan solo en el 2000 consumieron 23 Tpc seguidos de la Ex Unión Soviética. (Ver Tabla 2).

⁹ metro cúbico de gas natural gas = 35.3 pies cúbicos de gas natural
gigajoule = 0.95 miles de pies cúbicos de gas natural a 1000 Btu por pie cúbico
= 0.165 barriles de petróleo
= 0.28 megawatt horas de electricidad
gigajoule = 10⁹ joules
petajoule = 10¹⁵ joules

¹⁰ Mezcla de hidrocarburos constituida principalmente por metano (CH₄) que se encuentra en los yacimientos, en solución o en fase gaseosa con el crudo, o bien en yacimientos que no contienen aceite. Puede ser asociado (húmedo amargo) o no asociado (húmedo amargo, húmedo dulce o seco).

¹¹ Volumen de hidrocarburos potencialmente asociados a yacimientos, cuya probabilidad de extracción es de 10%, y depende de las características estratigráficas y geológicas.

¹² Volumen de hidrocarburos asociados al yacimiento, extraíbles con 90% de certidumbre, utilizando las tecnologías disponibles, en contraste con las probables que son las potencialmente asociadas a yacimientos, extraíbles con 50% de certidumbre, utilizando nuevas tecnologías probadas, que permitan mejorar el horizonte de extracción.

Tabla 2. Estructura de las reservas, la producción y el consumo de gas natural en el mundo para el año 2000.

Gas Natural en el mundo en el 2000

Trillones de pies cúbicos

	Reservas Posibles	Reservas Probadas	% del total	Producción del total	% del total	Tasa de reservas/ producción R/P	Consumo del total	% del total
EU		167.4	3%	19.3	22.9%	8.7	23.0	27.2%
Canadá		61.0	1.1%	5.9	6.9%	10.3	2.7	3.2%
México		30.4	0.6%	1.3	1.5%	24.0	1.2	1.5%
Total Norte América		258.8	4.9%	26.5	31.3%	9.8	27.0	31.9%
Total Ex Unión Soviética	4,400	2002.6	37.8%	25.0	27.8%	79.6	19.3	22.8%
Total Medio Oriente		1854.8	35.0%	7.3	8.7%	*	6.6	7.9%
Total África		394.2	7.4%	4.5	5.3%	86.2	2.1	2.4%
TOTAL MUNDIAL	10,000	5304.0	100.0%	86.5	100.0%	61.0	84.7	100.0%

*Más de 100 años

Fuente: Elaboración propia con base en el BP Statistical Review of World Energy 2001. Página Web de British Petroleum (URL:<http://www.bp.com>).

De acuerdo con Agencia Internacional de Energía¹³ los mercados internacionales de gas natural crecerán, aunque los costos de transporte del combustible podrían incrementarse. Tomando en consideración los recursos existentes de gas en el mundo, estos son suficientes para cubrir la demanda del mismo para las dos décadas siguientes, pues las reservas probadas se han duplicado en los últimos veinte años. Así mismo, se estima que los recursos gasíferos por descubrir representarían de 170 a 200 años de oferta; la mayor parte de las reservas se han descubierto cuando se buscaba petróleo, pero actualmente las grandes compañías petroleras están realizando exploraciones específicamente para gas natural, sobre todo en aguas profundas y desarrollo de pozos ya existentes.

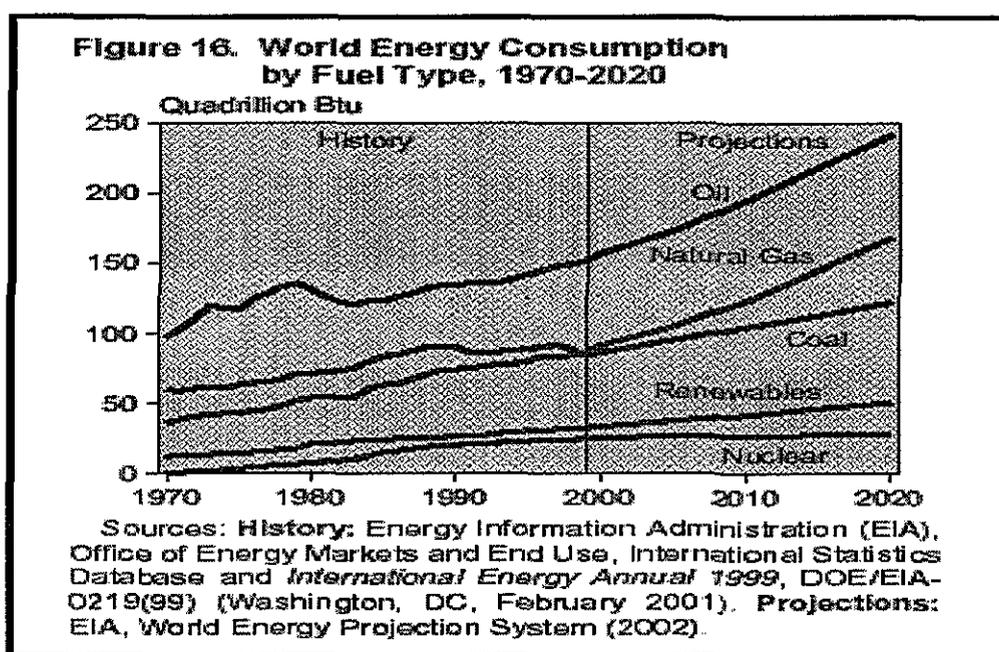
Lo anterior implica que se efectúen una gran cantidad de inversiones en infraestructura productiva y de transporte del gas natural para llevarlo a los mercados, lo cual incrementará el costo del factor transporte, ya que las cadenas de producción se alargan con el agotamiento de las reservas situadas cerca de los centros de consumo; dado que los gasoductos continúan siendo el principal medio de transporte, será más caro llevarlo por este medio, creándose un precio relativo mayor o muy cercano al del gas natural licuado, por ello, el comercio del mismo jugará un papel muy importante en el área de Asia/Pacífico y la Cuenca del Atlántico.

Los mayores precios absolutos y relativos a pié de pozo serán un incentivo para incrementar las inversiones en proyectos de extracción de gas natural; por otra parte, el abaratamiento y aumento en la eficiencia de las tecnologías utilizadas en dicha industria, así como una mayor eficiencia en la administración y formulación de proyectos, llevarán a la conformación de una industria del gas natural más productiva que podrá satisfacer de manera confiable la creciente demanda de gas natural.

¹³ OECD/EIA. (2001). World Energy Outlook. Assessing Today's Supplies to Fuel Tomorrow's Growth. Paris, France.

Hay una creciente demanda de gas natural en el mundo (Ver Figura 1), pues esta aumentará entre 1997 y el 2020 al 2.7% promedio anual (por su utilización en la generación de electricidad principalmente) y en Norteamérica (Canadá, Estados Unidos y México) el uso del mismo ha experimentado y seguirá presentando un acelerado crecimiento. El surgimiento de nuevas cadenas de producción y mercados promueven la integración de los mercados de manera global y regional, por lo que los flujos de este hidrocarburo en la región representarán una parte significativa del comercio internacional en la misma. Las interconexiones físicas en los principales mercados regionales crecerán, y por ello el presente trabajo trata de entender e identificar los rumbos de la integración energética en materia de gas natural entre los tres países.

Figura 1. Demanda de energía primaria por combustible 1971-2020.



Fuente: Energy Information Administration (EIA). (2002). Internacional Statistics Database, DOE. February 2001.

A continuación, se describe la industria del gas natural en general, con el fin de entender la cadena industrial, es decir las fases del proceso de producción, transformación y distribución de este hidrocarburo, o lo que se ha dado en llamar *upstream* y *downstream*.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Características de la industria del gas natural.

En términos generales, esta industria se encarga de localizar el gas, llevarlo a la superficie y transportarlo a los clientes. La cadena del gas natural, en términos generales (pues en cada país existen particularidades con respecto a quién cumple con estas cuatro funciones), se desglosa pues como sigue (Ver Figura 2):

- a) **Compañías productoras:** Exploran, perforan y extraen gas natural de los pozos productores.
- b) **Compañías transportadoras:** Operan los gasoductos que vinculan las más grandes áreas productoras con los más grandes mercados de consumo.
- c) **Compañías distribuidoras:** las compañías de servicio o de distribución local que entregan gas natural a los consumidores.
- d) **Comercializadores:** Su posición ha sido favorecida con la desregulación y están ahora involucrados en todos los aspectos del negocio del gas, incluyendo compra, recolección, almacenamiento y financiamiento.

La exploración y la producción constituyen la parte upstream de la cadena, mientras que el procesamiento y la distribución son la parte downstream de la misma. El proceso para llevar el gas natural de la boca del pozo al lugar de consumo final es bastante complicado, pues se empieza por la construcción de líneas de recolección que llevan la producción de un conjunto de pozos de gas, a una conexión de gasoducto o a una planta procesadora de gas natural¹⁴. Si se requiere procesamiento, se le remueven los líquidos, los sulfuros (que corroen las tuberías) y los gases inertes (no combustibles). En las plantas de tratamiento se remueve el sulfuro de hidrógeno y también se extraen y recuperan subproductos como butano, propano y gasolinas naturales que se pueden vender por separado.

"Para cumplir con los estándares de los gasoductos, virtualmente todos los contaminantes deben ser eliminados del gas natural para que su entrada le sea permitida al mismo. Este procedimiento diferencia al gas de los otros combustibles fósiles, pues cuando el gas llega a los consumidores está limpio, mientras que con los otros se trata de remover los contaminantes una vez que se han quemado (procedimiento menos efectivo intrínsecamente)"¹⁵.

Una vez que el gas ha sido procesado, una estación de compresión lo mueve a través del sistema interestatal de gasoductos para llevarlo a las compañías de distribución y a otros consumidores directos. Las estaciones cuyo costo de construcción puede alcanzar los \$40 millones de dólares, mantienen constante la presión y el flujo del gas con poderosas turbinas de gas que lo comprimen a un promedio de 700 a 950 lbs. /pulgadas cuadradas y lo transporta a una velocidad de 24.5 Km. por hora. Las estaciones compresoras se localizan cerca de los gasoductos (de 80 a 97 Kms).

¹⁴ ANR Pipeline Company, 1995

¹⁵ Oppenheimer, Ernest Natural Gas: The Best Energy Choice. ANR Pipeline Company, 1995.

Las compañías que manejan los gasoductos almacenan gas en formaciones rocosas subterráneas o en reservorios agotados de gas¹⁶, de tal forma que estos puedan estar disponibles durante la demanda pico. Actualmente el almacenamiento ha tomado una importancia estratégica para dar servicios de balance, y para tomar ventaja de las variaciones de precio, entre otros. Los depósitos son nuevamente llenados durante el verano para asegurar la oferta durante los críticos meses de invierno. Es interesante señalar que para el almacenaje son preferibles las cavernas de sal, pues estas pueden ser vaciadas en 10 u 11 días y rellenarse en 20, mientras que los reservorios agotados de gas tardan 60 días en desalojarse.

Ya sea que se retire de un almacén o que se envíe directo del pozo o planta procesadora, el gas llega eventualmente a la "city gate" (el lugar físico en el que el gas es enviado por gasoducto a una compañía de distribución local. El mismo es distribuido a través de un sistema de medición que cuantifica el gas ingresado a la compañía local, y entonces entra a una estación de control que reduce la presión del gas a un nivel apropiado para usarse en las líneas de las compañías de distribución local, quienes por razones de seguridad agregan un olor (mercaptano) para detectar fugas.

Con referencia al mercado y tecnología del gas natural licuado (GNL) podemos decir¹⁷ que cuenta con una gran aceptación y que existe la infraestructura necesaria para regasificarlo. Por otra parte, hay grandes mercados que requieren gas y no combustibles líquidos, por lo cual esta es una excelente alternativa. Sin embargo, para satisfacer la creciente demanda, la industria del gas natural licuado y la de los gasoductos han hecho enormes esfuerzos para reducir costos. Aunque se trata de una industria madura continúa creciendo rápidamente. El año pasado las exportaciones mundiales crecieron en un 10.3% (137 billones de metros cúbicos), de acuerdo con Cedigaz, y esto significó más de una cuarta parte del total del comercio internacional de gas natural. En comparación, el consumo del gas natural excluyendo el GNL se incrementó en 4.5% y el consumo mundial de petróleo sólo creció en un 1%. En los próximos 10 años, podría duplicarse e incluso triplicarse el comercio de GNL.

La reducción del costo en la licuefacción ha sido lograda mediante los avances tecnológicos, y con cambios en el manejo de proyectos. Por ejemplo, usando el proceso de Phillips Optimised Cascade (en lugar de Air Products) se obtuvo un costo de \$235 la tonelada instalada; una reducción de no menos del 30% en las normas previas. El segundo cambio en la industria es el uso creciente de contratos de oferta a corto plazo, facilitados por la reducción de costos por el uso de avanzada tecnología, y el transporte a larga distancia.

En cuanto al transporte, los costos de construir gasoductos se han reducido gracias al desarrollo de aceros de mayor calidad que hacen posible la operación a mayores presiones. Ductos de paredes delgadas que utilizan métodos automáticos de soldado implican que una cuadrilla de tendido de tuberías puede hacer 200 uniones en un día, comparadas con 75 de hace 20 años. Estos avances significan una reducción en los costos de construir los gasoductos por unidad de capacidad para transportar gas. Se estima que el costo real de construir una pulgada de gasoducto puede ser de 25% menos, y aunado a otras condiciones, sería posible enviar gas de la Pendiente Norte de

¹⁶ Juris, Andrej (1998). Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the US. At Policy Research Working Paper 1897, March, 1998. The World Bank.

¹⁷ Thackeray, Fred (September 2001). New technologies cut costs. Petroleum Economist.

Alaska a Chicago de manera económica. Del mismo modo, los avances en las técnicas de construcción de gasoductos por debajo del agua han reducido su costo a la mitad, de \$100,000 por pulgada-Km. a cerca de \$50,000. Estos datos son los obtenidos por Noruega para exportaciones a la Unión Europea y por Exxon en 1997 para gasoductos costa afuera en Malasia.

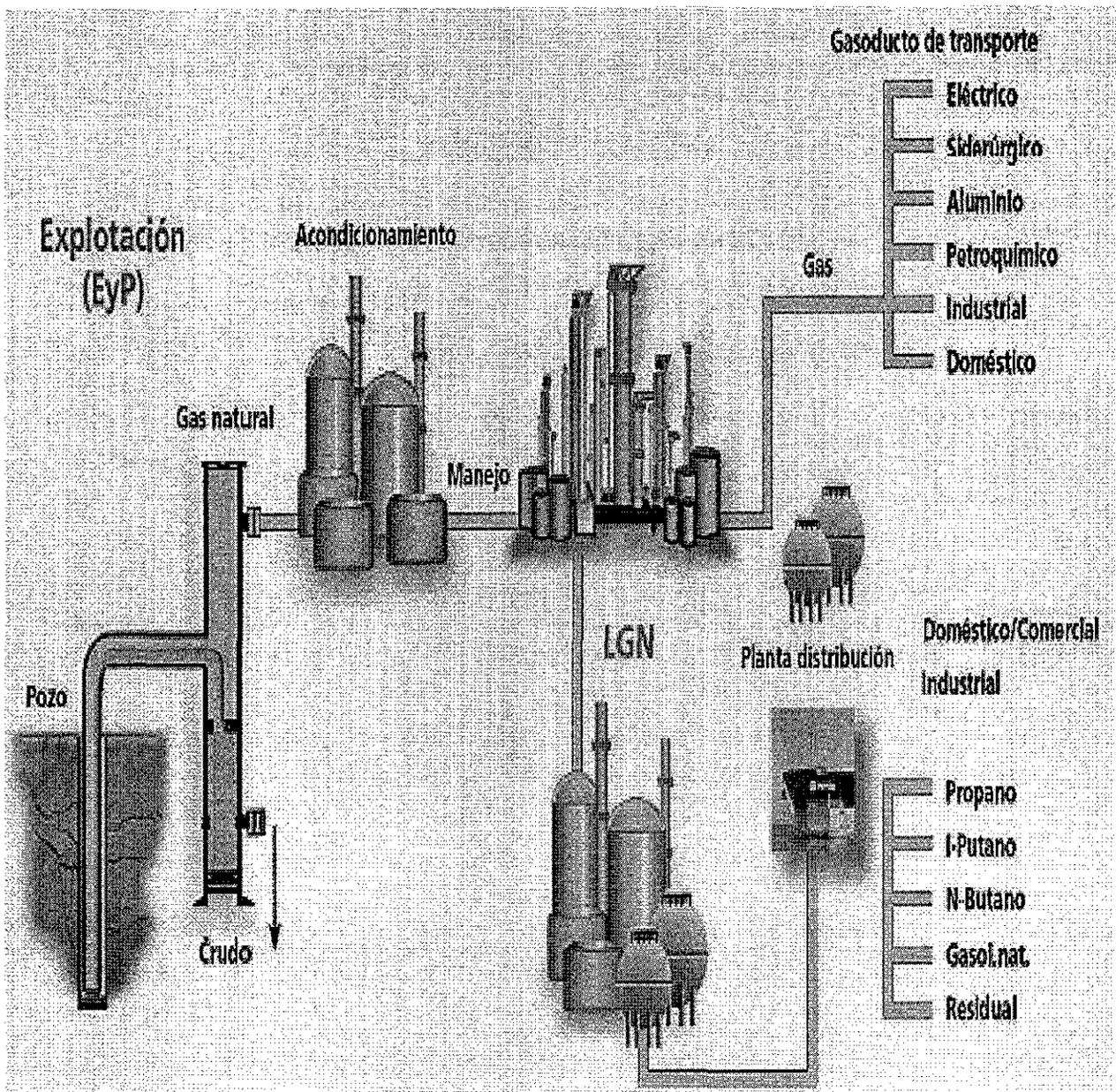
Otro de los pivotes tecnológicos que acrecentarían la comercialización del gas natural es la tecnología Fischer-Tropsch (GTLs) o conversión de gas a líquidos. Su aplicación comercial incursionaría en los mercados petroleros, en el que el mercado de automóviles es uno de los más remunerados y crecientes, y que además no enfrenta ninguna competencia. Por lo tanto, el gas ofrecería una alternativa más amigable con el medio ambiente que el diesel. Además el GTL hace la explotación de grandes reservas de gas natural económicamente viable, ya que supera uno de los principales obstáculos de la expansión de los mercados de gas natural: altos costos de transporte.

La formalmente llamada Coselle Compressed Natural Gas (CNG) Shipping ha estado bajo investigación para su desarrollo comercial por una compañía establecida en Calgary (Cran & Stenning). El concepto involucra el transporte de gas natural comprimido y ligeramente refrigerado en recipientes formados por 16 Km. de ductos de acero de alto grado, de 6 pulgadas de diámetro enroscado en forma de espiral. El gas sería comprimido a cerca de 200 bar, o 3,000 libras por pulgada cuadrada y refrigerado a 5°C. Un solo coselle contendría 310 cm. de CNG o el equivalente a 88,000 cm. a presión atmosférica. Las opciones de transporte que han sido estudiadas incluyen: Un buque de 15,700 toneladas de peso muerto, que pueden llevar 28 coselles, conteniendo 2,300 cm. de gas comprimido y, un buque de doble coraza de 60,000 toneladas de peso muerto, que puede llevar 108 coselles, conteniendo 33,500 cm. de gas comprimido.

La investigación y desarrollo efectuada por Cran & Stenning ha sido apoyada por un consorcio de 12 compañías interesadas en un proyecto industrial conjunto bajo el Gas Utilization Research Forum (Gurf) y se ha firmado una carta de intención para tratar de llevar gas de Venezuela o Trinidad u otras áreas del Mediterráneo a Curazao o Aruba en el Caribe. Esta tecnología sería una opción a proyectos más grandes, en donde las distancias son mayores de 600 millas, en competencia con gasoductos continentales, y donde las distancias son menores a 2,000 millas, en competencia con plantas de gas natural líquido.

Otras maneras de reducir los costos de la oferta de larga-distancia y su transporte a alta presión es la conversión del mismo a granos sólidos en forma de hidratos de gas. Esto es, se agrega agua al gas natural y se agita la mezcla hasta formar una solución comprimida y un polvo. Después de remover el exceso de agua esta mezcla puede transportarse por pipa o barco a una temperatura de 2-3°C. Al llegar a su destino, el agua sobrante se extrae y después se regresa al barco para el viaje de regreso, para volver a ser utilizada en un nuevo proceso de producción. Se recomienda para procesar gas asociado, especialmente costa fuera si el volumen es demasiado pequeño para justificar un proyecto de GNL. Por último, cabe mencionar que Aker Engineering en Noruega, usa una tecnología similar, que en lugar de agua hace la mezcla con petróleo crudo

Figura 2. Cadena del gas natural.



Fuente: Orellana, Iván. Perspectivas del gas y su regulación en Venezuela, en *Visión tecnológica*, volumen 8, num.2
 URL: http://www.pdv.com/intevep/vt/vision_tecnologica/visionV8N2/index..html. Noviembre del 2001.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

I. Análisis del subsector gas natural en Canadá, Estados Unidos y México.

En la siguiente sección se revisa la situación actual de la industria del gas natural de los tres de América del Norte, Canadá, Estados Unidos y México. Se hace una evaluación de los recursos disponibles, la infraestructura productiva y las tendencias de la oferta y la demanda. Así mismo, se observan las estructuras que distinguen al subsector, tales como número de productores, régimen de propiedad, e integración vertical. Todo ello con el fin de caracterizar y entender cabalmente la industria de gas natural de cada uno de los países, e identificar los futuros patrones de comportamiento del mismo.

Cabe señalar que el análisis se efectuó con los datos publicados por BP y los organismos oficiales nacionales encargados de difundir la información, encontrándose grandes diferencias entre las proporcionadas con anterioridad. Sin embargo, las tendencias en las variables se conserva, y no se pierde la validez del análisis.

El interés por estudiar la industria del gas natural surge a raíz de la crisis de precios del mismo ocurrida durante el invierno 2000-2001 que provocó una gran conmoción en el mercado de dicho energético, así como una alerta roja en cuanto a la disponibilidad de reservas del mismo. Esto representa un importante factor cuando hablamos de seguridad energética, pues actualmente, los combustibles fósiles o hidrocarburos (petróleo, gas natural y carbón) constituyen el 85% de la energía comercial utilizada en el mundo.

El gas natural es el tercer combustible comercializado, es la fuente de energía que más se está usando por la conveniencia en su manejo, relativa baratura con respecto a otras fuentes y limpieza al quemarse, y aunque es difícil de transportar o almacenar en grandes cantidades, los gasoductos han sido el medio utilizado para llevarlos a los mercados. Por ello, es de suponer que tanto el comercio regional como internacional del mismo se intensificará en los próximos años.

De acuerdo a las estimaciones de precios de la Agencia Internacional de Energía, los mayores precios absolutos y relativos a pié de pozo serán un incentivo para incrementar las inversiones en proyectos de extracción de gas natural, así mismo, el abaratamiento y aumento en la eficiencia de las tecnologías utilizadas en dicha industria y una mayor eficiencia en la administración y formulación de proyectos, llevarán a la conformación de una industria del gas natural más productiva que podrá satisfacer de manera confiable la creciente demanda de gas natural

Conforme a estas predicciones, el surgimiento de nuevas cadenas de producción y mercados promoverán la integración de los mercados de manera global y regional, por lo que los flujos de este hidrocarburo en Norteamérica representarán una parte significativa del comercio internacional en esta zona y las interconexiones físicas en los principales mercados regionales crecerán. Por ello el presente trabajo trata de entender e identificar los rumbos de la integración energética en materia de gas natural entre los tres países.

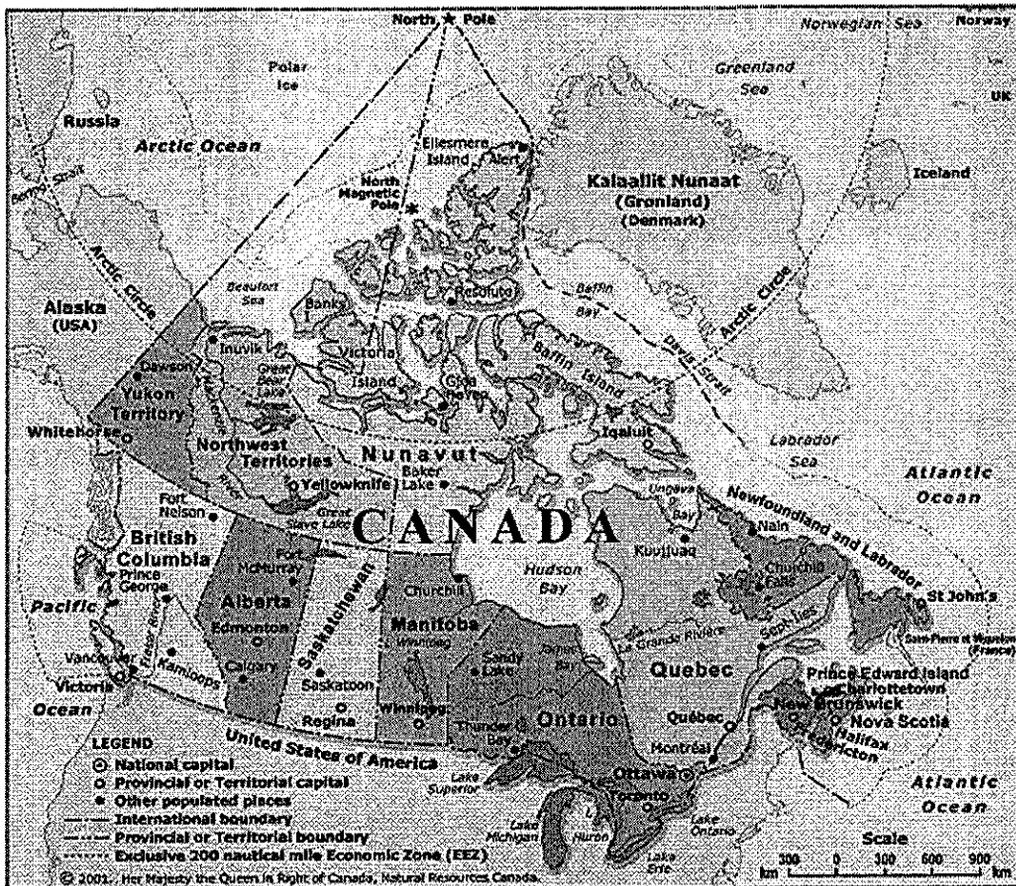
1. - Canadá.

En este apartado se analizan las condiciones actuales de la industria del gas natural en Canadá; en primer lugar se observan los elementos distintivos de la oferta y las características de la demanda sectorial; así mismo, en las últimas dos secciones se explican la organización y regulación del subsector, y por último se mencionan las perspectivas.

A) SITUACIÓN ACTUAL:

El país es un importante productor de gas natural (6 Tpc en el año 2000, que lo coloca en el tercer lugar a nivel mundial) y cuenta con abundantes reservas (61 Tpc, ubicándolo en el decimotercero sitio del mundo) del hidrocarburo; es también un gran consumidor del mismo (3 Tpc) y sus exportaciones a los Estados Unidos son crecientes. La mayor parte de las reservas y la producción de Canadá se encuentran en Alberta, Columbia Británica y Saskatchewan, y en el presente se realizan grandes esfuerzos para incrementar la oferta nacional de gas natural. Recientemente, se han adicionado los yacimientos de Nueva Escocia y ciertas áreas marinas, así como de los territorios del norte.

Figura 3. Mapa de las provincias canadienses.



Fuente: Natural Resources Canada.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**Tabla 3: Reservas, producción, consumo, y balanza comercial de Canadá.
Gas Natural
2000**

(Trillones de pies
cúbicos)

	Canada	Norteamérica %	Total % Mundial
Reservas probadas	61.0	258.8	23.6 5304.0 1.1
Producción	6.3	26.5	23.8 86.5 27.5
Tasa de reservas/producción	10.3	9.9	61.7
Consumo	3.0	27.0	1.0 84.7 3.2
Importaciones	0.028		
Exportaciones	3.3		
Balanza energética	3.272		

Fuente: OECD. World Energy

BP Global. Statistical Review of World Energy, June 2001.

URL: <http://www.bp.com>

B) OFERTA.

En este país, grandes esfuerzos son dedicados a la producción del gas natural, pues además de ser utilizado para satisfacer la demanda interna, tiene un importante peso en la captación de divisas del país, pues es el principal proveedor de este energético para los Estados Unidos. Además de las reservas y la producción que se localizan en las provincias de Alberta, Columbia Británica y Saskatchewan, recientemente se han adicionado nuevos yacimientos de Nueva Escocia y áreas marinas, así como de los territorios del norte.

En los documentos de análisis publicados por el NEB¹⁸, se menciona el hecho de que este país está experimentando una reducción en las reservas de gas, por lo que la incorporación de nuevos yacimientos, así como mayor recuperación secundaria de los ya existentes es una parte de la estrategia para incrementar la oferta

Recursos.

Canadá cuenta con reservas probadas de gas natural de 61 Trillones de pies cúbicos (Tpc); esto significa el 23.6% de la región (Ver Tabla 3) Norteamericana, y el 1.1% a nivel mundial. Se estima que la tasa de reservas/producción para el país (considerando las reservas probadas únicamente) es igual a 10.3 años¹⁹. La mayoría de las mismas se encuentran en la llamada **Cuenca Sedimentaria Canadiense del Oeste (WCSB)**²⁰, que comprende Alberta, Columbia Británica, Saskatchewan, el Yukón y el sur de los Territorios del Noroeste. El resto de las reservas se localizan en las **Zonas Fronterizas y Otros**: Los Territorios (excluyendo los de la WCSB), Delta del Mackenzie, Mar de

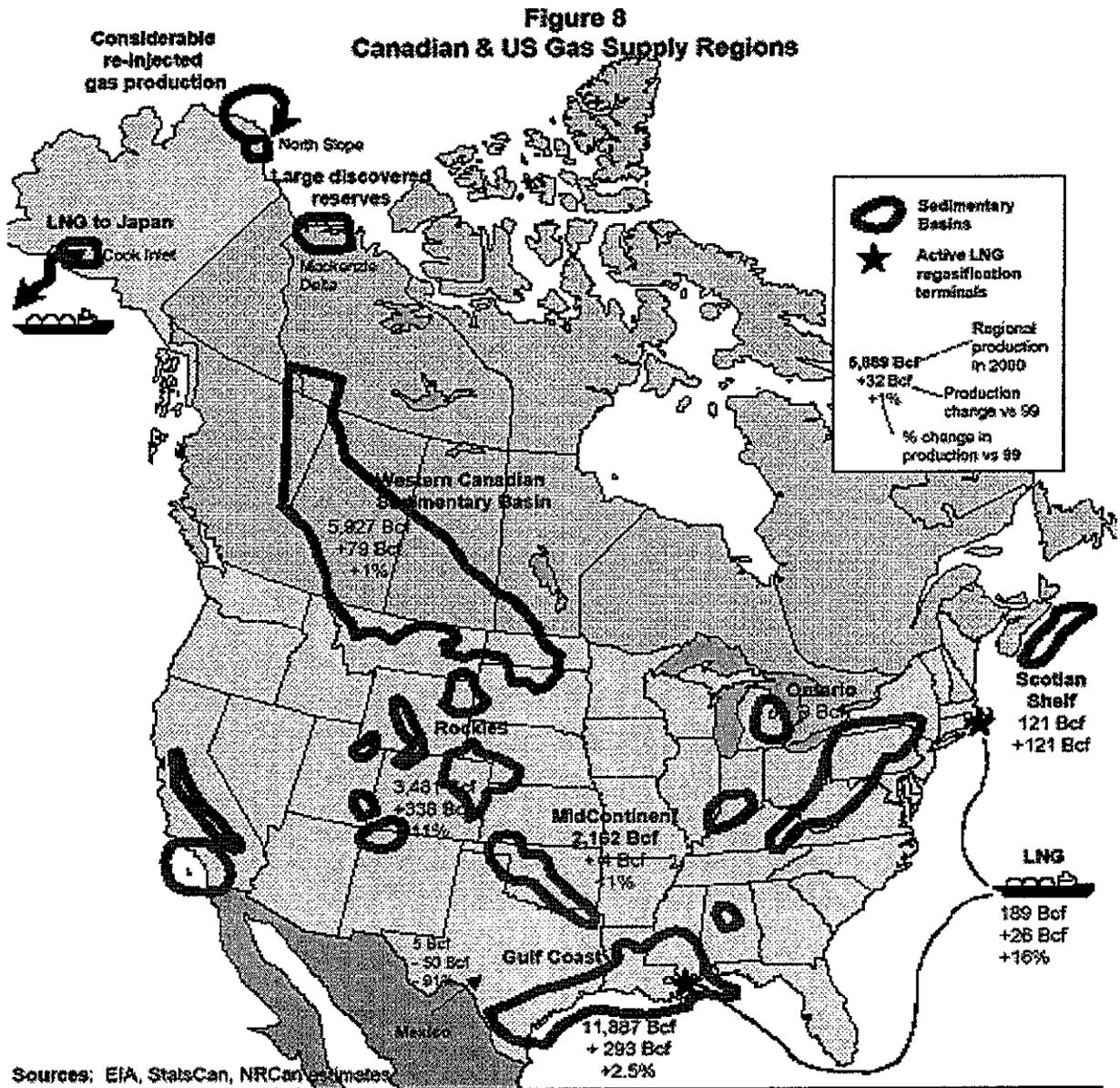
¹⁸ Canada's Energy Outlook, Canadian Energy Supply and Demand Outlook.

¹⁹ URL: <http://www.BP.com>. British Petroleum.

²⁰ OECD (1995). The IEA Natural Gas Security Study. Paris P.p 263-272

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 4. Mapa de localización de reservas de Canadá y Estados Unidos.



Fuente: Energy Information Administration (EIA) Country Analysis Briefs
 URL: <http://www.eia.doe.gov/cabs/can.html>, y página Web del NEB. URL: <http://www.neb-one.gc.ca>

Beaufort, Nueva Escocia (Isla Sable), Grand Banks, Islas Articas, otras de la Frontera: George Banks, Laurentian Basin, costas de Terranova (cuenca Jeanne d'Arc, en donde se desarrolla el proyecto petrolero Hibernia, y el Complejo Ridge), Maritimes Basin, Bahía Hudson, Bahía Baffin y el área marina de Columbia Británica y Ontario (Ver Figura 4).

Los anteriores son los llamados recursos convencionales de gas; existen también una gran cantidad de los llamados recursos gaseros no convencionales como el metano de carbón (coal bed methane) y el gas comprimido (tight gas). Estas dos últimas fuentes requieren de una tecnología de producción mucho más compleja y no se espera su pronta explotación comercial.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Perforación.

La actividad de perforación de pozos en Canadá es muy dinámica, pues en el 2000 se tuvieron 8913 pozos de exploración para gas natural terminados, un incremento del 42% con respecto a 1999. El número de pozos de exploración y de desarrollo no es tan alto como en los Estados Unidos (no es necesario, ya que el tamaño de las cuencas no requiere de muchas perforaciones, pero a últimas fechas se han incrementado las actividades en este sentido, en la WCSB, pues se busca aumentar las reservas y la producción de este hidrocarburo), pero sí superior al de México, pues Pemex tiene grandes restricciones presupuestarias para desarrollar nuevos pozos.

Costos de producción y política de precios.

Canadá, en la región WCSB tiene actualmente, los menores costos de exploración y producción en Norteamérica (\$ 3.75 por millón de BTU) y la optimista perspectiva que se tiene de las reservas canadienses influye mucho en las opiniones sobre los costos incrementales de agregar nuevas reservas en el futuro,²¹ pues aunque se piensa que el costo de encontrar y producir gas natural aumentará, de hecho la evidencia histórica muestra lo contrario, pues el uso de alta tecnología y conocimiento geológico ha permitido disminuirlos. En esta proyección, sin embargo, no se considerarían las fuentes no convencionales de gas natural, y los recursos de las regiones fronterizas de Canadá, dados los altos costos de exploración y los ambientales.

Tabla 4. Precios internacionales del gas natural 1990-2000.

Precios internacionales del gas natural 1990-2000							
Dólares por millón de Btu							
	GNL		Gas natural				Petróleo
	Canadá	Japón	Unión	Gran Bretaña	EUA	Canadá	OCDE
	Costos de producción	c.s.f.	Europea c.s.f.	Indice Heren)†	Henry Hub‡	(Alberta)‡	c.s.f.
1990		3.64	2.82	–	1.64	1.05	3.82
1991		3.99	3.18	–	1.49	0.89	3.33
1992		3.62	2.76	–	1.77	0.98	3.19
1993		3.52	2.53	–	2.12	1.69	2.82
1994		3.18	2.24	–	1.92	1.45	2.70
1995		3.46	2.37	–	1.69	0.89	2.96
1996		3.66	2.43	1.84	2.76	1.12	3.54
1997		3.91	2.65	2.03	2.53	1.36	3.29
1998		3.05	2.27	1.93	2.08	1.42	2.16
1999	2.08	3.14	1.73	1.64	2.27	2.00	2.98
2000	1.50	4.72	2.85	2.68	4.23	3.75	4.81
†Fuente: PH Energy.							
‡Fuente: Natural Gas Week.							
Nota: csf = costo+seguro+flete (precios promedio).							
Fuente: SENER (2001). <u>Prospectiva del mercado de gas natural (2001-</u>						<u>2010).</u>	México

²¹ OECD (1995). The IEA Natural Gas Security Study. París. Pp 263-272

El precio del gas a los consumidores finales residenciales tiene tres componentes, el costo del gas natural en sí mismo (precios boca pozo o precio pagado por las compañías locales de distribución), los costos de transporte por gasoducto y el costo local de distribución, (precios hub, y precios city gate). Los comparativos del cuadro anterior son precios hub.

Los precios del gas natural no son regulados, y estos se negocian entre vendedores y compradores de gas natural bajo diversos términos de contratos, incluyendo la duración y las cantidades a comerciar. Algunos de los factores clave que afectan dicho precio son la oferta, la demanda, los niveles de almacenamiento y los impuestos. Los precios del gas natural también son influenciados por los precios del petróleo, hasta el grado de existir una competencia entre petróleo y gas, particularmente en los mercados industriales y de generación eléctrica.

Los costos de transporte son en los que se incurren al llevar el gas desde las provincias productoras a los sistemas de distribución local; estos sí son regulados por el National Energy Board (NEB). Las cuotas para el transporte entre las provincias se fijan por un periodo de un año y debe ser aprobado por el NEB. El costo local de distribución son los de transportar el gas natural de las compañías locales a los consumidores, y las tarifas se establecen una vez al año, a nivel provincial.

Producción y procesamiento.

Canadá produjo en el 2000 alrededor de 6.3 (Tpc) de gas natural. Si analizamos la estructura de producción en el año 2000²², tenemos que Alberta contribuyó con el 81%, Columbia británica con el 12%, Saskatchewan con el 4%, Nueva Escocia 2% y el Yukón, los Territorios del Noroeste y Ontario con el 1% restante. La producción en el período 1990-2000 ha tenido una tasa de crecimiento media anual del 5.4%²³, y la tendencia creciente continúa.

Si bien existe un alto consumo de gas en las provincias productoras, la mayoría se consume en el Este; la mayor parte del gas se procesa en el área de origen, por lo que un gran número de las plantas se encuentran en el Oeste. En 1992 Canadá tenía 555 plantas procesadoras de gas, de las cuales 507 representaban el 94% de la infraestructura y estaban localizadas en Alberta. Estas, en 1992, funcionaron al 65% de su capacidad. Es decir, que hay un exceso de capacidad instalada, pero esta ha ido disminuyendo con el tiempo²⁴.

Gasoductos.

Como ya se mencionó, la producción del país está concentrada en el Oeste y el principal mercado se ubica en el Este, por lo que los gasoductos corren usualmente en esta dirección. Las interconexiones con los Estados Unidos, sin embargo, se encuentran esparcidas por diversos puntos de la frontera canadiense, y hasta 1995 estas eran dieciséis²⁵ (con una capacidad de 3032 bpc), en las que los seis puntos de

²² URL: <http://www.neb-one.gc.ca>

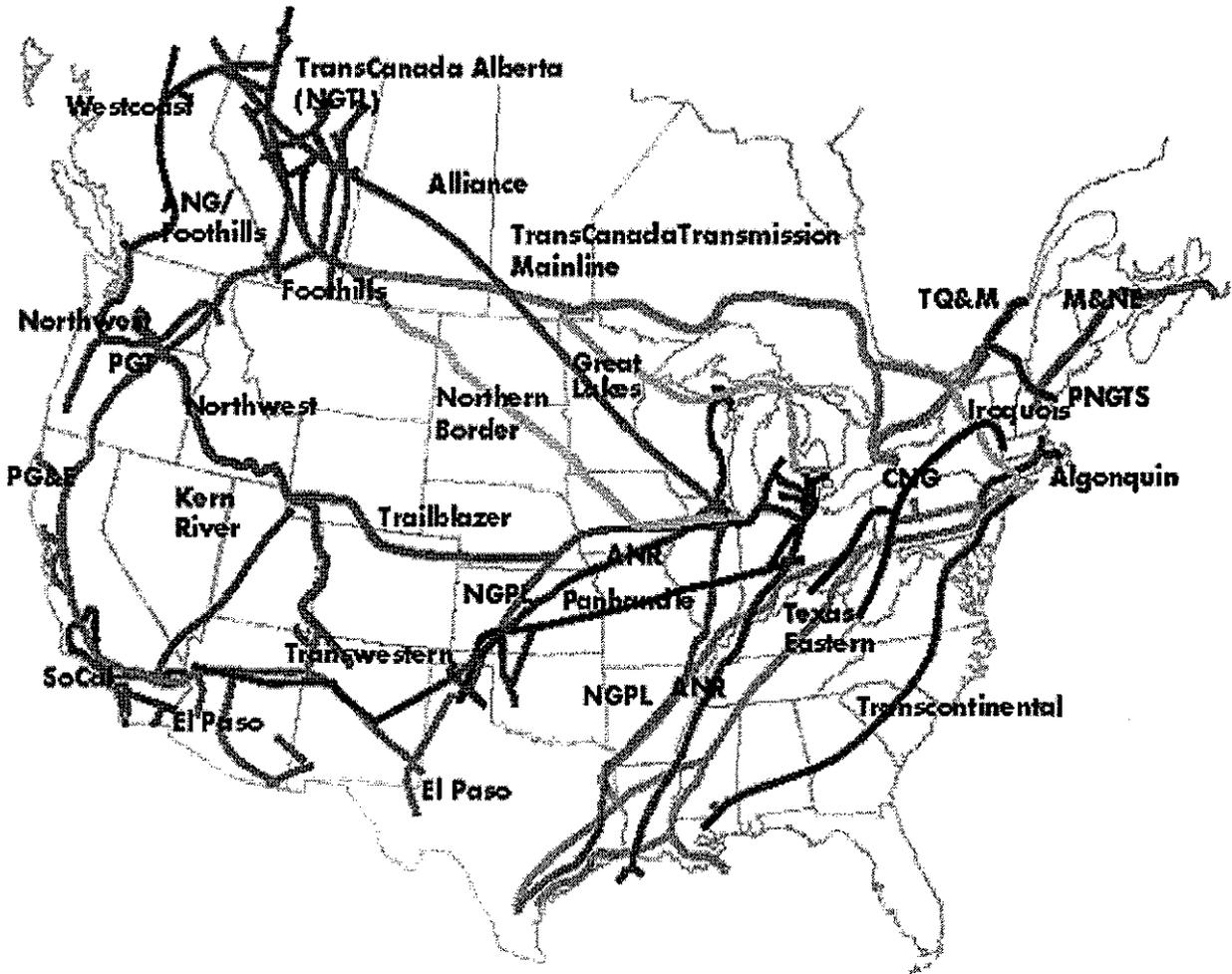
²³ SENER (2001). *Prospectiva del mercado de gas natural (2001-2010)*. México. P.20

²⁴ OECD (1995). *The IEA Natural Gas Security Study*. Paris. P.p.263-272

²⁵ Entre los que destacan: Huntingdon, Monchy, Iroquois, Niagara Falls, St. Stephen, Kingsgate, Elmore y Emerson.

conexión más importantes concentraban el 88% de la capacidad de exportación²⁶. En el mismo año el gobierno canadiense previó un crecimiento diario en dicha capacidad de exportación de 9.2 bpc/d a 3358 bpc para el año 2000.

Figura 5. Red de gasoductos de Canadá y Estados Unidos.



Fuente: Energy Information Administration (EIA). Country Análisis Briefs
 URL: <http://www.eia.doe.gov/cabs/can.html> y página Web del NEB: <http://www.neb-one.gc.ca>

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Así pues, el país cuenta con una importante red de gasoductos (Ver Figura 5), y las expansiones efectuadas en los últimos años responden tanto a un incremento de la demanda, como de la oferta de este energético. La capacidad utilizada es de alrededor del 90% (una de las más altas en el mundo), e importantes interconexiones entre

²⁶ OECD/ IEA (1995). The IEA Natural Gas Security Study. París, Francia. 263-272

Canadá y los Estados Unidos existen²⁷, y se han desarrollado en los últimos años. Entre ellas tenemos, el gasoducto Northern Border, que una extensión del gasoducto Nova (en funcionamiento desde finales de 1999) y llega hasta Chicago. El gasoducto Marítimo del Noroeste (funcionando desde enero del 2000), que corre desde Sable Island hasta Nueva Inglaterra; el gasoducto Alliance (en operación desde diciembre del 2000 y el más largo de Norte América), diseñado para llevar cerca de 1.3 billones de pies cúbicos al día (Bpc/d) desde el oeste de Canadá (Fort St. John, Columbia Británica) hasta el área de Chicago. Y por último el Gasoducto Millennium que se encuentra en etapa de aprobación, y que conectará a Canadá con el sur de Nueva York y Pennsylvania.

Ya que existen importantes reservas en la región ártica de Alaska y Canadá (40 Tpc), hay interés en construir un gasoducto en dicha zona, que dados los precios altos del gas y apoyo por parte de las comunidades indígenas, podría ser viable. Imperial Oil, Gulf, Shell, y Mobil conducen un estudio de factibilidad, y se estima que para el 2007 podría ser construido.

La capacidad de almacenamiento es de 438 Bpc, es decir 0.4 Tpc y la tasa diaria de envío es de 7.0 Bpc/d. Las condiciones del mercado y la desregulación han provocado que el almacenamiento upstream aumente. Lo cual facilitará que instrumentos de mercadeo tales como el intercambio de gas, el estacionamiento de gas, el backstopping y el balance de gasoductos, tengan mayor auge.

c) DEMANDA.

Si bien el país es un importante productor de gas natural y tiene grandes reservas del mismo, es cierto también que es un gran consumidor, pues aproximadamente una tercera parte de sus necesidades energéticas son cubiertas con este combustible²⁸, es decir que para el año 2000 consumió 2.7 Tpc. Por otro lado, sus exportaciones a los Estados Unidos son cada vez mayores; esta tendencia ha venido presentándose desde hace ya varios años, y se espera que continúe. En el país, el consumo, como se mencionó anteriormente, se ha dinamizado, especialmente en el sector residencial y aunque los precios no han sido tan bajos como se habían previsto, la generación de electricidad ha demandado cantidades crecientes del hidrocarburo. Un aspecto muy importante a considerar, tanto en la demanda interna como externa son los precios de los bienes sustitutos, en este caso los del petróleo, pues ante un incremento sustancial en el precio del gas natural, frente a este último, el escenario más probable sería la sustitución por el petróleo.

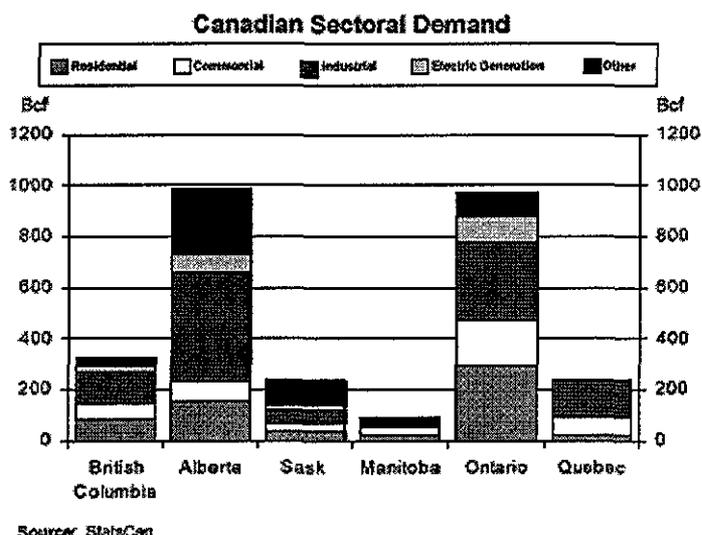
Como ya se mencionó, las reservas y la producción del país se localizan en el oeste (Alberta, Columbia Británica y Saskatchewan), mientras que los principales centros de consumo están en el este (Ontario y Québec). La demanda energética de cada provincia tiene una variada estructura, pues mientras en Alberta, Saskatchewan, Ontario y Manitoba se consume una gran cantidad de gas natural para cubrir necesidades residenciales, comerciales e industriales, en Québec se usa más la electricidad; en contraste, Canadá Atlántico y Columbia Británica (incluyendo los Territorios del

²⁷ URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/canada.html>. Energy International Agency.

²⁸ Canadian Energy Research Institute (CERI), (1995). Toward a Continental Natural Gas Market: The Integration of Mexico. Study No 63, August 1995, Calgary, Alberta, Canada.

Noroeste) usan más el petróleo. Esto se debe a que el precio del gas es más bajo en las provincias productoras. A continuación se hará referencia a la Figura 6 para explicar las demandas sectoriales.

Figura 6. Demanda sectorial de gas natural en Canadá (2000), en Billones de pies cúbicos (Bcf).



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Fuente: Natural Resources of Canada. Natural Gas Division (May, 2001). Canadian Natural Gas Market Review and Outlook. Ottawa, Ontario, Canada. URL: <http://www.neb-one.gc.ca>

Sector industrial.

Este sector efectúa la mayor parte del consumo de gas natural en el sistema, pues tan sólo en el 2000 representó el 38% del total, es decir 1.1 Tpc. El mayor consumo de para usos industriales lo efectuó Alberta, seguida de Ontario. La participación de este combustible se irá acrecentando en el futuro, pese a la introducción de tecnologías ahorradoras de energía en el sector (que además tendrán un efecto compensatorio por el incremento en los costos de producción que tendrán que asumirse al incorporar nuevas reservas²⁹). En cuanto a petroquímica se refiere, el consumo de este sector no es muy importante, pues en el año de 1997 representó el 9% del total en el país, y se estima que el mismo irá disminuyendo en el futuro³⁰, debido al empleo de tecnologías ahorradoras de energía, pero quizás también a la sustitución de gas natural por combustóleo si es que se presentan altos precios relativos del gas con respecto a este último.

²⁹ Sin embargo, entre el año 1999 y el 2000, la demanda de gas natural para procesos industriales en este sector disminuyó en un 5%. Sin menoscabar su participación predominante en el mismo.

³⁰ Elaboración propia con base en los datos contenidos en las proyecciones de la demanda al 2025, realizadas por el National Energy Board (NEB)

Sector de generación de electricidad.

Es también uno de los sectores que no figuran mucho en el consumo total (7%, es decir 0.2 Tpc); Ontario y Alberta fueron las provincias que más utilizaron gas para generar energía eléctrica, y dada la tendencia a usarlo en este sector (al tener que sujetarse a las crecientes restricciones ambientales en esta área, y si los incrementos en los precios son moderados), las estimaciones marcan un mayor consumo para el mismo.

Sectores residencial y comercial.

Nuevamente Ontario, Alberta y Columbia Británica encabezan la lista de principales consumidores tanto en el sector residencial como en el comercial. El primero es un importante consumidor de gas natural (y con la más alta intensidad energética), pues en el 2000 representó el 22% (0.6 Tpc) del consumo nacional. El sector comercial presenta más o menos el mismo comportamiento, y consumió 0.4 Tpc (15% del total) de gas natural. Se espera un comportamiento similar para los próximos años, si es que el precio de este energético se mantiene atractivo.

D) ORGANIZACIÓN.

La industria del gas natural en Canadá se organiza en un marco de propiedad privada (la única empresa en la que el gobierno tiene un 20% de la propiedad es Petro-Canadá). Varias de estas empresas tienen una gran participación de pequeños inversionistas. Sin embargo, algunas de las empresas son más dominantes y controlan una buena porción del mercado, por lo que tendíamos una estructura que pretende ser de tipo de competencia perfecta, pero que en realidad tiende al oligopolio (pues no hay que olvidar toda la serie de fusiones entre empresas que está tomando mucho auge).

Las utilities gaseras de Columbia Británica, Alberta, Manitoba, Ontario y Québec han sufrido una reestructuración de monopolio integrado a la separación de los servicios de comercialización, transmisión y distribución (unbundling) mediante diversas compañías³¹.

En la parte "upstream" o sector extractivo, existen alrededor de 700 compañías productoras y exploradoras³², junto con otras trescientas de negocios asociados tales como, contratistas para estudios sísmicos, perforación, operadores de pozos, y toda una gama de empresas que ofrecen servicios ingenieriles, científicos, de construcción, etc. Todas ellas compiten para producir y satisfacer la demanda de los consumidores canadienses a los precios negociados en el mercado.

En el sector "downstream" (refinadoras y comercializadoras) tenemos estaciones de servicio, mayoristas de petróleo, refinerías, compañías petroquímicas, distribuidoras de gas natural y operadoras de gasoductos. Son aproximadamente 175 compañías, localizadas principalmente en Alberta.

³¹ North American Energy Working Group. North America-The Energy Picture. June, 2002

³² Algunas de las principales empresas operando en Canadá en diversas partes de la cadena de gas natural son: Exxon's Imperial Oil, Royal Dutch/Shell's Shell Canada, Petro-Canada, Suncor, Alberta Energy, PanCanadian, Mobil Canada, Nova Scotia Resources, Mosbacher y Marathon

El sector upstream canadiense es tomador de precios a nivel mundial, pues si bien el mercado de gas es regional, algunos factores como las decisiones del cártel de la OPEP modifican los precios internacionales del petróleo, y por ende los del gas natural. Las redes de transporte interprovincial e internacional son reguladas por la entidad reguladora (National Energy Board) y las de distribución local por los organismos de regulación provinciales o directamente por los gobiernos locales.³³ En la parte del transporte y la distribución participan diferentes empresas, pues no existe integración vertical.

No existe integración vertical en la industria del gas natural en Canadá, ya que todas las actividades: producción, transporte y distribución están separadas y sujetas a la competencia.

Los derechos de propiedad de las tierras garantizan que los poseedores de las mismas puedan usufructuar el producto de éstas, sin embargo es cada provincia la que regula la manera en la que esto debe hacerse, teniendo así una gran influencia en la manera en la que se usan las reservas, ya que la propiedad de los recursos naturales pertenece a las mismas. Deben emitirse permisos de exploración, perforación o arrendamiento para que los particulares puedan participar.

Aquí es importante mencionar que uno de los factores que están cobrando gran peso son las disputas por los derechos de paso en propiedad de los aborígenes, ya que constituyen un factor de incertidumbre para poder efectuar las grandes inversiones en capital que necesita esta industria, por ello los productores están pidiendo al gobierno canadiense que se establezca cierto mayorazgo por parte del mismo en materia de tierras con potencial gasífero³⁴.

E) REGULACIÓN.

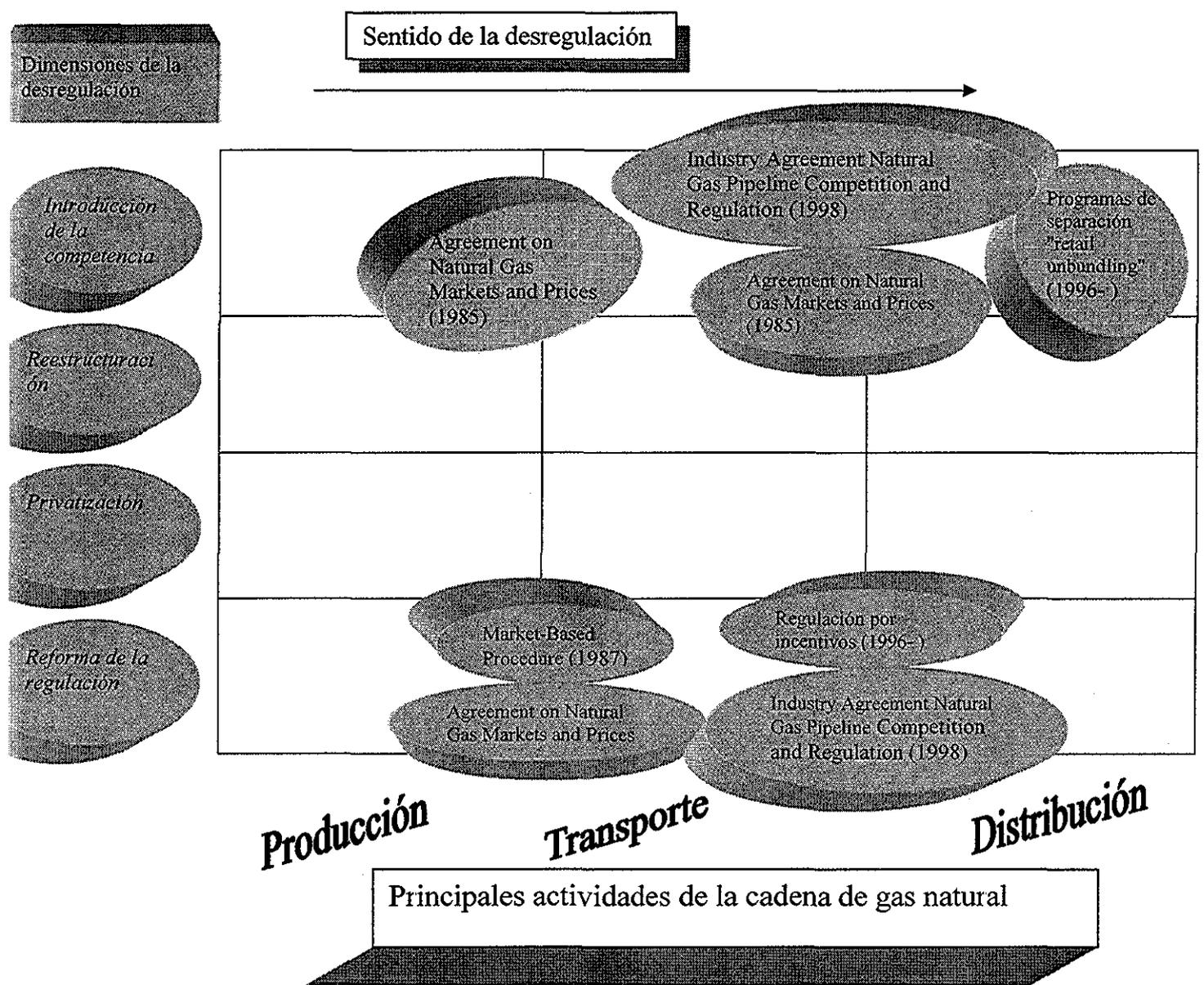
Hasta 1985, el gobierno canadiense controlaba los precios del gas natural destinado al mercado doméstico y al de exportación; la desregulación gasera en este país comienza en 1985, pues las provincias productoras acordaron que era necesario dotar a la industria con una mayor flexibilidad y un régimen de precios basado en el mercado con el fin de mantener la integridad de los suministros de largo plazo. La idea de que un mercado competitivo beneficiaría tanto a productores como a consumidores canadienses prosperó, y a partir de noviembre de 1986 se empezaron a negociar los precios entre productores y consumidores. Uno de los elementos clave es el asegurar a los productores e intermediarios un acceso equitativo y flexible a los servicios de transporte.

En 1996 se pusieron en marcha varios programas de separación de servicios a nivel del usuario final (retail unbundling), y todas las provincias, excepto Saskatchewan, permiten participar a todos los consumidores (industriales, comerciales y residenciales) en tales programas. La regulación por tasa de retorno ha dictado el desarrollo del mercado canadiense, y recientemente (1996) se ha introducido la regulación por incentivos para inducir mejoras en la eficiencia de las actividades de los gasoductos.

³³ Elizalde, Alberto. La desregulación en la industria del gas natural: Especificidades en América del Norte. Memorias de la Primera reunión estudiantil de la AMEE 20 de septiembre del 2001. México.

³⁴ Parliament of Canada (2001). Productivity and Innovation: A Competitive and Prosperous Canada. Chapter 14 Natural Gas. <http://www.parl.gc.ca/InfocomDoc/36/2/INDU/Studies/Reports/indy20-e.html>

Figura 7. Dimensiones de la desregulación en la industria del gas natural en Canadá.



Fuente: Elizalde, Alberto, (2001). La desregulación en la industria del gas natural: Especificidades en América del Norte. Memorias de la Primera reunión estudiantil de la AMEE. 20 de septiembre del 2001. México.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

F) PERSPECTIVAS.

Tomando en consideración las estadísticas publicadas por el North American Energy Working Group (NAEWG), se pronostica que para el 2010 el PIB crecerá a una tasa del 2.3% promedio anual, el PIB industrial lo hará en un 2.0%, la población en 1.0%, por lo que en Canadá se espera un crecimiento bastante dinámico en la demanda interna y externa, es decir las importaciones que realizan los Estados Unidos, principalmente (de aproximadamente 1.6% anual entre 1990-2010)³⁵, pues hay un importante programa de construcción y/o reconversión de plantas de ciclos combinados en las que el uso de gas natural es un requisito indispensable. El Instituto de Investigación de Energía Canadiense (CERI) estima que la demanda de gas para generación eléctrica podría triplicarse durante la próxima década, en caso de continuar la reestructuración del sector que se lleva a cabo en las provincias productoras.

En cuanto a la producción se refiere, esta crecerá en un 1.8% promedio anual en el periodo 2000-2010; actualmente se manejan optimistas cifras sobre reservas al pie de las montañas Rocallosas y en la zona de las praderas canadienses que podrían incrementar significativamente los recursos gasíferos del país. Queda por revisar la viabilidad económica para la explotación de las mismas.

Una de las instituciones que toman parte en las recomendaciones de política energética es el Minister of Natural Resources Canada, específicamente la Natural Gas Division, así como el NEB se han encargado de promover la incorporación de nuevas reservas y cuencas productivas, y pese a la tendencia declinatoria de los yacimientos se prevé la incorporación de nuevos pozos del Scotian Shelf y los territorios del Noroeste.

2. - Estados Unidos.

En esta segunda parte de identifican las condiciones actuales y las perspectivas de la industria del gas natural de este país. Como en el caso anterior, primero observamos las características de la oferta y demanda sectoriales, y posteriormente, se revisa la organización y regulación del subsector. Al final, el comportamiento general esperado del mismo será delineado.

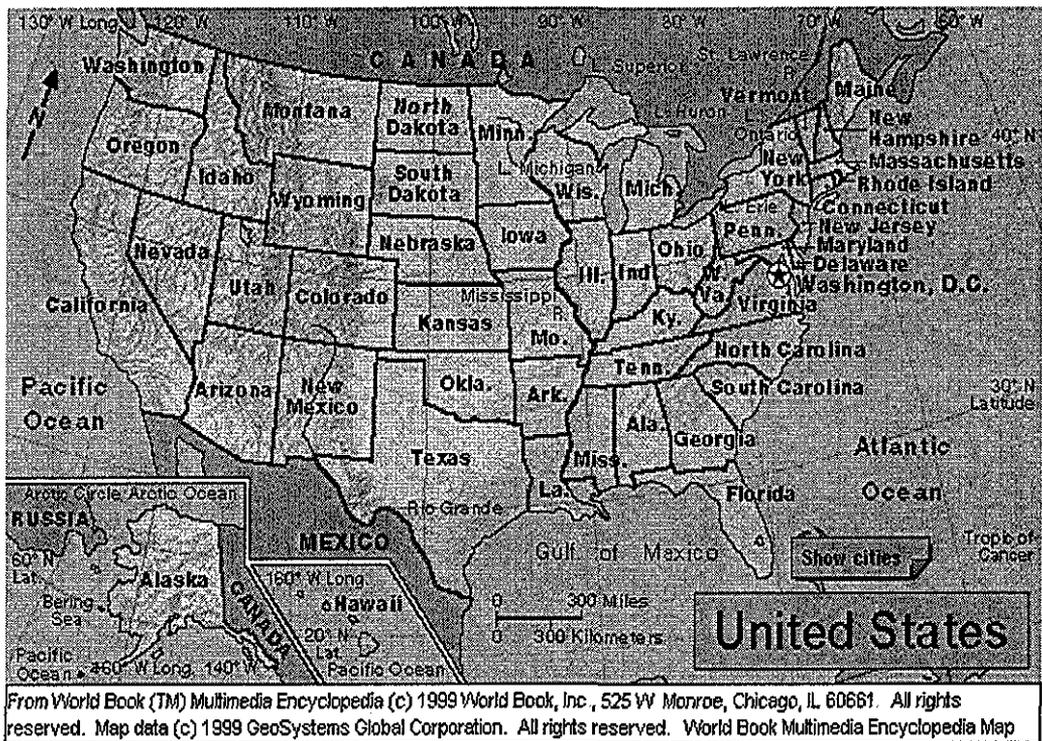
A) Situación actual:

Este país también es un importante productor de gas natural y cuenta con importantes reservas; como Canadá es un gran consumidor, pero a diferencia del anterior es un importador neto del mismo (Ver Tabla 5). El consumo interno, es particularmente dinámico en el sector industrial y en el de generación de electricidad. Texas, Luisiana y Oklahoma concentran la mayor parte de la producción y para el 2020 se espera un aumento en la oferta del área del Golfo de México, norte de Alaska y de los pozos en la plataforma continental (gracias al empleo de técnicas que minimizan los costos de extracción).

³⁵ SENER (2001). Prospectiva del mercado de gas natural (2001-2010).

A continuación se presenta el mapa que contiene la división política de este país, con el fin de ubicar con precisión los estados que se mencionan en las distintas partes de este trabajo. Para ilustrar la localización de los mercados de consumo, las reservas, y los gasoductos de los Estados Unidos, se hará referencia a los mapas correspondientes en la sección de Canadá, pues dichas figuras concentran la información para ambos países. En el caso de México sí fue posible encontrar la información desagregada.

Figura 8. Mapa de los Estados Unidos.



Fuente: World Book Multimedia Enciclopedia. (1999) World Book, Inc. Chicago, Ill.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 5. Reservas, producción, consumo, y balanza comercial de Estados Unidos.

**Gas Natural
2000**

(Trillones de pies
cúbicos)

EU	Norteamérica	%	Total	%
			Mundial	

Reservas probadas	167.4	258.8	64.7	5304.0	3.2
Producción	18.6	26.5	72.8	86.5	22.3
Tasa de reservas/producción	8.7	9.9		61.7	
Consumo	21.7	27.0	85.2	84.7	27.2
Importaciones	3.6				
Exportaciones	0.163				
Balanza energética	-3.437				

Fuente: OECD. World Energy

BP Global. Statistical Review of World Energy, June 2001.

URL: <http://www.bp.com>

B) OFERTA.

La producción de gas natural es el país representó casi una tercera parte de toda la energía producida en el país durante el año 2000. Actualmente, las áreas productoras más importantes Texas, y el área del Golfo de México se encuentran en serios problemas de productividad, por lo que la recuperación secundaria y la incorporación de nuevas reservas han tomado una gran importancia. El mismo National Energy Policy Development Group ha reconocido el hecho de que las reservas van en declive, y recomendó medidas de política energética en el país. Estas son aumentar los sitios de yacimientos gasíferos, la implementación de programas de uso más eficiente de la energía, y la importación de gas natural desde otras regiones.

Existen una gran diversidad de técnicas que pueden ser utilizadas para disminuir costos de licuefacción y transporte principalmente, que de paso parecen no generar mayores impactos ambientales, y el camino a seguir con respecto al aumento de la oferta de gas natural en los Estados Unidos irá muy de la mano con el incremento de las importaciones de diversos países que mediante la adopción de estas tecnología puedan ofrecer precios más bajos por el combustible.

Recursos.

Las reservas probadas de gas natural en los Estados Unidos fueron de 167.4 Tpc en el año 2000 que representan el 64.7% de la región y el 3.2% del total mundial (Ver Tabla 5). Ocupa el sexto lugar mundial, pero su tasa de reservas/producción es de 8.7 años.³⁶, Dichos recursos se encuentran distribuidas en siete estados de la Unión Americana

³⁶ BP Statistical Review of World Energy. URL: <http://www.BP.com>

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

principalmente (el 75%). Texas tiene el 25%, Golfo de México costa afuera 15%, Nuevo México 9%, Wyoming 8%, Oklahoma 7%, Alaska 6%, y Louisiana 6%. Se espera incorporar importantes reservas de Alaska en un futuro no muy lejano. (Ver Figura 4, Pág.19).

Perforación.

El incremento en las perforaciones de pozos tiene un impacto en la producción hasta después de seis a dieciocho meses de efectuadas, pues hay un período de adquisición de fondos de inversión, instalación del equipo de producción, y finalmente la construcción de gasoductos y plantas de procesamiento para el gas extraído. A medida que transcurre el tiempo el pozo tiene menos presión y la producción va decayendo, por lo que se deben excavar más. En los Estados Unidos, más del 30% de la producción de gas proviene de pozos que tienen menos de dos años de edad. Aunque el sistema ha construido y terminado una gran cantidad de estos, (15,200 en el 2000), la producción no ha sido suficiente para satisfacer la demanda, por lo que el precio del gas aumentó.

Si bien la perforación de pozos de gas con respecto a la de petróleo se incrementó en 1999, la misma realmente disminuyó con respecto a 1998, dados los bajos precios del gas natural que no brindaron el flujo de caja necesario para expandir la planta productiva. El comportamiento en el año 2000 fue distinto, pues los altos precios justificaron nuevas inversiones en dicho subsector. En el año 2000, menos de un tercio de los pozos exploratorios tuvieron éxito, mientras que más del 85% de los de desarrollo tuvieron muy buenos resultados.

Costos de producción y política de precios.

Los costos de producir, transformar, transportar y comercializar el gas natural tienen diversas componentes, entre estas podemos mencionar, el costo de construir pozos de exploración y desarrollo, de perforación, de construir plantas de transformación, de construir los gasoductos (o transportarlo por buque en el caso del GNL), etc. Se espera que en el futuro el uso de tecnología avanzada, diseño de proyectos, y mayor productividad podrían reducirlos, aunque cuantificarlos resulta difícil.

Los precios del gas natural a boca de pozo subieron drásticamente entre el año 2000 y el 2001, pues mientras que en 1999 el precio era de \$2.8 por Mpc, este alcanzó los \$3.37 por Mpc. La tendencia de los precios había sido a la baja, sin embargo, estos se han incrementado debido principalmente, a que la producción se ha desequilibrado, la demanda es alta bajo condiciones climatológicas normales, los niveles de almacenamiento de gas son bajos, y los mercados alternativos (como el petróleo) son muy competitivos,

La liberalización de los precios a boca de pozo ha sido una de las medidas más importantes para lograr un ambiente competitivo en el sector, pues asume que el mercado funciona mejor que la regulación. Por lo tanto, los precios actualmente se fijan con base al libre juego de la oferta y la demanda, en las distintas zonas productoras del hidrocarburo.

A medida que se esperan altos precios en el mercado, los productores efectúan mayores inversiones, es decir que sus expectativas de obtener un precio que cubra los costos operativos y de capital, así como los impuestos y las regalías, fomentan esta

decisión. En general, las expectativas sobre los precios futuros del gas natural, más que los precios presentes, es lo que incentiva nuevas inversiones. Así mismo, las proyecciones de demanda en el largo plazo son también sensibles a los precios del gas. La determinación de los precios depende en gran medida de los precios del petróleo; en los Estados Unidos, la introducción de la competencia basada en el acceso de terceros a la red hace más complicado dicho proceso. Aquí los precios se fijan bajo contratos de corto plazo (contratos spot), y están determinados de acuerdo al balance de oferta-demanda en el momento en el que se hace el contrato. Los precios bajo contratos de mediano y largo plazo (que van desde algunos meses a algunos años) pueden ser indexados a los precios spot vigentes, o mercados de futuros, o al precio del petróleo u otro combustible³⁷.

Producción y procesamiento.

En los Estados Unidos la producción se concentra en Louisiana, Texas y Oklahoma; Las principales cuencas están en el Golfo de México (costa dentro y fuera), el bajo Medio Oeste, la Cuenca Pérmica en Texas y Nuevo México, la de San Juan en el Suroeste, y las Montañas Rocallosas. A diferencia de Canadá, en los Estados Unidos el gas natural se produce en un área más amplia, pues tan sólo 20 estados lo explotan de manera comercial. Sin embargo, Texas, Luisiana y Oklahoma concentran el 70% de la producción, y casi un 25% del restante es producido en la zona marina del Golfo de México³⁸. En el año 2000 produjeron 18.7 Tpc (estimado). Los precios del gas natural afectan tanto en el corto y largo plazo a la producción. En el corto plazo, el precio determina el grado de utilización de la capacidad existente, en el largo plazo, los altos precios proveen del flujo de caja necesario para invertir ya sea en incrementos de la capacidad productiva, o en el mantenimiento de la ya existente.

Los Estados Unidos cuentan con numerosas instalaciones de compresión y procesamiento de gas, actualmente, estas parecen ser suficientes para prepararlo para su envío por gasoducto, que es la principal forma de transporte y distribución del mismo en este país. Sólo un 13% del gas producido en el país requiere un tratamiento para remover sulfuro de hidrógeno. Estas plantas también extraen y recuperan subproductos como butano, propano y gasolinas naturales que se pueden vender por separado³⁹.

Gasoductos.

La infraestructura de transporte ha evolucionado debido a la necesidad de llevar gas desde las áreas productoras a las distantes zonas consumidoras; cómo podemos observar (Ver Figura 5, Pág. 22, y Figura 9 en la siguiente página), las cuencas más grandes se encuentran en la misma área y por lo tanto ha tenido que desarrollarse una gran cantidad de gasoductos que lleven el recurso a la zona este de los Estados Unidos, inclusive durante el extremo invierno. También se transportan cantidades importantes a California y una cantidad menor aún se envía a Canadá vía exportaciones. Actualmente existen 444,800 Kms de líneas de transmisión, con una capacidad de 23 Tpc.

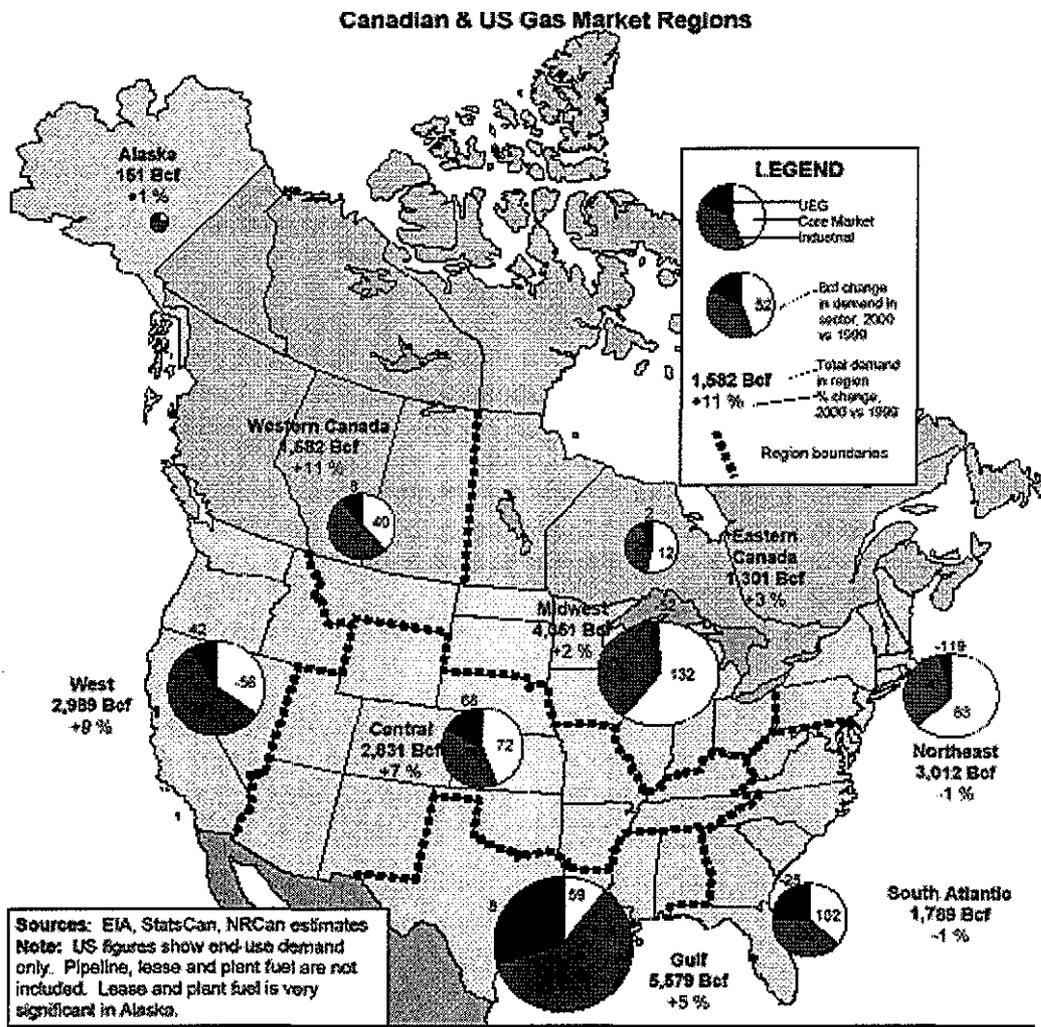
³⁷ OECD/IEA. (2001). World Energy Outlook. Assessing Today's Supplies to Fuel Tomorrow's Growth. Paris, France.

³⁸ OECD/IEA (1995). The IEA Natural Gas Security Study. París, Francia 564 p

³⁹ ANR Pipeline Company

Durante los años noventa, la red de gasoductos creció significativamente, y tan solo entre 1996 y 1998 se agregaron a la misma 11.7 billones de pies cúbicos diarios. Los proyectos terminados más recientes son el Pony Express y la expansión al sistema Trailblazer que conecta las regiones productoras de Wyoming y Montana. Otras expansiones son el Transwestern y el Paso que han incrementado la capacidad de transporte desde la Cuenca de San Juan en Nuevo México. Como ya se mencionó con anterioridad, se terminaron los gasoductos Alliance y Millennium para conectar áreas productoras de Canadá con los Estados Unidos. Por otra parte, el sistema de la frontera norte que conecta por el oeste a Canadá y a los Estados Unidos (a través de Montana y hasta el medio este) es también importante. Por último, las expansiones al gasoducto TransCanadá también agregarán una importante capacidad de transporte.

Figura 9. Principales centros de consumo de Canadá y Estados Unidos.



Fuente: Energy Information Administration, (2001). Country Analysis Briefs
 URL: <http://www.eia.doe.gov/cabs/can.html>

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

C) DEMANDA.

Los Estados Unidos son un importante productor de gas natural (segundo lugar en el mundo), y ocupa el sexto en reservas del mismo, sin embargo es un gran consumidor y e importador neto de este energético, principalmente de Canadá. El consumo de gas natural alcanzó los 21.7 Tpc en el 2000 y se prevé un incremento significativo de la demanda, por el uso creciente de gas natural para generación de electricidad en plantas de ciclo combinado. El sector industrial es el principal demandante. El grueso del consumo está claramente ubicado en la costa del Este y Medio Oeste.

Sector industrial.

Es el sector (Ver Tabla 6) que consume la mayor cantidad de gas natural (41% en el 2000, si incluimos generación eléctrica, en números absolutos el equivalente a 9.4 Tpc. Si se descuenta dicho rubro, sería el 27%, igual a 6.1 Tpc); casi no tiene variaciones mensuales en su consumo, salvo en el invierno cuando su demanda para calefacción sube en un 12% aproximadamente. Entre 1986 y 1996 la tasa de crecimiento promedio del mismo fue de 4.6%, mientras que en el período 1996-2000 éste cayó en un 1.9%, debido principalmente a los altos precios experimentados entre 1999 y el 2000, y por la creciente baja en la intensidad energética por introducción de tecnologías más eficientes. Es importante señalar que no muchos productores tienen la capacidad de cambiar de combustible, por lo que ante un incremento en el precio, reducen la producción, o venden sus contratos de futuros de gas a compañías más grandes.

Tabla 6. Demanda de gas natural en los Estados Unidos (2000).

Demanda de gas natural en los Estados Unidos (2000)			
	2000	1999	Porcentaje
	Tpc	Tpc	de variación
ESTADOS UNIDOS			
Residencial	4.9	4.7	4.3
Comercial	3.3	3.1	9.8
Industrial	9.4	9.0	4.5
Generación eléctrica	3.1	3.1	-2.5
Autoconsumo	2.1	1.8	12.5
Demanda interna estadounidense	22.8	21.7	4.8
Exportaciones de GNL	0.01	0.01	0
Exportaciones a México	0.1	0.01	80.3
Disposición total estadounidense	22.9	21.8	5.1
CANADÁ			
Residencial	0.6	0.6	5.2
Comercial	0.4	0.4	5
Industrial	1.1	1.0	10.5
Generación eléctrica	0.2	0.2	5.2
Otros	0.6	0.5	4.2
Demanda interna canadiense	2.9	2.7	6.9
Demanda EU y Canadá	25.7	24.4	5.1
Disposición total EU y Canadá	25.8	24.6	5.3

Fuente: EIA. (Mar 2001). Natural Gas Monthly, Electric Power Monthly, NR Canada estimates.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Sector de generación de electricidad.

El consumo para este sector se mantuvo relativamente estable en 2.9 Trillones de pies cúbicos por año durante 1980-1990, sin embargo, a partir de 1996 su uso se incrementa en un 11% promedio anual, y en el año 2000 este es ya de 6.3 Tpc (28%). Este comportamiento se debe principalmente a un aumento de la demanda eléctrica, que ha sido satisfecha con plantas generadoras que utilizan gas natural (turbinas de gas, ciclos combinados), que fueron elegidas por su alta eficiencia, relativamente bajos costos de inversión y corto tiempo para su construcción.

Sectores residencial, comercial y público.

El consumo residencial creció en 1% promedio anual entre 1986 y el 2000, debido principalmente al incremento en el tamaño de las viviendas unifamiliares (que requieren entonces mayor calefacción), y a la popularidad de chimeneas que usan dicho combustible. Existe por el otro lado, una tendencia significativa a mejorar el aislamiento de los hogares que se traduce en un ahorro de energía, pero las señales de precios llegan muy tarde a los hogares, y con las tarifas niveladas, un incremento de precio tarda más en ser recibido por los mismos. El pico de la demanda ocurre, naturalmente en los meses de invierno; en el año 2000 ésta fue de 4.9 Tpc (22%).

El sector comercial consume menos, pero tiene un comportamiento más dinámico 2.7% en el mismo período, y aunque es influenciado también por la temperatura, su reacción es menos drástica que la del sector residencial. Sin embargo, también ha presentado niveles de consumo históricos sobre todo en el invierno del 2000. En este año el consumo fue de 3.3 Tpc, el 15% del total. Finalmente, queda un 8% (2 Tpc) que es utilizado para operación.

D) ORGANIZACIÓN.

La industria del gas natural está totalmente liberalizada a lo largo de toda la cadena de producción, por lo que existen un gran número de empresas participando en las diversas partes del proceso productivo, incluyendo al Estado.

Al igual que en la industria petrolera se ha experimentado una serie de fusiones e integraciones entre las más grandes empresas, entre las que destacan BP Amoco, Exxon Mobil, y recientemente El Paso Sonat y Coastal. Por lo que aunque no existe integración vertical, y podría decirse que es un mercado en donde todos los agentes pueden incorporarse, en realidad en lo que es el sector upstream con facilidad podríamos tener cierto poder de mercado (oligopolio) por parte de algunas cuantas empresas. En cuanto a la comercialización y ventas, sí existe un mercado con competencia perfecta.

En este país los dueños de la tierra poseen los derechos de los recursos del subsuelo, y la producción está regulada por organizaciones estatales tales como la Texas Railroad Commission. Los permisos para explorar y perforar pozos de gas natural, y la fijación de los niveles de producción están regulados por cada estado productor. Los gasoductos que transportan el gas desde las áreas de producción hacia las de consumo (gasoductos interestatales) son regulados por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Esta regula las tarifas de transporte por gasoducto, la localización

y construcción de los mismos (los nuevos y las instalaciones para procesamiento), y además, como el gas se transporta por ductos interestatales a las compañías de distribución local, estas a su vez son reguladas por las empresas públicas estatales, en cuestión de tarifas y otros asuntos relacionados con su operación.

El gas natural que se encuentra en tierras federales (sobre todo off-shore) pertenece al Estado, y este decide cómo explotarlo, usualmente licita las obras y permite que agentes privados las exploten, pero el Estado mantiene para sí la propiedad del recurso.

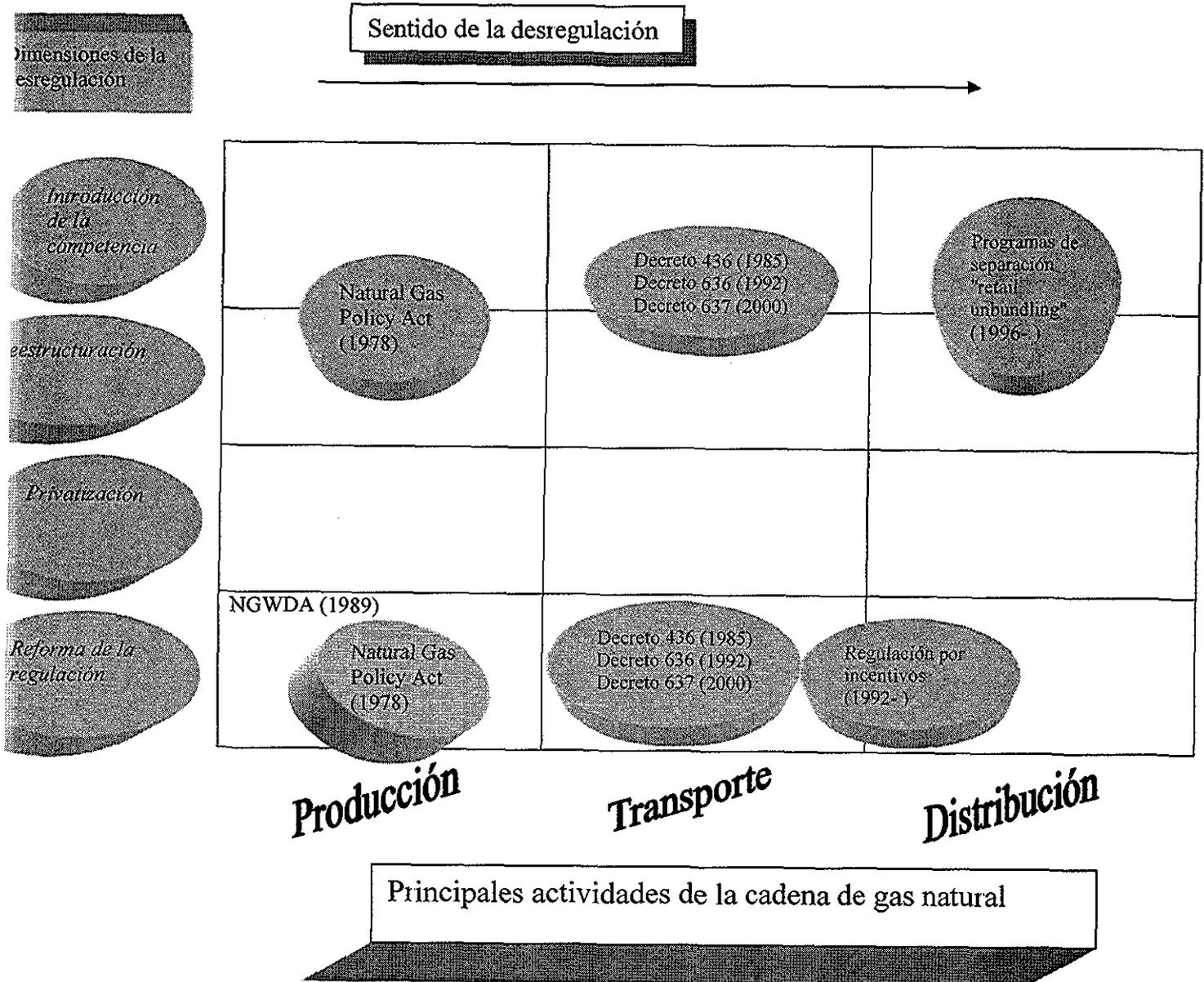
E) REGULACIÓN.

En los años 70, la industria del gas natural en los Estados Unidos estaba fuertemente regulada, y no evolucionaba acorde a las condiciones del mercado. El estricto control regulatorio, especialmente en materia de fijación de precios a boca de pozo, estimulaba el consumo de gas por los bajos precios. Estos no incentivaron la exploración y como consecuencia la producción bajó; se dieron recortes en el suministro, y en el marco del choque petrolero de 1973, se llevaron a cabo reformas en el sector. En 1978 se promulga el Natural Gas Policy Act (NGPA), y se liberalizan los precios a boca de pozo para ciertas clases de gas y el incremento de precios resultante impulsa a la oferta; sin embargo, se incurre en un desequilibrio oferta- demanda (excedentes llamados burbuja de gas), pues factores coyunturales como medidas de ahorro de energía, recesión económica y el aumento de precio del gas tienen gran repercusión.

El NGPA dismantela progresivamente los monopolios verticales, garantizando el libre acceso de terceros a las líneas de transmisión. Crea las condiciones para que se den negociaciones entre consumidores y productores mediante la implementación de un mercado spot de muy corto plazo; aparecen los marketers (comercializadores) y la separación de los servicios (unbundling), con el fin de crear un mercado que traería como resultado la disminución de los precios del gas natural, y la absorción de la burbuja.

En 1993 la Comisión Federal Reguladora de Energía de los Estados Unidos (FERC) separó las diversas etapas de la producción de gas natural, entre boca de pozo y el consumidor final. Esto condujo a una reestructuración de la industria del gas, y el gran desarrollo de gasoductos interestatales y diversificación hacia otros sectores energéticos. Así mismo, en ese año, se dejó que el precio del gas natural se estableciera en el mercado.

Figura 10. Dimensiones de la desregulación en la industria del gas natural en los Estados Unidos.



Fuente: Elizalde, Alberto. Op.Cit.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

F) PERSPECTIVA.

La industria de gas natural en los Estados Unidos tiene una gran importancia, ya que el sector industrial y el de generación de electricidad efectúan importantes consumos de dicho energético (sin olvidar las cantidades significativas que el sector residencial tiene). Durante los años 90 la demanda fue baja, pero gracias a la disminución relativa de precios frente a otros combustibles, después de las medidas desregulatorias del sector, un mayor número de consumidores cambió a gas natural. El uso de este energético en el mercado norteamericano está altamente influenciado por los precios relativos de otros bienes sustitutos, así como a variaciones climatológicas.

Constatando lo anterior, el incremento en los niveles de consumo de 1999-2000 se debió a un invierno más frío. Los sectores residencial y comercial son los más sensibles a cambios en temperatura, mientras que el sector industrial consume más en los meses de invierno (calefacción), y el eléctrico en el verano (aire acondicionado), con un ligero crecimiento en el invierno. Se espera un gran crecimiento de la demanda de gas natural, sobre todo en el sector de generación de electricidad.

3. - México.

A) Situación actual:

En la siguiente sección se analizan las condiciones actuales y las perspectivas de la industria del gas natural en México; primero se muestran las características de la demanda por sectores productivos, y los elementos más relevantes de la oferta. Por último, se mencionan las posibles tendencias del consumo y la producción de este hidrocarburo.

Figura 11. Mapa de México.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Fuente: Biblioteca Digital ITESM-CEM (2002). www.bibdig.cem.itesm.mx

**Tabla 7: Reservas, producción, consumo, y balanza comercial de México.
Gas Natural
2000**

**Gas Natural
(Trillones de pies
cúbicos)**

México	Norteamérica	%	Total	%
			Mundial	

	México	Norteamérica	%	Total	%
Reservas probadas	30.4	258.8	11.8	5304.0	0.6
Producción	1.3	26.5	4.9	86.5	1.5
Tasa de reservas/producción	24	9.9		61.7	
Consumo	1.3	27.0	4.4	84.7	1.4
Importaciones	0.058				
Exportaciones	0.049				
Balanza energética	-0.009				

Fuente: OECD World Energy
BP Global. Statistical Review of World Energy, June 2001.

URL: <http://www.bp.com>

B) OFERTA.

Históricamente los criterios de evaluación de inversión y análisis de riesgo en Pemex han privilegiado el petróleo en detrimento del gas natural. El enorme diferencial en los niveles de rentabilidad y flujo de efectivo entre ambas actividades ha determinado una afectación de los recursos claramente en favor del primero⁴⁰. De ahí que los niveles de reservas, producción y consumo de gas natural hayan dependido de las políticas de extracción de petróleo crudo.

Con el abandono de los criterios de autarquía energética a finales de la década de los años ochenta, se abrió la posibilidad de importar grandes cantidades de gas por razones logísticas o económicas. Esa posibilidad, aunada a la adopción de una decidida política de sustitución de petróleo por gas natural (principalmente en el sector eléctrico), incidió en el consumo. Éste, que había sido muy limitado, comenzó a crecer rápidamente y a desligarse de la producción interna.⁴¹ A su vez, con el Proyecto Burgos iniciado en 1997⁴², el gas no asociado ha venido aumentando su peso específico dentro

⁴⁰ Rodríguez, Víctor La integración energética en América del Norte, soberanía, seguridad, pragmatismo. Ponencia presentada en el Seminario Internacional "Los nuevos actores en el espacio de América del Norte". UNAM, México D.F. del 16 al 18 de julio.

⁴¹ Entre 1994 y 2000 la producción de crudo creció a un ritmo anual de 2.6%, en tanto que la extracción de gas natural aumentó a razón del 4.3%.

⁴² El desarrollo de la Cuenca de Burgos buscaba incrementar la producción de 420 MMpcd en 1997, a unos 1 400 MMpcd en el año 2000. El programa acusa retrasos y no será sino hasta el 2002 que se alcanzará esa meta.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

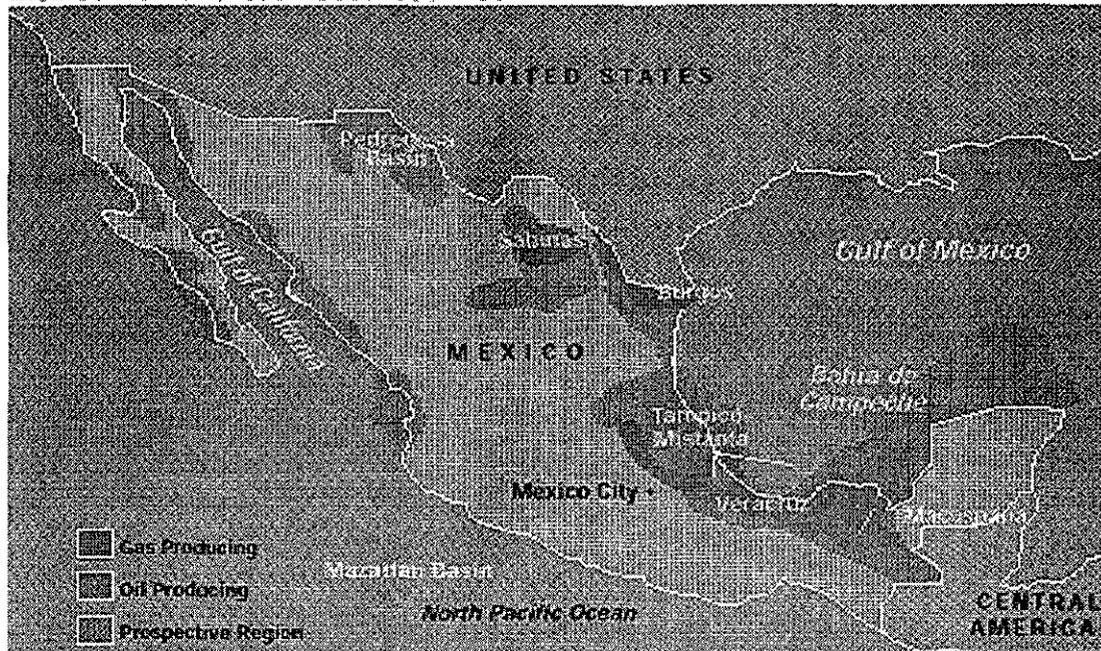
de la oferta nacional de gas⁴³, y lo seguirá haciendo en el futuro gracias al Programa Estratégico de Gas” (PEG), puesto en marcha a finales de 1999.⁴⁴

Recursos.

Las reservas probadas de gas natural en nuestro país son de 30.4 trillones de pies cúbicos (Tpc); esto representa el 11.8% de la región norteamericana, y el 0.6% del total mundial. La tasa de reservas/producción en este caso es de 24 años, es decir, es la más alta de América del Norte. Sin embargo, estas no se han ido reemplazando y el ritmo de extracción supera a los nuevos desarrollos. En el periodo 1993-2000 se creció en un 3.9% promedio anual y las nuevas incorporaciones sólo proporcionaron el 20% de la extracción total, el 80% restante se obtuvo de las reservas probadas que decayeron

Figura 12. Mapa de localización de reservas de México.

Mexican Oil and Gas Resources: 2001



Mexico's large oil reserves—approximately 25 percent larger than U.S. proven reserves—make it a likely source of increased oil production over the next decade

Source: U.S. Central Intelligence Agency

en un 2% anual durante el mismo período⁴⁵. Las zonas productoras de gas más importantes se encuentran en la Zona Sur (37%), la Zona Marina (33%) y el Norte 30%. Los recursos gasíferos se ubican principalmente a lo largo de la costa del Golfo de México, tanto tierra dentro como en la plataforma marina⁴⁶.

⁴³Entre 1994 y 2000 la producción de gas no asociado creció a un ritmo anual del 16.6% y su participación dentro de la oferta de gas pasó de 14.3% a 27.8%.

⁴⁴El programa contempla un horizonte de 15 años, con un costo aproximado de 13 075 mdd (125 000 millones de pesos de 1999). Está conformado por cuatro proyectos integrales (Crudo Ligero Marino, Macuspana, Veracruz y Tampico-Misantla-Sur de Burgos), y 16 proyectos específicos de explotación e incorporación de reservas. Véase Pemex, *Memoria de Labores 1999*.

⁴⁵SENER (2001). *Prospectiva del mercado de gas natural (2001-2010)*.

⁴⁶Ver mapa de reservas de la siguiente página (Figura 13).

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Las áreas han sido divididas en once regiones administrativas, de las cuales nueve son grandes cuencas gaseras. La que produce más es la de Salina, que junto con la franja de Campeche contribuyeron en un 83% a la oferta de gas mexicano en 1993.

Perforación.

México no había enfatizado la exploración y desarrollo del gas natural sino hasta después de 1995. Dada la falta crónica de recursos para inversión por parte de Pemex, las actividades de perforación de pozos de gas natural no han sido muy dinámicas, más bien escasas. Como ya se mencionó la mayoría del gas natural producido en México es asociado, por lo que las perforaciones siempre estuvieron en función de las obras encaminadas a la extracción de petróleo. Actualmente se ha puesto mayor énfasis en ello, y se espera un incremento en el número de pozos perforados con el solo propósito de extraer gas natural seco (Cuenca de Burgos principalmente). Queda por definir, sin embargo, quien aportará los fondos para realizar dichas inversiones.

Costos de producción y política de precios.

La base de recursos de México se considera aún poco desarrollada, dados los bajos niveles de inversión en exploración y desarrollo; por ello, se estima que hay un gran potencial de descubrimiento (aunque se piensa que Pemex tiende a subestimar las reservas gaseras) de grandes yacimientos en el futuro, y esto significaría menores costos de producción (entre más grande sea el yacimiento menores son los costos de exploración y producción). Se puede producir gas natural con métodos convencionales en nuestro país, y en un futuro los costos de producción podrían ser cercanos a los que se tienen en Canadá y Estados Unidos.

En el sureste mexicano se encuentran los yacimientos que requieren mayor inversión (Cuenca Salina y Cuenca de Campeche), sin embargo, dado su gran tamaño y la posibilidad de asignar recursos para la exploración y desarrollo a esa área, los mismos producen el gas más barato del país. Como son yacimientos de gas asociado, la capacidad de enviar mayores volúmenes al mercado corresponde directamente a la capacidad de producir más crudo en los mismos. El gas no asociado de Macuspana está bien localizado, tiene infraestructura, y está clasificado como de costos de explotación de medio a bajo. La limitante es su pequeño tamaño, que no hace rentable su explotación.

Con el reciente proceso de desregulación de la industria de gas natural en México, en marzo de 1996 se expidió la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural que regula la venta de primera mano y las tarifas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Estas tarifas se determinan por medio de una regulación por incentivos que le fija al permisionario un ingreso máximo basado en los costos relacionados con la provisión del servicio. En cuanto a las ventas de primera mano, los precios se fijan con referencia a mercados internacionales (Houston Ship Channel) más los costos de transporte de gas en México. El argumento de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es que dicha metodología reproduce las condiciones de un mercado competitivo, y el gas es valuado con base en su costo de oportunidad.

Producción y procesamiento.

Para el año 2000 la producción alcanzó los 1.3 Tpc, y se consumieron 1.26 Tpc, aunque hubo superávit se efectuaron importaciones por logística desde los Estados Unidos para abastecer la zona fronteriza del Oeste de México. Las estimaciones de Pemex predicen un crecimiento en la producción de gas en un 6.3% promedio anual para el 2010 y la inversión en exploración y desarrollo de gas se duplicará en el 2002 con relación al 2001. El gas asociado contribuyó a la producción total con 72.2%, y el gas no asociado con el restante 27.8%.

La producción está conformada, en su mayoría (73.6%), por "gas amargo", es decir, gas con alto contenido de azufre, que debe ser tratado en plantas endulzadoras para eliminar dicho componente; el "gas dulce" representa el 26.4% del total extraído. Asimismo, se trata por regla general de "gas húmedo" (87% es amargo y 13% dulce), un gas que contiene líquidos en estado de saturación, recuperables por medio de diferentes procesos.⁴⁷

La mayoría de los centros de procesamiento se encuentran en la zona Sureste del país, y tan sólo Cactus, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex procesaron el 90% del gas ofertado en 1999. En ese mismo año, Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) incrementaron considerablemente su capacidad de procesamiento de gas húmedo dulce en casi un 60% con respecto a 1996.

Gasoductos.

Los centros de consumo se ubican en la zona centro y norte del país. Una de las restricciones para el desarrollo del gas natural en México ha sido la falta de inversión en gasoductos para transportar gas a grandes distancias. Mientras que una gran parte de la demanda crece en el norte, la producción se localiza en el sur (en la plataforma marina de la península de Yucatán)

El gas seco es inyectado a una extensa red de gasoductos de transporte⁴⁸, con una longitud de 9 185 Km.⁴⁹ La red se extiende a lo largo de la costa del Golfo de México, conectando las principales zonas consumidoras, el centro y el noreste del país, con las zonas productoras del sureste. Globalmente, la red tiene una capacidad excedentaria, por lo que es posible efectuar conexiones sin necesidad de ampliar la red principal. Por lo mismo, se utilizan los ductos para satisfacer las necesidades de almacenamiento del sistema. Por su lejanía los estados de Sonora y Baja California no están conectados a la red troncal de gasoductos y son abastecidos desde los Estados Unidos. El sistema troncal se conecta con el sistema de gasoductos de los Estados Unidos en siete puntos que permiten intercambios hasta por 1 670 MMpcd.⁵⁰

⁴⁷ Una vez suprimido el azufre y extraídos los líquidos, el gas natural se denomina "gas seco" y está listo para ser enviado directamente a los centros de consumo. Al extraer los componentes licuables, el gas natural pierde poder calorífico.

⁴⁸ Rodríguez, Víctor, Op.cit

⁴⁹ La fuente de información para el mapa de la figura 13 es la página de SENER. energia.gob.mx

⁵⁰ Alrededor del 75% de las importaciones ingresan por Reynosa y un 20% por Ciudad Juárez.

Actualmente son 10 puntos: Rosarito y Mexicali que se conectan con California; Naco con Arizona, Piedras Negras, Samalayuca, Cd. Juárez, Reynosa y Argüelles (estas dos últimas cuentan con 2 interconexiones cada una), con Texas.

Sistema Nacional de Ductos



Figura 13. Sistema Nacional de Gasoductos de México.

Se planea construir más gasoductos, especialmente conexiones transfronterizas uniendo a México y los Estados Unidos. Un consorcio de Sempra, PG&E, y Próxima Gas de México planea construir un gasoducto de 212 millas de largo, con la capacidad de transportar 400 millones de pies cúbicos por día, con 30 pulgadas de ancho y que costará \$230 millones de dólares. Este conectará las redes de gas natural de México y los Estados Unidos, empezando con una interconexión en El Paso, con la Natural Gas Company en Arizona, y correrá a través del sudeste de California hacia el Norte de la península para conectarse con el Gasoducto de Rosarito (al sur de Tijuana). Gasoducto Norte-Baja. Este podrá entrar en operación en el 2003.

c) DEMANDA.

En el período 1993-2000 la demanda creció en un 5.2% promedio anual,⁵¹ en el que el sector eléctrico tuvo el mayor dinamismo (11.7%), seguido del sector petrolero (7.3%) y la industria (4.6%). El sector que tiene mayor peso en el consumo de este hidrocarburo es el petrolero (42% del total en el 2000) y el industrial (32% en el mismo año) que incluye a Pemex Petroquímica. El transporte vehicular que utiliza gas natural se consume en la Zona Metropolitana del Valle de México, pero sus ventas no han crecido, principalmente por las limitaciones en la distribución y el precio.

Sector Petrolero.

Este sector ha mantenido el mayor consumo de gas en el país (43% en el 2000), es decir 0.7 Tpc. Su autoconsumo en el período 1993-2000 fue de un 3.1% promedio anual. Los mayores requerimientos provienen de Pemex Exploración Producción, en forma de combustible y en sus procesos de extracción. En el mismo rango de tiempo su consumo creció en un 4% promedio anual, destacándose el incremento en el año 2000 debido al consumo de la Compañía Nitrógeno de Cantarell.

Pemex Refinación (PR) tiene la tasa de crecimiento más alta, 6.7%, dada la incorporación de plantas del paquete ecológico en algunas refinerías del Sistema

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

⁵¹ SENER (2001). Prospectiva del mercado de gas natural (2001-2010).

nacional de refinación. En Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), que se clasifica dentro del sector industrial, los consumos bajaron en un 0.4% debido a la sustitución de algunas plantas de absorción por criogénicas con mayor capacidad y eficiencia y a la modernización de varias endulzadoras de gas existentes. Su comportamiento ha distado mucho del resto de las ramas industriales, pues aunado a lo anterior, y este podría ser el verdadero motivo de la disminución en el consumo, la empresa ha enfrentado un ciclo de precios deprimidos en el mercado internacional por efectos de altos costos de producción, bajas economías de escala y rezagos tecnológicos en parte de su planta industrial. Enfrenta también una fuerte competencia exterior, tanto de productos intermedios como finales. Todo ello motivó el cierre de algunas instalaciones en este sector, y por lo tanto una disminución en la demanda.

Cabe señalar que la región que presentó mayor dinamismo en el consumo de este energético fue la Noroeste, aunque en valores absolutos la región Sur-Sureste es la que tiene los mayores montos de gas natural del país⁵², pues este fue de 0.8Tpc en el 2000, equivalente al 49% del total nacional. Es aquí en donde las principales actividades de Pemex tienen lugar.

Sector industrial.

El crecimiento en el sector fue de 4.6% entre 1993-2000; se consumieron 0.4 Tpc en el 2000 (23%). Esto respondió al crecimiento económico, a la sustitución de diesel y combustóleo, y por las exigencias de la normatividad ambiental vigente. Los problemas presentados por la industria acerera, sin embargo, hicieron que el consumo del mismo declinara en un 0.9%. Una de las zonas de mayor consumo para este sector es la Noreste, pues utilizó el 42% del gas natural demandado en el país, durante el año 2000. Si bien el Sur-Sureste destaca dentro del consumo de este sector, es más bien utilizado para la petroquímica, cuyo comportamiento ya se describió con anterioridad.

Sector de generación de electricidad.

Este se desglosa en gas utilizado en la generación pública (Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro) y la privada (autoabastecimiento, cogeneración y producción independiente). En general, el crecimiento en este sector ha sido bastante acelerado, dada la gran cantidad de plantas de ciclo combinado, de 11.7% promedio anual entre 1993-2000. Su participación en el consumo fue del 22.6%, con 0.36 Tpc en el año 2000, similar al del sector industrial. En este sector cabe señalar que la región que más utilizó este combustible fue la Centro, pues su participación fue del 30%.

Sectores residencial, comercial y público.

Con anterioridad, las ventas realizadas por PGPB a través de la infraestructura de distribución existente se representaban como ventas al sector doméstico. Con la incorporación de nuevos agentes en la distribución, se ha desagregado parte de este rubro en los sectores residencial y eléctrico, lo que ha ocasionado una disminución en el sector residencial y de servicios. Durante el periodo 1993-2000 el consumo de estos dos sectores se encontraba estancado por la falta de infraestructura de distribución para atender su demanda; esta representó tan sólo el 2% del total nacional. Dichos sistemas se encuentran en etapa de consolidación, y en la medida en la que se desarrollen las

⁵² Se utilizó la división regional de la SENER.

redes de ductos de distribución por parte de los particulares, habrá una dinamización de la demanda. Las oscilaciones en el consumo se debieron principalmente a variaciones climatológicas como el crudo invierno de 1997. Únicamente la zona Noreste presenta un consumo significativo en este sector, pues en el resto, este es casi nulo (excepto en la zona Centro).

D) ORGANIZACIÓN.

Hasta 1995, Pemex era el único agente autorizado para construir, operar y tener en propiedad ductos de gas natural. Las actividades de comercialización, por su parte, también se encontraban poco desarrolladas. Sólo Pemex tenía facultades para vender, importar y exportar gas natural. Así mismo, la participación de la iniciativa privada en distribución era muy reducida, pues Pemex y CFE contaban con el 90 por ciento de los clientes.

Es decir, que el subsector está conformado por la empresa estatal Pemex (monopolio), y algunas cuantas empresas que distribuyen y comercializan gas natural (estaríamos hablando de una estructura de mercado oligopólica que tiende a una libre competencia). Es una modalidad híbrida que combina la exclusividad del Estado (monopolio) en las actividades upstream (extractivas), con un monopolio regulado en las ventas de primera mano de gas natural, y mercado abierto en el sector downstream, que se encuentra actualmente desregulado, en las que varias empresas privadas nacionales y extranjeras participan muy activamente. Pemex tiene el monopolio del comercio internacional de GNL, pero no del gas natural; así como una posición dominante en el proceso de transporte del mismo.

A partir de 1995 se fueron liberando, desregulando y eliminando la desintegración vertical que existía en las diversas cadenas productivas (todas ellas eran monopolio exclusivo de Pemex). Actualmente, concurren en el mercado un mayor número de empresas que compiten entre sí (mediante licitaciones) por la participación en las actividades del sector downstream.

La propiedad del recurso sigue siendo propiedad exclusiva de la nación, y Pemex es la única empresa que puede explotarlo y extraerlo, pues las empresas privadas no son sujetas de tomar posesión del mismo.

E) Regulación.

El proceso de desregulación en México empezó en 1995 con el fin de avanzar hacia una industria más eficiente y competitiva para el beneficio de los usuarios⁵³. En este año, se reforma la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo que permite que el sector privado, nacional o extranjero, construya, opere y mantenga en propiedad sistemas de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, actividades previamente reservadas a Pemex. A diferencia de los Estados Unidos y Canadá, la desregulación ha comenzado por el transporte y la distribución,

⁵³ Elizalde, Alberto La desregulación en la industria del gas natural: Especificidades en América del Norte. Memorias de la Primera reunión estudiantil de la AMEE. 20 de septiembre del 2001. México.

dejando a la producción sin desregular bajo un estricto control del Estado, y actualmente, las actividades de exploración y producción son monopolio de Pemex.

En octubre de 1995 se expide la Ley de la CRE, que la transforma de órgano consultivo en materia de electricidad, a un órgano desconcentrado, dotado con autonomía técnica y operativa, encargado de la regulación a nivel nacional de la industria eléctrica y de gas natural. El Reglamento de Gas Natural (noviembre de 1995) establece las disposiciones regulatorias que rigen el funcionamiento de la industria del gas natural, y señala las disposiciones que rigen la participación de Pemex y de los participantes en las actividades reguladas en materia de gas natural. También se introdujeron nuevos mecanismos de mercado, tales como: libre acceso a los ductos, desarrollo de un mercado secundario de capacidad, separación de servicios, libre comercio exterior de gas, restricciones en la integración vertical, y licitaciones para otorgar permisos de distribución entre otros.

F) PERSPECTIVA.

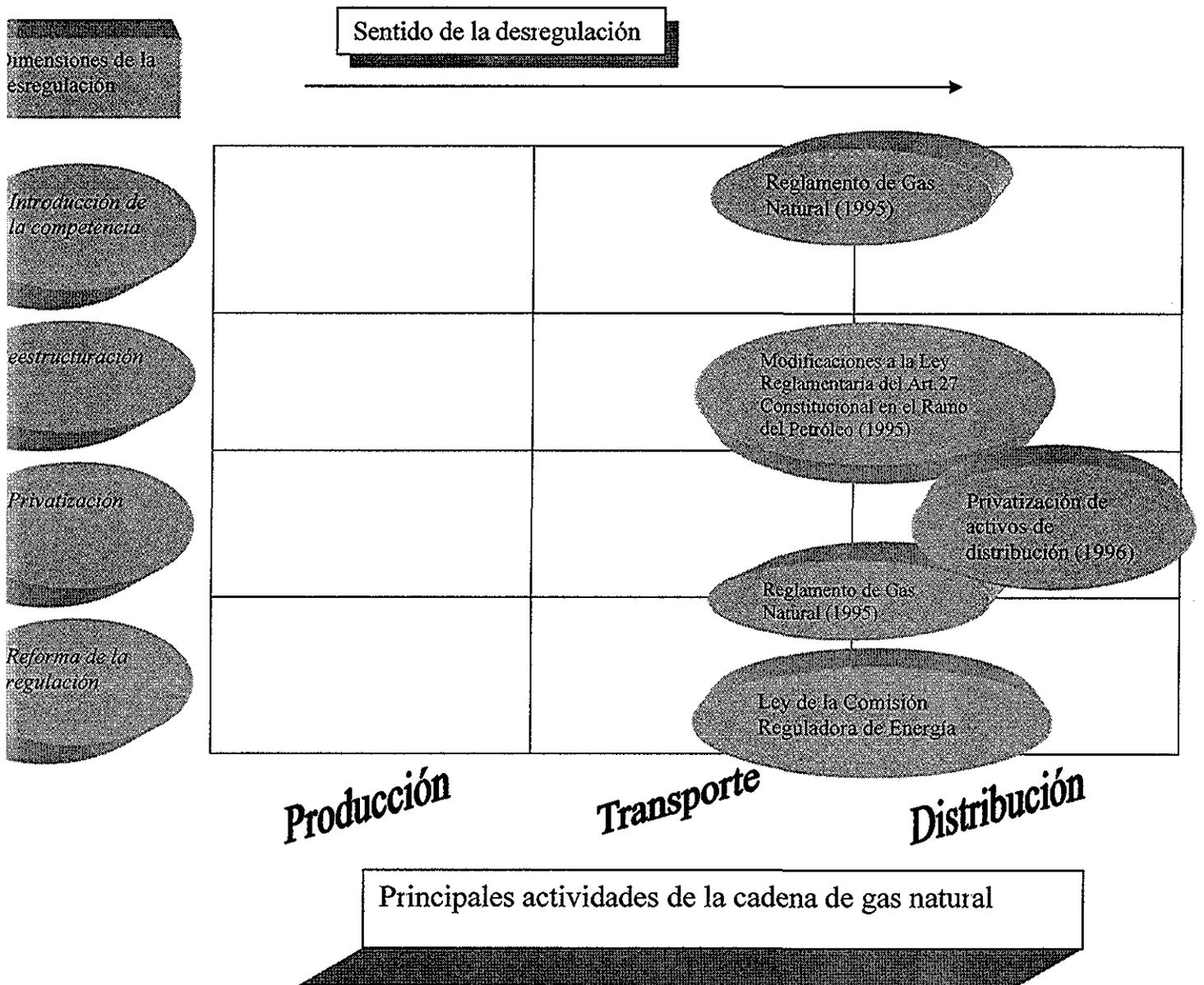
En México, la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) son los organismos encargados de dictar la política energética, y de regular la industria del gas natural. Para ello formularon un plan sectorial de energía, en el cual se reconoce la necesidad de incrementar la oferta de gas mediante mayores inversiones, y la posible importación de GNL de otros sitios. Dichas adiciones estarán financiadas con recursos provenientes del sector privado, para lo cual deben aún revisarse los esquemas legales para proveer el marco jurídico adecuado. También se creó un Programa Estratégico de Gas (PEG) que tiene como fin fundamental desarrollar nuevos yacimientos y efectuar recuperación secundaria en los ya maduros. Por lo tanto, se espera un crecimiento del 6.3% promedio anual hacia el 2010.

El Programa Sectorial de Energía 2001-2006 tiene como gran visión una población con acceso pleno a la energía a precios competitivos, empresas públicas y privadas de calidad operando en un marco regulatorio adecuado, uso eficiente de la energía, apoyo a la investigación y desarrollo tecnológico, uso de fuentes renovables y abasto energético seguro. El Programa tiene un papel estratégico para impulsar el desarrollo económico equitativo y sustentable para el país. Señala los objetivos y las líneas de acción, que apuntan hacia la transformación y modernización del sector, manteniendo ciertas áreas bajo el control estatal, y otras con participación privada nacional y extranjera. Promueve la integración regional (con América del Norte, Latinoamérica y el Caribe, Asia-Pacífico y algunos países europeos), tratados internacionales (bilaterales y multilaterales) y participación en organizaciones (AIE, OLADE, etc.).

La demanda crecerá muy dinámicamente (6.6%) en el mismo periodo, mientras que la producción lo hará en un 6.3% por lo que tendremos un déficit que cubrir con importaciones provenientes de los Estados Unidos (o de Canadá u otros lugares que exporten GNL).

De acuerdo a las estadísticas oficiales, se requerirán 21 miles de millones de dólares para producción y distribución de gas natural entre el 2000 y el 2009, cifra que deberá ser suministrada por Pemex, o por esta y la iniciativa privada.

Figura 14. Dimensiones de la desregulación en la industria del gas natural en México.



Fuente: Elizalde, Alberto. Op.Cit.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

II. SEGUNDA PARTE

Alcances de la integración energética en América del Norte.

Panorama general del subsector gas natural en la región.

La producción de gas natural en América del Norte aumentó a una tasa del 3.6% en el 2000, y al parecer la capacidad de producción será mayor en el 2001. Casi todo el incremento se dio en Sable Island (Canadá). En cuanto al almacenamiento, a principios del 2001 este era bajo, pero se estabilizó en noviembre, por lo que el crecimiento de la oferta alcanzó al de la demanda. En el 2001 las exportaciones canadienses a los E.U. seguirán creciendo, y la limitación en las mismas será por falta de capacidad de producción más que de capacidad de exportación. Otro factor que afectará será la demanda doméstica que definirá la cantidad de excedentes exportables. Al final se exportarán 3.8 Tpc.

La demanda de gas natural en América del Norte⁵⁴ (Canadá y Estados Unidos) creció durante 1997, en un 2.5% anual; sin embargo, esta cayó 3.4% al siguiente año, manteniendo esta tendencia decreciente durante 1999. Todo esto se debió a un invierno poco frío y a un débil consumo residencial y comercial. En el 2000 la demanda se recuperó repentinamente (en un 5%) gracias a un invierno muy extremo y a un aumento de la generación de electricidad con gas, mientras que el consumo para calentamiento en procesos y como insumo disminuyó. En cualquier otro momento este tipo de incremento habría causado una reacción para equilibrar el mercado, pero en el 2000 otros factores provocaron un aumento de precios. En el invierno 2000-2001, la oferta de gas norteamericana fue insuficiente, pues por varios años no se hicieron perforaciones debido a una baja demanda, precios en el NYMEX de \$2.24/MMBtu en promedio (1995-1999), bajos precios de petróleo en 1998 and 1999 y falta de incentivos para invertir por parte de los productores de gas. Así mismo, los niveles de almacenamiento fueron muy bajos.

Los precios del petróleo hicieron que los del gas natural subieran (mayores precios relativos), y estos a su vez hicieron caer la demanda de gas ya que los industriales y generadores de electricidad utilizaron petróleo. Generalmente esto tiende a moderar los precios del gas natural. Sin embargo, en noviembre del 2000 los precios del petróleo fueron altos \$34 por barril, por lo que cambiar a este combustible no era una opción; por ello en el invierno del 2000 los precios se dispararon. En algunos mercados regionales el incremento fue mucho más pronunciado (Costa del Pacífico de Canadá y los Estados Unidos) dados los apretados balances de oferta y demanda. La capacidad de los gasoductos en esta área estaba a su capacidad máxima, por lo que los precios no pudieron bajarse mediante la inyección de oferta adicional del Este, y por varios meses estuvieron desconectados del amplísimo mercado norteamericano (Columbia Británica en Canadá salió muy afectada). Las exportaciones de Canadá a E.U. se incrementaron, pero los precios internacionales y domésticos también lo hicieron. En contraste, los

⁵⁴ Natural Gas Division of the Minister of Natural Resources Canada, The Canadian Natural Gas Market Review & Outlook. Natural Gas Division Energy Resources Branch. Energy Sector. Ottawa, Ontario, Canada URL: <http://www.neb-one.gc.ca>

precios para los productores (quienes tuvieron altos márgenes de ganancias) no aumentaron demasiado pues se eliminan los costos de transmisión. Al final los consumidores pagaron la factura de este problema.

I. Balances oferta y demanda en los tres países.

Los hechos más importantes de los tres países se describen a continuación, es decir que empezamos con una explicación de los balances gaseros de Canadá, Estados Unidos y México, con el fin de establecer las necesidades de gas natural que presenta la región. Posteriormente se muestran los escenarios probables de comportamiento de la oferta y demanda, así como de las exportaciones e importaciones de acuerdo a las estimaciones provistas por los órganos informativos de cada país de la región. El propósito es identificar las tendencias del mismo en el corto y mediano plazo.

A) BALANCES OFERTA/DEMANDA DE CANADÁ, ESTADOS UNIDOS Y MÉXICO .

A continuación se analizan los resultados de manera integrada, es decir que se hace una revisión conjunta de la información referente a reservas, producción, consumo y demanda de gas natural de Canadá, Estados Unidos y México, para determinar si estos podrán satisfacer sus necesidades de dicho energético.

Después de la revisión de los datos más relevantes del sector energético de los tres países, encontramos que: la región posee moderadas reservas de gas natural (258.8 Tpc, 4.9% del total mundial), que produce en total 26.5 Tpc (el 31.3% del mundo), consumen el 31.9% del total mundial (27 Tpc), efectúan importaciones por 3.7 Tpc y exportaciones de 3.5 Tpc, con la mayor parte del comercio del mismo en Norte América, especialmente entre Estados Unidos y Canadá. Los Estados Unidos poseen la mayor parte de las reservas de la región, 167 Tpc (64.7%), y son los que producen y consume más gas natural, pero también los que realizan mayores importaciones.

Tabla 8. Gas natural en Norteamérica.

Gas Natural en Norteamérica en el 2000

	Trillones de pies cúbicos		Producción	Tasa de	Consumo	Importaciones	Exportaciones	Balanza energética
	Reservas Posibles	Reservas Probadas		reservas/ producción				
				R/P				
Canadá		167.4	19.3	8.7	23.0	0.028	3.300	3.272
EU		61.0	5.9	10.3	2.7	3.600	0.163	-3.437
México		30.4	1.3	24.0	1.2	0.058	0.049	-0.009
Total Norte América		258.8	26.5	9.8	27.0	3.686	3.512	-0.174

Fuente: Elaboración propia con base en: BP Statistical Review of World Energy 2001.

Aunque Canadá compensa el balance con una producción mayor a su consumo, y México importa cantidades poco significativas, existen desequilibrios, pues con el déficit de los EU (3.4 Tpc) las importaciones en la región son ligeramente mayores a las exportaciones, es decir que existe un saldo negativo de la balanza comercial de 0.2 Trillones de pies cúbicos. La pregunta es ¿de qué manera se cubre este desbalance? Actualmente, los Estados Unidos efectúan el 90% de sus importaciones de gas natural

precios para los productores (quienes tuvieron altos márgenes de ganancias) no aumentaron demasiado pues se eliminan los costos de transmisión. Al final los consumidores pagaron la factura de este problema.

I. Balances oferta y demanda en los tres países.

Los hechos más importantes de los tres países se describen a continuación, es decir que empezamos con una explicación de los balances gaseros de Canadá, Estados Unidos y México, con el fin de establecer las necesidades de gas natural que presenta la región. Posteriormente se muestran los escenarios probables de comportamiento de la oferta y demanda, así como de las exportaciones e importaciones de acuerdo a las estimaciones provistas por los órganos informativos de cada país de la región. El propósito es identificar las tendencias del mismo en el corto y mediano plazo.

A) BALANCES OFERTA/DEMANDA DE CANADÁ, ESTADOS UNIDOS Y MÉXICO .

A continuación se analizan los resultados de manera integrada, es decir que se hace una revisión conjunta de la información referente a reservas, producción, consumo y demanda de gas natural de Canadá, Estados Unidos y México, para determinar si estos podrán satisfacer sus necesidades de dicho energético.

Después de la revisión de los datos más relevantes del sector energético de los tres países, encontramos que: la región posee moderadas reservas de gas natural (258.8 Tpc, 4.9% del total mundial), que produce en total 26.5 Tpc (el 31.3% del mundo), consumen el 31.9% del total mundial (27 Tpc), efectúan importaciones por 3.7 Tpc y exportaciones de 3.5 Tpc, con la mayor parte del comercio del mismo en Norte América, especialmente entre Estados Unidos y Canadá. Los Estados Unidos poseen la mayor parte de las reservas de la región, 167 Tpc (64.7%), y son los que producen y consume más gas natural, pero también los que realizan mayores importaciones.

Tabla 8. Gas natural en Norteamérica.

Gas Natural en Norteamérica en el 2000

	Trillones de pies cúbicos		Producción	Tasa de	Consumo	Importaciones	Exportaciones	Balanza energética
	Reservas Posibles	Reservas Probadas		reservas/ producción				
				R/P				
Canadá		167.4	19.3	8.7	23.0	0.028	3.300	3.272
EU		61.0	5.9	10.3	2.7	3.600	0.163	-3.437
México		30.4	1.3	24.0	1.2	0.058	0.049	-0.009
Total Norte América		258.8	26.5	9.8	27.0	3.686	3.512	-0.174

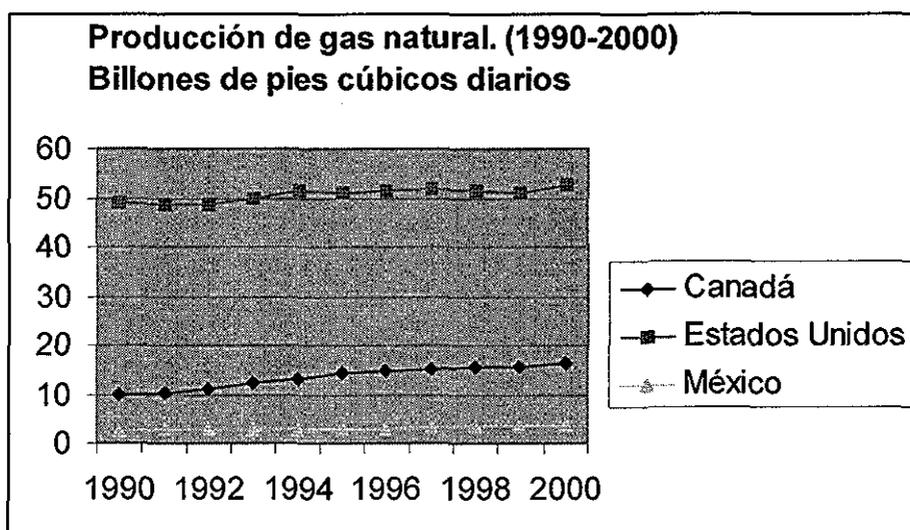
Fuente: Elaboración propia con base en: BP Statistical Review of World Energy 2001.

Aunque Canadá compensa el balance con una producción mayor a su consumo, y México importa cantidades poco significativas, existen desequilibrios, pues con el déficit de los EU (3.4 Tpc) las importaciones en la región son ligeramente mayores a las exportaciones, es decir que existe un saldo negativo de la balanza comercial de 0.2 Trillones de pies cúbicos. La pregunta es ¿de qué manera se cubre este desbalance? Actualmente, los Estados Unidos efectúan el 90% de sus importaciones de gas natural

desde Canadá, y algunas de gas natural licuado desde: Trinidad y Tobago, Qatar, Omán, Algeria, Nigeria y Australia, mientras que México, importa pequeñas cantidades desde los Estados Unidos.

Los tres países han experimentado un incremento de la producción de gas natural, y si vemos las tasas de crecimiento de cada uno de ellos en el periodo 1990-2000 (Ver Tabla 9), Canadá (con el 5.4%) es el que más lo hizo, mientras que los EU lo hicieron en tan sólo un 0.8%. México, en un lugar intermedio, lo hizo en un 2.9%. Se creció en la región, en promedio, 3% (ligeramente superior en un 1% al total mundial). Podemos concluir pues, que en su conjunto los tres países mantuvieron un incremento moderado en la producción de gas natural, y que el mismo se utilizó para satisfacer las necesidades domésticas y regionales de los mismos. A continuación se muestra una gráfica que señala el nivel de producción de cada uno de los países de la región.

Figura 15. Producción de gas natural en Norte América.



Fuente: BP. Global Statistical Review of World Energy. June, 2001.

La tasa de crecimiento fue la más alta en México (2.5%), al igual que el crecimiento de la demanda (3%). Esto no tendría ningún problema, a no ser por el hecho de que en los casos de Estados Unidos y México, el incremento de la producción es inferior al del consumo, y al de la demanda futura estimada, y además la tasa de crecimiento de sus reservas es decreciente, por lo que se prevee que ambos países enfrentarn un problema de abasto de gas natural.

Un factor que tiende a equilibrar los desajustes oferta-demanda, ha sido la incorporación de nuevas áreas de yacimientos gaseros, los programas de ahorro de energía, y la disminución de costos de extracción por abaratamiento de la tecnología relacionada con la exploración, transporte y distribución, principalmente. En los tres países existen una serie de medidas (reflejadas en propuestas o planes sectoriales) que pretenden incrementar la oferta energética.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Tabla 9. Tasas de crecimiento de las variables más relevantes. 1990-2000

Porcentajes

País Reservas Producción Consumo Demanda

País	Reservas	Producción	Consumo	Demanda
Canadá	-1.77	5.4	2.3	1.60
Estados Unidos	-0.65	0.8	1.9	2.30
México	-3.60	2.9	2.5	3.00

Fuente: Elaboración propia con base en BP.

BP. Global Statistical Review of World Energy. June, 2001.

B) ESCENARIOS 2000-2010.

Dadas las condiciones descritas con anterioridad, la evolución de las principales variables ha sido modelada por diversos centros de investigación. Uno de los estudios más completos que se encontró fue el desarrollado en 1995 por el Canadian Energy Research Institute (CERI)⁵⁵, quien estimó los escenarios probables de oferta y demanda tomando como referencia México, y los impactos que en cada una de las economías tendrían. Desafortunadamente no se pudo encontrar un estudio más reciente y fue desechado del estudio. Para una revisión de los escenarios creados por el CERI, en el Anexo II se presentan y explican los mismos.

Existe un variado número de escenarios mucho más actuales, pero con resultados muy diversos, uno de ellos es el propuesto por la NEB, en los que las proyecciones de la demanda para el largo plazo se generaron mediante la revisión de los escenarios creados por algunas organizaciones dedicadas al estudio del gas natural; posteriormente se utilizaron promedios para derivar un escenario condensado y los resultados son los siguientes:

Se asume que la demanda de gas en el 2010 será en los E.U. de 28 Tpc, y la canadiense de 3.7 Tpc. (mucho mayor en los Estados Unidos que la proyectada en 1995, pues esta era de 22.8 Tpc, para Canadá el dato 3.4 es mucho más certero); la mayor parte del incremento provendrá de una mayor generación de electricidad. La demanda será satisfecha con una producción estadounidense de 22.8 Tpc, una canadiense de 8.5 Tpc y 0.55 Tpc de GNL importados por los E.U. La oferta marginal para el 2010 vendrá de: E.U., 3.4 Tpc, Canadá: 2.5 Tpc y GNL: 0.3 Tpc. La producción del Scotian Shelf se incluye en las proyecciones para Canadá. Los precios en los E.U. caerán durante los próximos tres años, antes de aumentar lentamente (\$3.05/MMBtu para el 2003 y \$3.55 para el 2010). Los precios de Alberta disminuirán a Cdn\$3.50/GJ.

No existen proyectos formales de construcción de gasoductos para exportación, por lo que la capacidad se mantiene constante para el 2010. La capacidad existente se usó al 90% en el 2000, para exportaciones de 3.6 Tpc. Si asumimos que estas serán de 4.2 Tpc para el 2010, tendremos un factor de carga del 95%. Sabemos que seguramente se

⁵⁵ Para una explicación más profunda sobre los escenarios véase: Canadian Energy Research Institute (1995). Toward a Continental Natural Gas Market: The Integration of Mexico. CERI, Calgary, Alberta. P p 265

construirán más gasoductos para exportaciones entre Canadá y E.U. durante este período, el proyecto más grande sería uno involucrando la producción de Alaska y /o el Delta del Mackenzie, pero todo esto tiene que ser aprobado por los organismos reguladores. Hay una gran incertidumbre para el mediano y largo plazo, que es reflejado en la falta de consenso entre los modeladores. En dónde más dudas se tiene es si estas áreas podrán producir los 32 Tpc de gas para el 2010; el nivel en el que caerán los precios del gas en los próximos años y si estos estimularán desarrollos de gasoductos en el norte para abrir una nueva fuente de recursos para el final de la década.

En México, tres escenarios permiten tener una idea de la posible evolución del mercado de gas natural en el periodo 2000-2010.⁵⁶ Las principales características del “escenario base”, considerado como el más probable, son las siguientes:

El consumo nacional crecerá a un ritmo del 8.1% en promedio anual contra 5.2% en los últimos 8 años (1993-2000). El consumo más dinámico será el de hogares, comercios y servicios (15.5%), seguido por el del sector eléctrico (14.6%). Dentro de este último, la demanda de los generadores privados crecerá a una tasa del 36.3%; a ese ritmo se espera que la generación privada absorba el 32.8% de la oferta nacional de gas. Por otro lado, la estructura del consumo observará cambios importantes: la participación del sector eléctrico pasará del 23.3% al 41.87%, en tanto que la del sector industrial descenderá del 32.03 al 22.8% y la del sector petrolero del 42.67% al 30.64%.

La producción nacional crecerá a un ritmo anual de sólo 6.3% debido tanto a las fuertes restricciones presupuestales y de endeudamiento a las que supuestamente seguirá sometido Pemex, como al tiempo que toma elevar la capacidad de producción. Con el Programa Estratégico de Gas, Pemex espera conseguir 800 MMpcd adicionales en el horizonte 2003 y 3 500 MMpcd para 2008. Se estima que el programa contribuirá a la producción nacional con un 24% en 2004, ascendiendo hasta 48% en 2008. A pesar de todos los programas puestos en marcha (Cantarell, Burgos, Delta del Grijalva, Programa Estratégico de Gas) la oferta de gas nacional resultará insuficiente para cubrir la demanda.

La brecha entre producción y consumo se cubrirá con importaciones. Éstas aumentarán a un ritmo anual del 21.1%, hasta satisfacer el 23.7% del consumo; el 31% será para abastecer las zonas donde no llega la red troncal de gasoductos (Sonora y Baja California). Las compras de gas en el extranjero totalizarán 20 680 millones de dólares en el periodo 1999-2009.⁵⁷

Para lograr la autosuficiencia, que evitará la salida de divisas y presiones adicionales sobre el déficit comercial, será fundamental encontrar, producir, tratar y transportar en breve lapso grandes cantidades de gas no asociado con bajo costo de producción. Ese es uno de los grandes retos de la presente administración.

En resumen, los tres países han planteado la necesidad de incrementar sus reservas de una manera u otra, pues el ritmo de crecimiento en la demanda (aunque ligeramente

⁵⁶ Véase Secretaría de Energía, Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010, México D.F., 2001.

⁵⁷ Estimación hecha con un precio de 4 dólares por millar de pies cúbicos. En el escenario alto la factura asciende a 26 240 mdd y en el escenario bajo a 14 520. La Secretaría de Energía reconoce que se trata de una erogación importante.

deprimido por la recesión experimentada en el 2001 y que apenas está experimentando una recuperación) será positivo. En el período 2001-2010 la demanda crecerá en un 2.5% promedio anual en Canadá y EU, en México esta será del 8.1% anual en la demanda mientras que la producción lo hará en un 2.6% para Canadá y en un 1.6% para los EU; en el caso de México la producción será del 6.3% anual.

En vista de los ajustes efectuados a los escenarios en meses recientes, la tasa de crecimiento de la demanda se ha visto bastante modificada, pues para Canadá y Estados Unidos se reduce en casi un punto porcentual y para México en 1.5 puntos porcentuales. Por ello, se decidió mencionar y manejar las estadísticas y supuestos manejados por el NAEWG⁵⁸. Los resultados derivados de dicho estudio son los siguientes: la oferta de gas natural en Canadá crecerá en un 1.8% promedio anual entre los años 2000-2010, en Estados Unidos lo hará en 1.7% y en México en 6.3%. El crecimiento regional será de 2.1%, es decir que se pasará de una producción de 27 Tpc a 33.2 Tpc. Con respecto a la demanda, en Canadá esta crecerá en 1.6%, en México 6.6% y en los Estados Unidos en 1.9%, por lo que el crecimiento regional será de 2.3% promedio anual en el mismo período. Pasando de 27.4 Tpc a 34.3 Tpc.

Claramente podemos ver que el crecimiento de la demanda será superior al de la oferta, y que los montos requeridos para satisfacerla serán mayores a la disponibilidad regional del recurso (34.3 Tpc contra 33.2 Tpc), es decir, que de acuerdo a las proyecciones existirá un déficit de 1.1 Tpc para el 2010, que serán subsanadas con importaciones de Gas Natural Licuado o con un manejo por el lado de la demanda en la región.

En Canadá, actualmente se manejan optimistas cifras sobre reservas al pie de las montañas Rocallosas y en la zona de las praderas canadienses que podrán incrementar significativamente los recursos gasíferos del país. Queda por revisar la viabilidad económica para la explotación de las mismas.

En los Estados Unidos, las medidas de solución propuestas son aumentar los sitios de yacimientos gasíferos, la implementación de programas de uso más eficiente de la energía, y la importación de gas natural desde otras regiones.

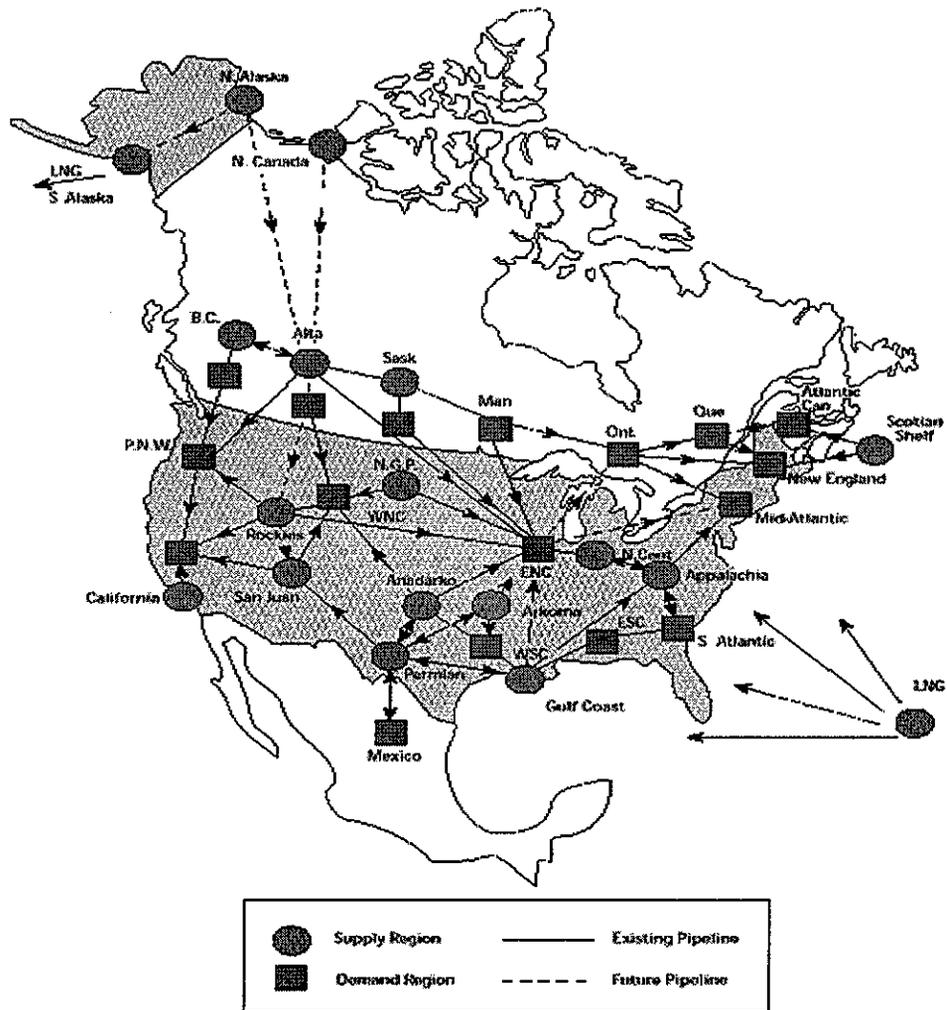
En México se formula un plan sectorial de energía, en el cual se reconoce la necesidad de incrementar la oferta de gas mediante mayores inversiones, y la posible importación de GNL de otros sitios. Dichas adiciones estarán financiadas con recursos provenientes del sector privado, para lo cual deben aún revisarse los esquemas legales para proveer el marco jurídico adecuado. También se creó un Programa Estratégico de Gas (PEG) que tiene como fin fundamental desarrollar nuevos yacimientos y efectuar recuperación secundaria en los ya maduros.

Una de las medidas que se han tomado, es la integración energética de América del Norte, pues la proximidad geográfica, así como la dotación de recursos naturales y antecedentes de colaboración en otras áreas constituyen factores importantes para determinar e incentivar la conformación de un mercado energético Norteamericano.

⁵⁸ North American Energy Working Group. North America-The Energy Picture. June, 2002

Figura 16. Esquema de las conexiones de los centros de producción, a los centros de consumo en Norte América. OECD/ IEA (1995). The IEA Natural Gas Security Study. Paris, France.

**Figure S.1
NARG Model Pipeline Schematic**



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

II. Proceso de integración energética en América del Norte.

En términos generales el ritmo y alcance de la integración depende fundamentalmente de tres factores: la dotación en recursos energéticos a bajo costo, las formas de organización y regulación de las industrias de la energía, y los factores institucionales. Si hay disponibilidad de recursos naturales, las formas de organización y regulación son compatibles y si hay voluntad política, la integración avanzará a grandes pasos, de lo contrario la marcha será más lenta⁵⁹.

1.- Integración económica en América del Norte.

Actualmente, existe un proceso de integración económica en el mundo, conocida como globalización, que en términos generales elimina las barreras al comercio internacional. Así mismo, existen ciertos bloques económicos que mantienen acuerdos bilaterales o multilaterales, en los que se dan tratos preferenciales a ciertos países. En este contexto, Canadá, Estados Unidos y México mantienen una serie de acuerdos que han fomentado la integración económica entre ellos.

Los tratados que han facilitado la integración en este sentido son: General Agreement on Tariffs and Trade (GATT), Canada - United States Free Trade Agreement (FTA) y North American Free Trade Agreement (NAFTA). Estos convenios, en algunos casos, son mejor conocidos por sus nombres en español, el Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (AGAAC o GATT), pacto multilateral; el Acuerdo de Libre Comercio (ALC o FTA), convenio bilateral firmado entre Canadá y Estados Unidos, y el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN o NAFTA), acuerdo trilateral firmado entre Canadá, Estados Unidos y México.

A continuación se presentan las características y resultados de estos acuerdos, para posteriormente hablar específicamente sobre la integración energética.

A) ACUERDO GENERAL SOBRE ARANCELES ADUANEROS Y COMERCIO (AGAAC O GATT).

El General Agreement of Tariffs and Trade (GATT) entró en vigor en enero de 1948. En él, las naciones firmantes reconocen que las relaciones en el campo del comercio y la economía deben efectuarse con el fin de elevar los estándares de vida de la población, asegurando el pleno empleo y el crecimiento del ingreso real y la demanda efectiva; desarrollando el pleno uso de los recursos del mundo y expandiendo la producción e intercambio de bienes. Para alcanzar dichos objetivos los países acuerdan eliminar o reducir las tarifas y otras barreras al comercio, así como la erradicación de los tratos discriminatorios en el comercio internacional. Canadá y Estados Unidos son parte del grupo de países que se adhirieron al mismo desde la firma del tratado, pero México lo hizo hasta 1984.

Algunos de los beneficios que ha traído para México son la disminución de las barreras arancelarias y no arancelarias en el comercio internacional, el logro de un trato en un plano de mayor igualdad en el ámbito comercial, y la posibilidad de negociar diversos aspectos de intercambios en foros internacionales. En cuanto al sector energético se refiere, no se hace

⁵⁹ Rodríguez Padilla Víctor (2001) La integración energética en América del Norte. Soberanía, seguridad, pragmatismo. Documento para el Seminario Internacional "Los nuevos actores en el espacio de América del Norte". Posgrado de la Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México

una mención específica al gas natural, pero cuando se hable de las salvaguardas de seguridad nacional, y a que los gobiernos podrán establecer áreas a regular o proteger con dichos motivos, se entiende que el sector energético es parte de ello, y por lo tanto ciertas prohibiciones, restricciones o medidas arancelarias están permitidas.

B) ACUERDO DE LIBRE COMERCIO (ALC O FTA)

El Free Trade Agreement (FTA) entró en vigor el 1o. de enero de 1989. Este consiste en la eliminación gradual de tarifas, y la reducción de barreras no tarifarias en los bienes comerciados entre Canadá y E.U. Una particularidad de este tratado consiste en que no fue diseñado como parte de una serie de reformas de mercado más amplias, ni como respuesta a una crisis económica, si no que se trata de una política puramente comercial.⁶⁰ Diez años después, todas las tarifas de los bienes originados en Canadá y E.U. fueron suprimidas, con la excepción de un limitado número de productos agropecuarios a los que se impusieron cuotas en lugar de las anteriores medidas no tarifarias como resultado de la ronda de Uruguay (en las negociaciones del GATT). El acuerdo también incorporó un proceso más eficiente para la resolución de disputas.

El ALC se incorporó al TLCAN en enero de 1994, y uno de los cambios principales en el mismo es que con el TLC se expande el área de libre comercio para incluir a México. Asimismo, se incentiva, un comercio más libre en sectores tales como inversión y servicios, mejoras en la protección de la propiedad intelectual, mayor competencia y en las adquisiciones del gobierno.

Los efectos de este tratado se han sentido mayormente en las economías canadiense y norteamericanas, pues si bien se mencionan importantes beneficios en el mediano o largo plazo (aumento en la productividad y salarios por empleado), ha tenido costos en el corto plazo que han sido absorbidos por la fuerza de trabajo y el sector productivo canadiense (cierre de plantas y desempleo). Sin embargo, en su conjunto, el establecimiento de dicho acuerdo, así como similitudes ideológicas y culturales, han permitido que el flujo de mercancías y servicios sea más ágil entre ambos países.

El sector energético fue, al igual que el resto de los sectores, completamente liberado, por lo que el flujo entre los dos países se acrecentó. Surgen sin embargo voces que reclaman por un cuidadoso manejo de este sector, pues las importaciones de gas natural de los Estados Unidos recaen demasiado en Canadá, por lo que los recursos de este país podrían estarse comprometiendo injustificadamente.

C) TRATADO DE LIBRE COMERCIO DE AMÉRICA DEL NORTE (TLCAN O NAFTA)

El North American Free Trade Agreement (NAFTA), puesto en vigor en 1994, define con mucha mayor amplitud las medidas a seguir con respecto al sector energético. En este tratado el capítulo VI "Energía y Petroquímica básica" condensa todos los lineamientos para el comercio de energía en la región. A continuación se mencionan los puntos que conciernen al comercio del gas natural.

⁶⁰ The Long and Short of the Canada - United States Free Trade Agreement. Daniel Tefler. Working Paper 8293 National Bureau of Economic Research. <http://www.nber.org/papers/w8293>.

El artículo 601, las partes firmantes del Tratado reafirman su respeto a los ordenamientos constitucionales de cada país, y reconocen la importancia de fortalecer el comercio de gas natural, así como a las ventajas de acrecentarlo a través de su liberalización gradual y sostenida.

En el artículo 602, "alcance y cobertura", se habla sobre las medidas con respecto al gas natural originado en la región, así como a los procedimientos sobre la inversión y comercio transfronterizo de servicios relacionados con dicho bien.

El anexo 602.3 sobre "Reservas y Disposiciones Especiales" establece los bienes para los cuales el Estado Mexicano mantiene reservas con respecto a la aplicabilidad de las medidas antes mencionadas. Algunas de ellas comprenden la inversión y la prestación de servicios en las actividades de exploración y explotación de gas natural y artificial, entre otros, según la constitución. En cuanto al gas natural, se especifican las modalidades que deberán seguir los contratos de suministro, y eventualmente las cláusulas de desempeño por incluir en los mismos. Se incorporó una cláusula contra la erosión y el menoscabo de la reserva. Esto significa que, en caso de controversia entre el párrafo de las reservas y cualquier otra disposición de éste Tratado, prevalecerá el primero en la medida de esa incompatibilidad.

El artículo 603 sobre "Restricciones a la Importación y a la Exportación" incorpora las disposiciones del GATT en materia de prohibiciones y restricciones al comercio exterior de gas natural. Se prohíbe el uso de precios mínimos y máximos a la exportación y a la importación; sin embargo un país tiene la capacidad de restringir libremente sus exportaciones de bienes energéticos no renovables para su conservación, y también de aplicar restricciones a la exportación de materias primas en apoyo a programas gubernamentales de estabilización si existe una escasez interna o internacional de los mismos.

El artículo 604 sobre "Impuestos a la Exportación" prohíbe la aplicación de impuestos a la exportación de gas natural, excepto cuando se dictaminen igualmente para los otros países miembros o para el consumo interno.

Conforme a las reglas aceptadas del GATT, el artículo 605 relativo a "Otras Medidas sobre la Exportación" se señala claramente que México no tendrá obligación alguna de garantizar el abasto de gas natural a Canadá o Estados Unidos.

El artículo 606 sobre "Medidas Regulatoras en Materia de Energía" impone disciplina a la aplicación de medidas regulatoras en materia de energía con referencia a los aspectos de *trato nacional*, restricciones a la importación y exportación conforme se menciona en el artículo 603, e impuestos a la exportación señalados en el artículo 604. El principio que rige este artículo señala que dichas medidas regulatoras no deberán dar un trato menos favorable a los productos importados que el concedido a los productos nacionales, es decir la aplicación de tales medidas deberá llevarse a cabo en el marco del principio de *trato nacional* y de las restricciones en vigor con respecto a la comercialización internacional de bienes energéticos del GATT.

Se prohíbe discriminar los productos susceptibles de exportación, y se establece que las partes deberán hacer todo lo posible para que, al introducir nuevos reglamentos o medidas regulatoras, éstos no distorsionen el comercio ni tampoco afecten o disuelvan las relaciones contractuales ya existentes.

El artículo 607 sobre "Medidas de Seguridad Nacional" exige a México de las disposiciones restrictivas para aplicar el concepto de seguridad nacional en el comercio energético. México podrá invocar el concepto más amplio de seguridad nacional codificado en el artículo XXI del GATT y en el 2012 del propio Tratado. Así, el anexo 607.2 sobre "Seguridad Nacional" señala que dicho artículo no obliga ni confiere derechos de nuestro país. Se protege la libertad de México para restringir el comercio de gas natural por motivos de seguridad nacional.

A fin de mantener en cierto nivel las reservas de recursos energéticos (en este caso el gas natural), el artículo 608, "Disposiciones Misceláneas", se orienta a fomentar las actividades relacionadas con la exploración y desarrollo de los yacimientos mexicanos. Este artículo se complementa con las disposiciones establecidas en el anexo 608.2 sobre "Otros Acuerdos" relativas a cláusulas en vigor entre Estados Unidos y Canadá, no extensivas a México.

Con la firma del TLCAN México no contrajo ninguna obligación para abastecer de gas natural a los otros dos países; se preservaron los principios de nuestra Constitución Política, y se apegó a los derechos y obligaciones que con respecto a la energía se estipulan en el GATT. Efectivamente el TLC ha abierto las puertas no sólo a la entrada y salida de mercancías de nuestros vecinos del norte, sino a la inversión en la industria del gas natural, de una manera reglamentada.

2.- Integración energética en América del Norte, y alcances de la misma.

La integración energética se da en cuatro dimensiones⁶¹: *física, económica, política y empresarial*. Algunas medidas que tienden a incrementar el grado de integración en cuanto a gas natural se refiere, son: en la dimensión física, la construcción de gasoductos, e interconexiones entre los tres países. En la dimensión económica, la disminución de barreras arancelarias al comercio fronterizo, el establecimiento de estándares comunes, la armonización de medidas fiscales y los marcos regulatorios. En la dimensión política, el intercambio de información, la realización de programas conjuntos, la creación de mecanismos de apoyo mutuo y cooperación, la institucionalización de grupos de trabajo, la creación de mecanismos de consulta y contingencia, y la política energética nacional. Finalmente en la dimensión empresarial, las alianzas estratégicas entre empresas públicas, privadas y mixtas, así como las estrategias para ingresar a mercados transregionales.

En la última década México ha desarrollado procesos de integración energética bilateral y multilateral con sus vecinos del norte (Estados Unidos y Canadá) y del sur (Centro y Sudamérica), en materia de petróleo, gas natural y electricidad. El alcance de estos procesos, ha tenido distintos resultados. Mientras que el primero se ha ampliado y profundizado, el segundo ha caminado lentamente. Ese resultado se explica por un mayor interés y voluntad por parte del gobierno mexicano para avanzar con rapidez hacia la conformación de un mercado norteamericano de energía, tarea que ha concentrado la atención y los recursos disponibles de las instituciones dedicadas a promover la integración.

⁶¹ Rodríguez Padilla Víctor (2001). Ibid

Lo que aquí nos concierne es el proceso en Norteamérica, por lo que el Plan Puebla Panamá y la reactivación del Grupo de los Tres, no serán analizadas en este trabajo. La integración presenta diferentes grados de avance tanto en sus dimensiones fundamentales como en las diferentes cadenas energéticas. Se ha progresado más en la dimensión física y económica y menos en la dimensión política y empresarial; asimismo, más en carbón y gas natural y menos en petróleo y electricidad. A continuación se describirá el grado de avance en cada uno de los ámbitos de la integración energética en la región.

A) DIMENSIÓN FÍSICA:

En el plano de la dimensión física-técnica, las modalidades de coordinación vigentes en México pueden facilitar la integración física cuando se trata de poner en marcha proyectos de interconexión multilateral que difícilmente impulsar a el sector privado por el alto grado de complejidad política y económica. La construcción de gasoductos que atraviesan varios países presupone la existencia de acuerdos multilaterales, que se logran con mayor facilidad en el marco de instituciones de carácter multilateral en la que los participantes sean los gobiernos de los mismos.

México es un importador neto de gas natural proveniente de los Estados Unidos. Como la producción estadounidense va disminuyendo, mientras que la canadiense va en aumento, ésta última podría complementar los requerimientos de la economía mexicana durante el tiempo que le tome a México ampliar y desarrollar sus reservas para alcanzar la autosuficiencia y, quizás, exportar. Recientemente las autoridades de ambos países firmaron una carta de intención como marco para la cooperación en temas de interés común, como eficiencia energética, fuentes alternas y suministro de energía (gas natural).⁶² Existen interconexiones a todo lo largo de la frontera⁶³, y el sector privado las siguen incrementando, algunas veces en asociación con Pemex, como una oportunidad de negocio, pues las actividades corriente abajo están completamente desreguladas y abiertas a la inversión nacional y extranjera.

B) DIMENSIÓN ECONÓMICA:

Este tipo de integración comprende propiamente los aspectos económicos, comerciales, financieros y regulatorios. Los aranceles han sido eliminados y el marco regulatorio ya casi está armonizado con el del país vecino. La pasada administración planteó la creación de un solo mercado de gas natural en América del Norte como uno de los grandes objetivos de la política energética de México, objetivo que consideró compatible con la preservación del monopolio de Pemex en la exploración, producción y venta de gas nacional, así como de su posición dominante en el transporte y el comercio interno y externo.

Atendiendo al punto de vista económico, podemos afirmar que la integración plena de sistemas energéticos resulta incompatible con la modalidad de control central, ya que implicaría y exigiría el abandono del control nacional –uno de los elementos esenciales de

⁶² "Cooperación en materia energética en América del Norte", comunicado, Secretaría de Energía, 24 de abril, 2001.

⁶³ El flujo es bidireccional en la parte media y central de la frontera, pero unidireccional en la porción occidental, ya que los estados de Sonora y Baja California Sonora están aislados de la red troncal y son abastecidos desde Arizona y California

esta modalidad— en favor de una entidad multilateral o supranacional. En consecuencia, la integración económica que logre México con los países vecinos en materia de petróleo, gas natural y electricidad, es y será necesariamente limitada.

En el aspecto financiero, el hecho de que México utilice el Henry Hub como referencia o indicador de precios (mismo que es usado para establecer los contratos de futuros para el mercado NYMEX), hace que estemos integrados al mercado de Norte América.

En cuanto al aspecto comercial se refiere, una parte muy importante en cualquier proceso de integración son los tratados o acuerdos que los países efectúen entre sí. En este caso, Canadá, Estados Unidos y México son parte de acuerdos multilaterales, trilaterales y bilaterales. Ello determina en gran medida, de qué manera se realizan los intercambios de bienes y servicios, y por ende la manera en la que dicha integración se da.

Con la finalidad de mejorar el sistema de suministro de gas natural, incrementar los ingresos fiscales y ampliar la participación privada, las autoridades efectuaron un cambio estructural en la industria del gas natural. Las estrategias fueron, la reestructuración de Pemex, el aprovechamiento de fuentes y mecanismos de financiamiento extrapresupuestales (con énfasis en las operaciones en el mercado internacional de capitales y en el uso de esquemas financieros para el desarrollo de proyectos de inversión con ahorro privado), la desregulación, liberalización y privatización, parcial o total, de algunos segmentos que componen las cadenas energéticas; y, finalmente, la fijación de precios y tarifas con base en precios frontera (Estados Unidos).

En cuanto al marco regulatorio se refiere, a partir de la publicación en 1995 de la Ley de Gas Natural, PEMEX ya no es el único canal para importar y exportar gas natural; pues se ha dado paso a la intervención de compañías privadas en el transporte, almacenamiento y distribución de gas, así como en el comercio internacional del mismo, y la CRE es la entidad que reglamenta el sector gas natural.

Para ampliar el consumo de gas natural la pasada administración impulsó la apertura de la industria de ese hidrocarburo en sus segmentos downstream. La reforma, aprobada por el Congreso en mayo de 1995, separó las actividades de la cadena y permitió la participación privada en transporte, almacenamiento y distribución. Paralelamente quedaron eliminadas las restricciones al comercio exterior y a la comercialización. Pemex conservó la exclusividad en la exploración, producción, procesamiento y ventas de primera mano de gas nacional, así como la operación y la propiedad de la red troncal de gasoductos, pero tuvo que vender sus redes de distribución para acatar las nuevas restricciones a la integración vertical. Asimismo, se le autorizó continuar participando en la importación, exportación y venta a los grandes usuarios. Los sistemas de distribución de gas natural de la CFE en el norte del país fueron desincorporados y vendidos al sector privado.

Como resultado, la industria del gas natural tiene ahora nuevas estructuras que combinan el monopolio público con algunos mecanismos de mercado. En contraste la industria del petróleo mantiene la estructura tradicional. El balance global de los cambios ha sido positivo, pero no satisface a las autoridades tutelares y reguladoras por lo que proponen acelerar el cambio estructural para afrontar los retos inmediatos y futuros del sector. El sector privado, nacional y extranjero, fue autorizado a desarrollar 66 proyectos de transporte y 21 de distribución, los cuales comprometieron inversiones por 2 157 mdd. Ello haría llegar el combustible a 2.3 millones de usuarios industriales, comerciales y

residenciales, en beneficio de alrededor de 10 millones de habitantes. La CRE considera que existen rezagos que dificultan satisfacer los requerimientos de los consumidores en términos de cantidad, oportunidad, lugar y modalidades de entrega, por lo que el desarrollo de la industria dista de ser competitivo y eficiente. Ubica la causa de esas anomalías en la falta de nuevos actores. Y no duda en advertir que de no corregirse, esos rezagos pondrán en entredicho el éxito de la reforma.⁶⁴

Nuestro país ha experimentado un proceso de desregulación en dicha industria, sin embargo no ha sido tan profunda como en los otros (sin dejar de cumplir con los lineamientos del TLCAN) dos países, por lo que existe actualmente un debate sobre si esta apertura deberá ser mayor (modificar el artículo 27 constitucional para permitir la explotación privada de cuencas gasíferas, eliminando así el monopolio de PEMEX) o continuar con el esquema de economía mixta con una participación Estatal y privada claramente definida. El proceso de integración en América del Norte será más dinámico si México adoptara las mismas formas de propiedad, organización y regulación que las de los Estados Unidos y Canadá. De ahí la insistencia de los interesados para que México modifique las formas de propiedad, organización y regulación, pues sólo de esa manera se logrará construir un gran mercado de energía en América del Norte. Por el momento el interés se concentra en la apertura industria de gas natural, dado que la modalidad de mercado abierto ya está operando en los segmentos downstream. Sin embargo, es importante insistir que el cambio de modalidad de coordinación no es una condición necesaria para seguir avanzando por senderos que integren más a los tres países.

C) DIMENSIÓN POLÍTICA:

Aquí nos referimos a la voluntad de integrarse. Esta dimensión puede ampliarse y profundizarse sin que necesariamente medie un cambio en las modalidades de coordinación vigentes. De hecho se ha desarrollado ampliamente en las últimas tres décadas a través de Pemex y CFE. En efecto, ganarse el beneplácito de los Estados Unidos ha sido crucial para la obtención de créditos y la negociación de otros aspectos de la agenda bilateral. La modalidad de coordinación central ha facilitado los avances en esta dimensión debido a la mayor capacidad de negociación, financiamiento y disponibilidad de personal técnico que ha podido desplegar el Estado mexicano al controlar a las empresas del sector.

El gobierno canadiense ha tratado de implementar medidas para evitar el declive de sus reservas, entre ellas se encuentra la exploración en nuevas áreas antes descartadas por altos costos de extracción (Territorios del Noroeste, y el Yukon), así como manejos por el lado de la demanda. Este país no tiene grandes problemas para satisfacer su demanda doméstica, pues aunque sus consumos per cápita son elevados, cuenta con una población muy baja. La mayor cuestión a revisar es su papel como mayor exportador de gas natural para los Estados Unidos, es decir, hasta qué punto Canadá está "obligado" a satisfacer la demanda de este último; esto sin comprometer la sustentabilidad de sus reservas, y su soberanía nacional.

George W. Bush creó el National Energy Policy Development Group, para que desarrollara una política energética nacional que ayude a la iniciativa privada, y a los

⁶⁴ Véase CRE, (2000). Los nuevos retos de la industria del gas natural; documento macro de la consulta pública para avanzar hacia una estructura más eficiente y competitiva en la industria de gas natural en México, México, octubre.

gobiernos estatales y locales para promover la producción y distribución de energía para el futuro, de una manera segura, rentable y ambientalmente amigable.

En el reporte de este grupo⁶⁵ los tres retos principales sobre los que gira la política energética de los Estados Unidos son: Promover la conservación de energía, reparar y modernizar la infraestructura energética y aumentarla de tal manera que se proteja y mejore el medio ambiente. Estos retos han sido abordados de diversas maneras y el país trabaja intensamente en el desarrollo de tecnologías ahorradoras de energía en el hogar y en la industria, así como en el incremento de la seguridad en los gasoductos y sustitución de equipo dañado u obsoleto.

En cuanto al incremento de la oferta energética se refiere, un primer camino ha sido la creciente inversión en exploración y desarrollo de nuevos yacimientos, pues la mayoría de los pozos existentes son maduros y sus reservas están declinando, por lo que se está efectuando recuperación secundaria en muchos de ellos. La segunda vía ha sido abrir (que iría de alguna manera en contraposición con el mismo reto) la posibilidad de explorar y explotar la antes protegida Refugio Nacional Artico de la Vida Silvestre (ANWR) en Alaska. La tercera ha sido la importación de gas natural, vía gasoducto, desde Canadá, o de gas natural licuado de otros países. A continuación se presenta una síntesis del Plan Nacional de Energía de la administración Bush.

Durante los próximos 20 años⁶⁶, el crecimiento en el consumo de energía de los E.U. superará a la producción si esta crece a las tasas de los últimos diez años.

Los E.U. en el 2001 enfrentaron una falta de abasto energético más graves desde el embargo petrolero de los años 70. El desbalance entre oferta y demanda es lo que define la crisis energética nacional, pues las necesidades proyectadas serán mayores que los niveles estimados de producción. Si éste continúa, se deteriorará la economía, el estándar de vida y la seguridad nacional de los estadounidenses. El país es líder en logros científicos, tecnológicos, y capacidad empresarial; así mismo, existen abundantes recursos naturales y creatividad humana, y será mediante un buen liderazgo y políticas realistas que podrá satisfacerse la demanda de energía, y promover la conservación de la misma de forma ambientalmente responsable.

En los Estados Unidos la prosperidad y forma de vida se basan en el uso de la energía; ellos tienen el "know how" para satisfacer los tres retos que enfrenta: promoción de la conservación de la energía, reparación y modernización de la infraestructura energética, e incremento de la oferta energética protegiendo y mejorando el medio ambiente. El cumplimiento de los mismos es fundamental para elevar la calidad de vida. Ya se está cumpliendo el primero, utilizar mejor la energía, ya que avances tecnológicos en la eficiencia energética han contribuido a la conservación, y si bien, los mismos no pueden por si solos solucionar el problema energético, seguirán siendo importantes en el futuro.

El segundo reto es reparar y expandir la infraestructura energética. Actualmente la distribución de gas natural está obstaculizada por una inadecuada red de gasoductos.

⁶⁵ Energy Information Administration (EIA)- Department Of Energy (DOE), (March, 2001). Energy Policy. Reliable, affordable and Environmentally Sound Energy for America's Future. Report of the National Energy Policy Development Group.
URL:<http://www.eia.doe.gov>

⁶⁶ Op. Cit.

Para concatenar la oferta y la demanda deberán construirse 38,000 millas de gasoductos junto con 255,000 millas de líneas de distribución.

Aumentar la oferta energética mientras se protege el medio ambiente constituye el tercer reto, pues incluso con los esfuerzos de conservación se necesitará más energía. Recursos renovables y combustibles alternativos son una opción, pero sólo representan una pequeña parte de las necesidades energéticas. Se estima que en los próximos 20 años, el consumo de gas natural crecerá más del 50%, y si la producción lo hace a la misma tasa de los 90 (14%) existirá una creciente brecha.

La política energética propuesta es una estrategia clara de largo plazo, incorpora tecnologías amigables con el medio ambiente para aumentar la oferta energética e incentiva el uso más limpio y eficiente de la energía; busca elevar los estándares de vida de los norteamericanos, integrando las políticas económicas, energéticas y ambientales. Estos principios servirán para lograr las cinco metas específicas nacionales: mayor conservación, modernización de la infraestructura energética, aumento de la oferta energética, mayor la protección y mejora del medio ambiente, e incremento de la seguridad energética nacional.

Casi todo el gas se produce y vende en la misma región y los precios se determinan por mercados regionales. En el 2000 los mismos se elevaron después de quince años de relativa estabilidad (\$9.98 por millón de Btus en diciembre del 2000, casi cinco veces más que el promedio de \$2.05 entre 1991-1999). Entre el 2000 y el 2020, la demanda proyectada por la EIA irá de 22.8 a 34.7 trillones de pies cúbicos. Otras fuentes como el Cambridge Energy Research Associates, espera que el consumo de gas se incrementará en un 37 por ciento en ese mismo período. El aumento en la producción nacional de gas de 19.3 Tpc en el 2000 a 29.0Tpc en el 2020 no será suficiente para cubrir la demanda proyectada. En el corto plazo la producción marginal de gas vendrá de fuentes no convencionales en las Rocallosas, la costa del Golfo, y regiones de medio continente; la pendiente norte de Alaska y costa afuera del Golfo de México.

El reto de largo plazo es que la oferta pueda satisfacer la demanda a precios razonables, pues si no es así los altos precios serán un problema continuo y con fuertes impactos sectoriales. La brecha oferta-demanda se cubrirá con mayores importaciones de energía, mucho mayor eficiencia en el uso de la misma, e incremento en la oferta energética nacional. La seguridad energética nacional depende de una oferta suficiente para soportar el desarrollo económico mundial, y el de los Estados Unidos. Las políticas energéticas que recaen en las fuerzas del mercado han conducido a mayores ganancias energéticas en las dos décadas pasadas. También se han diversificado las fuentes, y desde 1970 la eficiencia energética se ha incrementado.

Para asegurar al país es necesario que la producción, procesamiento y transporte de energía sea doméstica. Los Estados Unidos producen 72 de los 99 cuatrillones de Btus de energía que consume, y son casi autosuficientes excepto en petróleo (importan 52% de sus requerimientos netos), y gas natural, del cual se importan 16% de los requerimientos. La mayor producción y cooperación energética entre Canadá, E.U., y México incrementará la seguridad nacional de estos tres países, sobre todo a través del TLCAN. Por ello son necesarias reformas energéticas compatibles en los tres países (reconociendo diferencias en las jurisdicciones).

El desregulado sector energético canadiense, así como sus estrategias energéticas de desarrollo sustentable han contribuido a la salud de la economía del TLCAN y al medio ambiente, y una integrada red de gasoductos que existe entre ambos demuestra la naturalidad de un comercio energético norteamericano. Para avanzar en los objetivos económicos y medioambientales comunes el sector privado está dedicado a desarrollar las reservas norteamericanas de gas y las interconexiones entre los dos países.

La relación energética con México refleja la creciente interrelación de las economías ligadas por el TLCAN. Las reservas estadounidenses de gas natural, los gasoductos, y las industrias están más cercanas a la creciente área fronteriza que algunas de las reservas mexicanas (gas natural exportado al noroeste de México). México es una fuente confiable de petróleo, y lo seguirá siendo en la próxima década. En donde el país abrió las puertas a la inversión privada (almacenamiento, transporte y distribución de gas natural) han sido también para el beneficio de los E.U., y a medida que este pueda atraer inversión extranjera adicional consistente con su Constitución, que reserva los derechos de exploración y la producción al gobierno mexicano, los Estados Unidos deben incentivar a su iniciativa privada a considerar inversiones basadas en el mercado.

En este sentido, la voluntad de integrarse de los tres países ha quedado de manifiesto, mediante la política exterior energética de la presente administración,⁶⁷ pues se han firmado acuerdos cuyo objetivo ha sido el promover a México, fortalecer los esquemas de concertación regional, así como apuntalar y encabezar los esfuerzos de promoción económica y comercial, para aprovechar al máximo las oportunidades que ofrece la globalización. Un gran reto es el fortalecimiento de la cooperación energética en la escala internacional, sobre la base del beneficio mutuo, un mayor valor agregado, el desarrollo equilibrado de las cadenas productivas, el aprovechamiento racional de las reservas, el cuidado del entorno natural y, dado que las empresas públicas no serán privatizadas, el apuntalamiento de Pemex, CFE y LFC como actores centrales del proceso.

En México, algunos de los retos formulados para este subsector han sido una seguridad en la disponibilidad y el abasto de gas natural, cumplimiento de criterios ambientales en la generación de electricidad mediante la reconversión de plantas de combustóleo a ciclos combinados, y una ampliación del mercado de gas natural para uso industrial, residencial, comercial y doméstico. Sin embargo, el cumplir estos objetivos pondrá una presión en la disponibilidad de recursos para satisfacerlos, y ya las proyecciones marcan un déficit en los mismos que habrá de ser subsanado con importaciones provenientes de Estados Unidos y de Canadá principalmente. Actualmente se trabaja en la incorporación de nuevas reservas con recursos públicos y privados (con la inclusión de los contratos múltiples como una de las medidas para captar más recursos), así como en la búsqueda de procesos más eficientes y baratos de explotación de los yacimientos ya existentes. Así mismo, la importación de GNL se plantea como una posible solución con la construcción de tres plantas regasificadoras en Rosarito, Mazatlán y Cd. Madero. Se incluye a continuación un resumen del programa sectorial de energía de México.

Por otro lado, no hay que descartar el hecho de que México recibe algunas presiones para vender gas a los EU, pues el potencial de reservas en la Cuenca de Burgos, principalmente ha creado muchas expectativas sobre el potencial gasero de nuestro país. Yo me inclino a pensar que solamente en el escenario de que México tuviera

⁶⁷ Véase: Jorge Castañeda, XII Reunión de Embajadores y Cónsules, Secretaría de Relaciones Exteriores, México D.F., enero 2001.

efectivamente reservas enormes sin descubrir, podríamos convertirnos en exportadores, de otro modo sólo veo que con trabajos cubriremos nuestra propia demanda, o cuando menos no tendremos que importar demasiado.

D) DIMENSIÓN EMPRESARIAL:

Se ha avanzado con la conformación de consorcios privados donde participan empresas de los tres países. Sin embargo, se debe mencionar que firmas canadienses y estadounidenses se han estado retirando en un movimiento estratégico de concentración de actividades en sus mercados nacionales. Esta dimensión ha sido poco desarrollada no tanto debido a la modalidad de control central sino a la escasez crónica de recursos de inversión que han afectado a las empresas públicas. La experiencia se limita a la asociación de Pemex por un lado con Shell en la refinería de Deer Park en Texas y, por el otro, con el consorcio Mexpetrol para desarrollar actividades de exploración producción en algunos países latinoamericanos, particularmente en Argentina. Es claro que si se adoptara la modalidad de mercado abierto podría observarse una considerable expansión de las oportunidades de negocios para los actores privados y, por lo tanto, una más amplia gama de iniciativas de integración. Nótese que también podrían lograrse importantes avances si Pemex y CFE tuvieran autonomía financiera y estratégica. Mediante alianzas estratégicas podrían mejorar su acceso a recursos y mercados intra y extraregionales, aunque tarde o temprano se plantearía la cuestión de la "reciprocidad" de apertura de mercados por parte de los países donde los posibles socios de esas empresas públicas tienen su base.

En consecuencia, un importante reto para México en su relación energética con el exterior es lograr una mayor integración hacia el norte y hacia el sur sabiendo que importantes porciones del sector energético siguen bajo un esquema predominantemente estatal, pero que en los países vecinos prevalece la modalidad de mercado abierto.

III.- Opciones.

El gran desarrollo de la industria del gas natural en los últimos 15 años ha sido inducido por la apertura de nuevos mercados mediante avances tecnológicos en la oferta y la utilización⁶⁸, así como a la existencia de incentivos para competir en un esquema de libre mercado gracias a la desregulación del sector. En Canadá y Estados Unidos la industria del gas natural está totalmente liberalizada a lo largo de toda la cadena de producción, y al igual que en la industria petrolera se ha experimentado una serie de fusiones e integraciones entre las más grandes empresas, entre las que destacan BP Amoco, Exxon Mobil, y recientemente El Paso Sonat y Coastal. En México, como ya se mencionó solamente la producción (pues el resto de la cadena se liberalizó con la reforma a la Ley del Servicio Público en 1995) continúa siendo un monopolio Estatal.

Se espera que en los próximos 20 años, la demanda de gas natural crecerá más que cualquier otra fuente energética, debido al dinamismo económico, la creciente población, la elevación en la calidad de vida y mayores restricciones ambientales, por lo que Canadá, E.U. y México deberán tomar importantes medidas con respecto a sus balances energéticos. Algunos de los caminos que podrán seguirse para la solución del problema de desbalance oferta-demanda en América del Norte se ven plasmados en los reportes de los grupos de trabajo de energía de los mismos, así como en los planes sectoriales diseñados por los organismos de planeación energética.

La integración energética entre Estados Unidos y Canadá es una realidad, y se espera que en el futuro será mucho más intensa (sobre todo por la dependencia estadounidense de importaciones de gas canadiense) y las recientes ampliaciones de la infraestructura de producción y transporte (pozos y gasoductos) que apuntan hacia un flujo intenso de este energético entre los dos países. En cuanto a la posible integración con el mercado mexicano, no parece existir la infraestructura necesaria para establecer un mercado común energético, en general no tenemos ningún tipo de intercambio con Canadá en este sentido.

Al igual que en Canadá, en los Estados Unidos se espera una dinamización en la demanda de gas natural debida principalmente al consumo del sector industrial; en realidad gran parte de este consumo pertenece a la generación de electricidad por parte de compañías generadoras no reguladas. Existe una fuerte integración energética entre ambos países, y se avisa un mayor flujo de exportaciones de Canadá a los Estados Unidos (lo que tendrá que ser soportado por una ampliación en las interconexiones). En cuanto a la integración energética con México, las proyecciones más recientes manejadas por la Secretaría de Energía estiman una demanda interna creciente, por lo que las importaciones tendrán que aumentar para poder satisfacer el consumo.

⁶⁸ Thackeray, Fred (September 2001). New technologies cut costs. Petroleum Economist.

III. Conclusiones:

El intercambio comercial entre Canadá, Estados Unidos y México es un fenómeno que ha venido dándose desde hace ya más de cincuenta años (entre Canadá y EU, y entre este último con México). Dicho proceso, se hab'ía venido extendiendo en los tres pa'ses, de tal modo que en cuanto al comercio de algunos bienes de consumo se refiere, ya exist'ía un antecedente. No podemos ignorar el hecho de que todo intercambio comercial implica una serie de reglas y compromisos a cumplir; y que estos deben ser propiamente establecidos mediante tratados y acuerdos comerciales. Por ello, la firma del FTA entre Canadá y Estados Unidos, y de NAFTA entre estos últimos y México ha sido pues, una formalización de un proceso de integración de mercado regional que ya ven'ía ocurriendo.

En el caso del sector energético propiamente, en el caso de NAFTA, si bien no impone obligaciones estrictas a México en materia de abasto energético, a Canadá s' le exige un nivel de obligatoriedad mucho mayor, en el sentido de que debe cumplir con ciertas cuotas de exportación para los E.U. (cuota de proporcionalidad establecida en el FTA). As' mismo, en estos dos pa'ses se ha dado un tránsito hacia un modelo de mercado en el subsector (sin que se cuestione mucho la crisis del modelo de mercado eléctrico californiano), y aunque en México se ha reformado el sector, no hemos adoptado del todo las mismas formas de organización del sector energético que tienen nuestros pa'ses socios de NAFTA. Pese a esto, el proceso de integración energética en Norte América está ocurriendo a nivel del subsector gas natural

La hipótesis del trabajo fue probada, pues actualmente existe un dinámico comercio internacional de gas natural entre los tres pa'ses (especialmente entre los EU y Canadá, aunque México ha participado sólo marginalmente); y se espera que en el futuro el mismo se incremente, pues las proyecciones de demanda para la región serán satisfechas con la producción de estos tres pa'ses (si se efectúan las inversiones necesarias y los programas de manejo por el lado de la demanda), y sólo en menor proporción se recurrirá a la importación de GNL de otras zonas. Cumpliendo por lo tanto con uno de los objetivos de la integración que es asegurar el abasto de gas natural a precios razonables.

También se encontró que se han efectuado las aperturas necesarias en el subsector gas natural mexicano, para hacer atractiva la entrada de inversión privada en el sector downstream, y construir gasoductos y redes de distribución de acuerdo a la división geográfica diseñada por la CRE. En este proceso, las empresas privadas participantes, nacionales y extranjeras han venido a complementar la falta de inversión de Pemex en dicho rubro (aunque cabe señalar que las empresas que entraron fueron principalmente europeas y canadienses). Del mismo modo, la apertura a la participación en la distribución de gas natural por parte de dichas compa'ñas a los usuarios o consumidores finales ha sido un incentivo de mercado que a mi parecer ha sido exitoso.

De acuerdo al análisis de las estadísticas y publicaciones de los respectivos gobiernos de los tres pa'ses, se encontró que efectivamente existe una abierta pol'ítica de incrementar el presupuesto para la exploración, perforación y desarrollo de pozos de gas natural, as' como de recuperación secundaria, por lo que al parecer s' se ejercerán mayores montos de inversión para lograr los objetivos de abasto regional de dicho hidrocarburo. Lo que no queda muy claro todav'ía es qué es lo que México busca con el proceso de integración energética, pues los desbalances oferta-demanda no son tan fuertes como para requerir cantidades tan grandes del recurso, que no pudieran ser cubiertas con producción nacional (si se asignan al subsector las inversiones requeridas). Al parecer, la decisión

está más motivada por un afán de entrar de lleno en el proceso de globalización, pues ni siquiera es claro si participaremos como importadores o exportadores. Es aquí en dónde yo recomendaría a otros estudiosos sobre el tema, ahondar en la investigación sobre las visiones y situaciones geopolíticas de los tres países. Si nos situamos en el primer caso, entonces muy probablemente estaríamos consumiendo gas canadiense (ya que los EU tienen definitivamente un problema de autosuficiencia), y si es el segundo escenario, exportaríamos a los Estados Unidos (complementando, pero no desplazando sus importaciones de Canadá). Dependiendo de los precios comparativos del gas natural de la región (que al parecer subirán, pero luego descenderán) con respecto al del GNL, el déficit se cubrirá con uno o con otro.

En el trabajo se identificaron los posibles desbalances en materia de gas natural que pueden existir en la zona. Es importante señalar que la mayoría de las fuentes informativas se empeñan en demostrar que el rezago productivo en México será grande, por lo que habrá que recurrir a crecientes importaciones de Canadá y de los Estados Unidos. En este año (2002), al efectuarse el reajuste en las proyecciones de la demanda, debido al menor crecimiento del PIB de la región, las estimaciones se vuelven más realistas, y la diferencia entre oferta y demanda no resulta tan grande.

Un aspecto que no parece avanzar, es el de las cuestiones migratorias entre México y los Estados Unidos, es decir la libre movilidad de la fuerza de trabajo, o cuando menos una disminución en la fuerte discriminación que los trabajadores mexicanos sufren al acceder a nuestro vecino país. Creo que en todo proceso de integración, el tratar de nivelar las diferencias económicas entre los países es una buena estrategia para unificar los mercados. Eso depende de qué clase de integración se quiera, es decir que si esta se trata de una de carácter meramente comercial, pues no es absolutamente necesario, pero si se trata de crear un mercado común a semejanza del europeo, todavía tenemos un largo camino que recorrer.

Las preguntas de trabajo se contestaron, pues se hizo un diagnóstico muy preciso del subsector gas natural tanto para la región en general, como para cada país que la integra. Así mismo, se identificaron y presentaron los valores y tendencias de las variables más relevantes, así como las características fundamentales de los actores económicos, políticos y empresariales. Se encontró que sí existe cierto grado de integración energética norteamericana, y que esta ha sido mayormente de carácter físico y económico (aunque en menor medida en el sector upstream), y en menor medida empresarial y política, pues aunque existe una voluntad política por parte del estado de reformar y abrir el sector energético nacional, esto se ha visto obstaculizado por la indecisión de las fuerzas de oposición en el Senado de la República.

Los mayores obstáculos son la falta de recursos para invertir en el sector, y la falta de consenso en cómo hacerlo, pues una parte prefiere liberar el sector upstream, y que viniera la inversión privada nacional y extranjera a efectuar las inversiones (y la presión de nuestro vecino país es evidente para muchos, al escuchar las declaraciones del presidente Bush), y otros afirman que nuestro país tiene la capacidad y la posibilidad de satisfacer el mercado nacional de este energético, siempre y cuando se eliminen los obstáculos para que Pemex pueda realizar inversiones estratégicas para incrementar la oferta, sobre todo en la Cuenca de Burgos. Una vía clara es la eliminación de la excesiva carga fiscal, y dependencia de la empresa y la identificación e implantación de los mecanismos de mercado que efectivamente funcionan, así como una efectiva regulación a través de la Comisión Reguladora de Energía.

IV. Bibliografía.

British Petroleum, (2001). Statistical Review of World Energy 2001. Página Web de BP. URL:<http://www.bp.com>

Canadian Energy Research Institute (CERI), (1995). Toward a Continental Natural Gas Market: The Integration of Mexico. Study No.63, August 1995, Calgary, Alberta. Canada.

Comisión Reguladora de Energía, (2000). Los nuevos retos de la industria del gas natural. Documento macro de la consulta pública para avanzar hacia una estructura más eficiente y competitiva en la industria de gas natural en México, México, octubre del 2000. Página Web de la CRE. URL:<http://www.cre.gob.mx>

Cunningham, William and Barbara Woodworth Saigo, (2001). Environmental Science. A Global Concern. Mc Graw Hill Higher Education. 6th. Edition.

Elizalde, Alberto, (2001). La desregulación en la industria del gas natural: Especificidades en América del Norte. Memorias de la Primera reunión estudiantil de la AMEE. 20 de septiembre del 2001. México.

Energy Information Administration (EIA)- Department Of Energy (DOE), (March, 2001). Energy Policy. Reliable, affordable and Environmentally Sound Energy for America's Future. Report of the National Energy Policy Development Group. URL:<http://www.eia.doe.gov>

Energy Information Administration, (2002). Country Analysis Briefs for Canada (Feb, 2002). URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/canada.html>

Energy Information Administration, (2002). Country Analysis Briefs for the US (Feb, 2002). URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/usa.html>

Energy Information Administration, (2002). Country Analysis Briefs for Mexico (Feb, 2002). URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/mexico.html>

Juris, Andrej (1998). Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the US. At Policy Research Working Paper 1897, March, 1998. The World Bank.

Mc Kinley, Sarah. The Oil and Gas Journal Energy Database. Tulsa, OK

National Energy Board of Canadá. URL: <http://www.neb-one.gc.ca>

Natural Resources, Canada. (May 2001). Canadian Natural Gas Market Review & Outlook. Natural Gas Division Energy Resources Branch. Energy Sector. Ottawa, Ontario. Canada URL: <http://www.neb-one.gc.ca>

Natural Resources, Canada. (2001). Canadian Energy Supply and Demand Outlook. Natural Gas Division Energy Resources Branch. Energy Sector. URL: <http://www.neb-one.gc.ca>

North American Energy Working Group. North America-The Energy Picture. June, 2002.

OECD (1995). The IEA Natural Gas Security Study. Paris.

OECD/IEA. (2001). World Energy Outlook. Assessing Today's Supplies to Fuel Tomorrow's Growth. Paris, France.

Oppenheimer, Ernest, (1995). Natural Gas: The Best Energy Choice. ANR Pipeline Company.

Orellana, Iván, (2001). Perspectivas del gas y su regulación en Venezuela. En Visión Tecnológica, vol. 8, num 2

URL:http://www.pdv.com/intevep/vt/vision_tecnologica/visionV8N2/index.html. Noviembre del 2001

Parliament of Canada (2001). Productivity and Innovation: A Competitive and Prosperous Canada. Chapter 14. Natural Gas.

<http://www.parl.gc.ca/InfocomDoc/36/2/INDU/Studies/Reports/indy20-e.html>

Pemex Exploración y Producción (2001). Anuario Estadístico 2001.

http://www.pemex.com/anuario_cap2.pdf

Pemex Gas y Petroquímica Básica. Cambio Regulatorio en la Industria del Gas Natural

http://www.gas.pemex.com/seccion_frame.asp?seccion_id=237

Rodríguez Padilla Víctor (2001). La integración energética en América del Norte. Soberanía, seguridad, pragmatismo. Documento para el Seminario Internacional "Los nuevos actores en el espacio de América del Norte". Posgrado de la Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F. del 16 al 18 de julio del 2001.

Roland, George and Paul Mortensen. Toward a Continental Natural Gas Market : The Integration of Mexico. Canadian Energy Research Institute. Study 63, August 1995. (July, 1995) ISBN 0-920522-99-8.

SENER (2001). Prospectiva del mercado de gas natural (2001-2010). México.

Tefler, Daniel. The Long and Short of the Canada - United States Free Trade Agreement. Working Paper 8293. National Bureau of Economic Research.

URL:<http://www.nber.org/papers/w8293>.

Townsend, David. (August 2000). Hope Springs Eternal. Petroleum Economist.

URL: <http://www.petroleum-economist.com>

Thackeray, Fred (September 2001). New technologies cut costs. Petroleum Economist.

URL: <http://www.petroleum-economist.com>

Anexo I. Tabla 1. Consumo mundial de energía primaria por tipo de combustible.

Consumo de energía primaria por combustible*

Millones de ton de petróleo equivalente 2000	Petróleo	del total mundial	Gas Natural	%	2000	%	2000	%	2000	%	2000	%	2000	%
2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
EU	897.4	25.6	588.9	27.2	564.1	25.8	204.7	30.6	23.4	2278.6	26.0			
Canadá	82.9	2.4	70.1	3.2	29.3	1.3	18.7	2.8	30.8	231.8	2.6			
México	84.3	2.4	32.0	1.5	6.1	0.3	1.8	0.3	3.2	127.4	1.5			
Total Norte América	1064.6	30.4	691.0	31.9	599.5	27.4	225.2	33.7	57.4	2637.8	30.1			
Argentina	20.1	0.6	29.8	1.4	0.7	0.0	1.6	0.2	2.0	54.1	0.6			
Brasil	84.4	2.4	8.5	0.4	12.2	0.6	1.4	0.2	26.2	132.7	1.5			
Chile	11.8	0.3	5.2	0.2	3.5	0.2	-	-	1.6	22.1	0.3			
Colombia	10.5	0.3	5.3	0.2	2.2	0.1	-	-	2.6	20.6	0.2			
Ecuador	6.5	0.2	0.1	0.0	-	-	-	-	0.7	7.2	0.1			
Perú	7.0	0.2	0.4	0.0	0.5	0.0	-	-	1.3	9.2	0.1			
Venezuela	22.6	0.6	24.5	1.1	0.3	0.0	-	-	5.5	52.9	0.6			
Otros S. y Cent. América	55.8	1.6	9.7	0.4	0.5	0.0	-	-	6.8	72.8	0.8			
Total S. y Cent. América	218.7	6.2	83.5	3.9	19.9	0.9	3.0	0.4	46.7	371.6	4.2			
Austria	11.5	0.3	7.1	0.3	3.0	0.1	-	-	3.7	25.4	0.3			
Bélgica y Luxemburgo	33.1	0.9	13.4	0.6	7.3	0.3	12.7	1.9	0.2	66.7	0.8			
Bulgaria	5.0	0.1	2.8	0.1	6.5	0.3	4.9	0.7	0.3	19.5	0.2			
República Checa	7.9	0.2	7.7	0.4	19.3	0.9	3.5	0.5	0.2	38.6	0.4			
Dinamarca	10.4	0.3	4.4	0.2	4.0	0.2	-	-	^	18.8	0.2			
Finlandia	10.5	0.3	3.4	0.2	3.5	0.2	6.2	0.9	1.3	24.9	0.3			
Francia	95.1	2.7	35.6	1.6	14.0	0.6	107.3	16.0	6.2	258.2	3.0			
Alemania	129.5	3.7	71.3	3.3	82.7	3.8	43.8	6.6	2.1	329.4	3.8			
Grecia	19.1	0.5	1.5	0.1	8.9	0.4	-	-	0.3	29.8	0.3			
Hungría	6.9	0.2	9.6	0.4	3.2	0.1	3.7	0.6	^	23.4	0.3			
Islandia	0.9	0.0	-	-	0.1	0.0	-	-	0.5	1.6	0.0			
República de Irlanda	8.3	0.2	3.4	0.2	1.7	0.1	-	-	0.1	13.5	0.2			
Italia	93.0	2.7	57.4	2.7	11.7	0.5	-	-	3.8	166.0	1.9			
Países Bajos	41.8	1.2	34.5	1.6	7.9	0.4	1.0	0.1	^	85.1	1.0			
Noruega	9.4	0.3	3.5	0.2	0.7	0.0	-	-	12.2	25.8	0.3			
Polonia	20.6	0.6	10.0	0.5	57.1	2.6	-	-	0.4	88.0	1.0			
Portugal	15.3	0.4	5.4	0.2	3.6	0.2	-	-	1.1	25.5	0.3			
Rumania	8.9	0.3	14.6	0.7	8.4	0.4	1.4	0.2	1.3	34.5	0.4			
Eslovenia	2.8	0.1	5.1	0.2	4.7	0.2	4.3	0.6	0.4	17.2	0.2			
España	70.1	2.0	15.2	0.7	21.6	1.0	16.0	2.4	3.1	125.9	1.4			
Suecia	15.2	0.4	0.8	0.0	2.0	0.1	14.8	2.2	6.8	39.6	0.5			
Suiza	12.2	0.3	2.4	0.1	0.1	0.0	6.8	1.0	3.3	24.8	0.3			
Turquía	31.5	0.9	12.7	0.6	27.2	1.2	-	-	2.7	74.1	0.8			
Reino Unido	77.6	2.2	86.1	4.0	37.7	1.7	24.0	3.6	0.7	226.1	2.6			
Otros de Europa	16.0	0.5	5.0	0.2	10.5	0.5	1.2	0.2	2.7	35.4	0.4			
Total Europa	752.6	21.5	412.9	19.1	347.4	15.9	251.6	37.6	53.4	1817.8	20.8			

Fuente: Elaboración propia con base en el BP Statistical Review of World Energy 2001. Página Web de British Petroleum (URL: <http://www.bp.com>).

Tabla 1. Consumo mundial de energía primaria (continuación).

	2000	%	2000	%	2000	%	2000	%	2000	2000	%
	Petróleo	del total	Gas	del total	Carbón	del total	Energía	del total	Hidro	Total	del total
	mundial	mundial	Natural	mundial	mundial	mundial	Nuclear	mundial	eléctrica		mundial
Azerbaiján	7.4	0.2	4.9	0.2	-	-	-	-	0.1	12.4	0.1
Bielorrusia	5.4	0.2	14.6	0.7	0.1	0.0	-	-	^	20.1	0.2
Kazajistán	6.2	0.2	7.2	0.3	23.2	1.1	-	-	0.6	37.2	0.4
Lituania	2.9	0.1	2.4	0.1	0.1	0.0	2.2	0.3	0.1	7.7	0.1
Federación Rusa	123.5	3.5	339.5	15.7	110.4	5.1	33.7	5.0	14.2	621.3	7.1
Turkmenistán	4.8	0.1	11.3	0.5	-	-	-	-	-	16.1	0.2
Ucrania	10.4	0.3	61.6	2.8	38.8	1.8	19.9	3.0	0.9	131.7	1.5
Uzbekistán	6.8	0.2	44.8	2.1	1.6	0.1	-	-	0.6	53.8	0.6
Otras de la Ex Unión Soviética	5.7	0.2	7.1	0.3	0.8	0.0	0.5	0.1	3.1	17.2	0.2
Total de la Ex Unión Soviética	173.1	4.9	493.4	22.8	175.0	8.0	56.3	8.4	19.6	917.5	10.5
Irán	56.9	1.6	56.6	2.6	1.1	0.1	-	-	0.4	115.0	1.3
Kuwait	8.0	0.2	8.6	0.4	-	-	-	-	-	16.7	0.2
Katar	1.1	0.0	13.0	0.6	-	-	-	-	-	14.2	0.2
Arabia Saudita	62.4	1.8	42.3	2.0	-	-	-	-	-	104.7	1.2
Emiratos Árabes Unidos	14.3	0.4	30.0	1.4	-	-	-	-	-	44.3	0.5
Otros del Medio Oriente	66.3	1.9	19.5	0.9	6.2	0.3	-	-	0.3	92.3	1.1
Total del Medio Oriente	209.0	6.0	170.0	7.9	7.3	0.3	-	-	0.7	387.2	4.4
Algeria	8.5	0.2	21.9	1.0	0.3	0.0	-	-	^	30.7	0.4
Egipto	26.2	0.7	16.1	0.7	0.9	0.0	-	-	1.1	44.3	0.5
Sudáfrica	22.5	0.6	-	-	81.9	3.7	3.5	0.5	0.3	108.3	1.2
Otros de África	59.5	1.7	14.9	0.7	6.6	0.3	-	-	5.1	86.1	1.0
Total África	116.7	3.3	52.9	2.4	89.7	4.1	3.5	0.5	6.5	269.4	3.1
Australia	38.7	1.1	19.1	0.9	46.7	2.1	-	-	1.4	106.0	1.2
Bangladesh	3.3	0.1	9.3	0.4	0.2	0.0	-	-	0.1	12.8	0.1
China	226.9	6.5	22.3	1.0	480.1	22.0	4.3	0.6	19.0	752.7	8.6
China Hong Kong SAR	9.6	0.3	2.2	0.1	3.7	0.2	-	-	-	15.5	0.2
India	97.6	2.8	22.5	1.0	163.4	7.5	4.1	0.6	6.6	294.2	3.4
Indonesia	51.1	1.5	25.0	1.2	11.5	0.5	-	-	0.8	88.4	1.0
Japón	253.5	7.2	68.6	3.2	98.9	4.5	82.5	12.3	7.9	511.3	5.8
Malasia	20.5	0.6	19.5	0.9	1.3	0.1	-	-	0.4	41.7	0.5
Nueva Zelanda	6.3	0.2	4.9	0.2	1.2	0.1	-	-	2.1	14.4	0.2
Pakistán	19.6	0.6	17.1	0.8	2.1	0.1	0.1	0.0	1.6	40.4	0.5
Filipinas	16.8	0.5	^	^	4.3	0.2	-	-	0.7	21.7	0.2
Singapur	29.1	0.8	1.4	0.1	-	-	-	-	-	30.4	0.3
Corea del Sur	101.8	2.9	18.9	0.9	42.9	2.0	28.1	4.2	0.5	192.3	2.2
Taiwán	39.8	1.1	6.2	0.3	28.9	1.3	9.9	1.5	0.8	85.5	1.0
Tailandia	34.1	1.0	18.8	0.9	8.4	0.4	-	-	0.5	61.8	0.7
Otros de Asia Pacífico	20.2	0.6	4.5	0.2	53.6	2.5	-	-	3.7	82.0	0.9
Total Asia Pacífico	968.9	27.7	260.3	12.0	947.2	43.3	129.0	19.3	46.1	2351.1	26.9
TOTAL MUNDIAL	3503.6	100.0	2164.0	100.0	2186.0	100.0	668.6	100.0	230.4	8752.4	100.0
De los cuales OCDE	2184.8	62.4	1187.9	54.9	1106.5	50.6	575.6	86.1	118.0	5173.0	59.1
Unión Europea 15	630.5	18.0	339.5	15.7	209.6	9.6	225.8	33.8	29.4	1434.9	16.4
Otras Econ. Emergentes£	1112.7	31.8	455.2	21.0	874.4	40.0	24.9	3.7	88.1	2555.3	29.2

* La energía primaria sólo incluye combustibles comercializados. Se excluyó madera, bagazo y desechos animales que son muy importantes en varios países, pero cuyas estadísticas de consumo no están bien documentadas.

^ Menos de 0.05

£ Excluye Europa Central y Ex Unión Soviética

Anexo II.

Canadá.

En el primer escenario (Ver Tabla 10: Escenarios de oferta y demanda para Canadá), llamado "Pemex, solución v'a evolución de las importaciones", se nos presenta un panorama de integración energética con los Estados Unidos, en el que México tendrá limitaciones presupuestarias para invertir en exploración y producción de gas natural, y tendrá que abastecerse con importaciones estadounidenses, para lo cual este país tendrá que aumentar su producción (y una cantidad creciente de la misma se dirigirá a México); las exportaciones de Canadá a los Estados Unidos, por lo tanto se incrementarán, y eventualmente podrán desplazarse algunas cantidades de gas natural hacia México. Se espera un incremento sustancial en la demanda canadiense durante 1993-2010 (de 2.1 Tpc a 3.4 Tpc), sobre todo en el sector eléctrico, y en cuanto al sector exterior, las exportaciones a los Estados Unidos (sobre todo al estado de California) continuarán aumentando de 2.3 Tpc en 1993 a 3.3 Tpc en el 2010. Es importante señalar que cierto porcentaje de estos montos podrán destinarse a México.

En el segundo escenario, "Gas mexicano para los mexicanos", México limitará las importaciones de gas natural hasta el límite de capacidad de los gasoductos existentes, y la producción requerida será satisfecha con un incremento en la producción nacional. Las consecuencias para Canadá y Estados Unidos serán una disminución del 0.9% de la producción de estos dos países; sin embargo, la mayor parte del efecto será soportado por el sector exterior de los Estados Unidos, por lo que el mercado canadiense no se verá afectado. Las importaciones canadienses van de 0.04 Tpc en 1993 a 0.2 Tpc, y en todos los escenarios se mantienen en este nivel.

El tercer escenario "Tigre Norte Americano", plantea un panorama en el que las restricciones de inversión en México, dirigidas a la exploración y producción de gas no asociado, son eliminadas, por lo que la producción de gas seco en el país se elevará de 0.9 Tpc en 1993 a 1.23 Tpc en el 2010. Esto le permitirá convertirse en exportador (1400 Bpc en el 2010) y vender gas a los Estados Unidos. Las implicaciones de estos resultados serán la baja en el precio del gas natural y el desvío de producción estadounidense hacia el norte para competir con las importaciones canadienses. Las importaciones mexicanas efectuadas por los Estados Unidos, reducirán las ganancias de los productores estadounidenses y canadienses (estos últimos asumirán el 10% de la reducción). Es decir, se provocará una baja en la producción para la exportación en el mercado canadiense.

Por último, el escenario "Tiempos difíciles" asume que la economía mexicana crecerá a un 2% por año en el período mencionado, debido a errores de política, y a un retraso en la aplicación de medidas para limitar la emisión de contaminantes, y por lo tanto un menor uso de gas natural. Las importaciones no crecerán significativamente, lo que disminuirá la tasa de crecimiento de producción en los Estados Unidos y Canadá. Las ventas de gas canadiense a los Estados Unidos disminuyen, pero no hay un cambio significativo en la demanda interna canadiense. Ya que los Estados Unidos tendrán que consumir más de su propio gas, las ganancias de los exportadores estadounidenses y canadienses se reducen.

Estados Unidos.

Para los Estados Unidos: tenemos que en el primer escenario llamado "Pemex, evolución de la solución v'a importaciones", México se integra energéticamente con los Estados Unidos como importador, pues México tendrá limitaciones presupuestarias para invertir en exploración y producción de gas natural, y tendrá que abastecerse con importaciones estadounidenses, (Ver Tabla 11: Escenarios de demanda para Estados Unidos), para lo cual este país tendrá que incrementar su producción (1.2% por año para alcanzar 22.7 Tpc en el 2010), la demanda también se incrementará en 1.3% para alcanzar 22.7 Tpc en el 2010, sobre todo en el sector eléctrico. Las cantidades faltantes para satisfacer la demanda, provendrán de Canadá.

En el segundo escenario, "Gas mexicano para los mexicanos", México limitará las importaciones de gas natural hasta el límite de capacidad de los gasoductos existentes, y la producción requerida será satisfecha con un incremento en la producción nacional. Las consecuencias para Canadá y Estados Unidos serán una disminución del 0.9% de la producción de estos dos países; sin embargo, la mayor parte del efecto será soportado por el sector exterior de los Estados Unidos (el 96% de la reducción), por lo que su mercado se verá bastante afectado. Después del año 2000 se alcanzará la capacidad máxima de importación (2.98 TBpc) y estas irán creciendo hasta llegar a 3.44 Tpc en el 2010.

El tercer escenario "Tigre Norte Americano", plantea un panorama en el que las restricciones de inversión en México, dirigidas a la exploración y producción de gas no asociado, son eliminadas, por lo que la producción de gas seco en el país se elevará de 860 Bpc en 1993 a 3940 Bpc en el 2010. Esto le permitirá convertirse en exportador (1400 Bpc en el 2010) y vender gas a los Estados Unidos. Las implicaciones de estos resultados serán la baja en el precio del gas natural y el desvío de producción estadounidense hacia el norte para competir con las importaciones canadienses. Las importaciones mexicanas efectuadas por los Estados Unidos, reducirán las ganancias de los productores estadounidenses y canadienses (los primeros asumirán el 90% de la reducción). Es decir, se provocará una baja en la producción para la exportación en el mercado norteamericano. La producción de los Estados Unidos se incrementará más lentamente que en el primer escenario y sólo llegarán a 21.3 Tpc en el 2010; asimismo, se reducirán las importaciones de Canadá.

Por último, el escenario "Tiempos difíciles" asume que la economía mexicana crecerá a un 2% por año en el período mencionado, debido a errores de política, y a un retraso en la aplicación de medidas para limitar la emisión de contaminantes, y por lo tanto un menor uso de gas natural. Las importaciones no crecerán significativamente, lo que disminuirá la tasa de crecimiento de producción en los Estados Unidos y Canadá. Las ventas de gas canadiense a los Estados Unidos disminuyen, ya que los Estados Unidos tendrán que consumir más de su propio gas, las ganancias de los exportadores estadounidenses y canadienses se reducen en un 2%.

México.

Para México: El primer escenario "Pemex, evolución de la solución v'a importaciones", se presenta un panorama de integración energética con los Estados Unidos, en el que México tendrá limitaciones presupuestarias para invertir en exploración y producción de gas natural; la producción crecerá sólo en un 2.1% anualmente, mientras que la demanda lo hará en un 4.8%, la diferencia se cubrirá con importaciones estadounidenses (Ver Tabla 12: Escenarios de demanda para México), y estas crecerán de 0.04 Tpc en 1993 a 0.69 Tpc en el 2010 (del 4% al 36%). Las exportaciones de Canadá a los Estados Unidos, se incrementarán, y eventualmente podrán desplazarse algunas cantidades de gas natural hacia México. Casi todo el gas producido en México provendrá de las reservas ya establecidas, y el mayor crecimiento de la demanda provendrá del sector de generación de electricidad.

En el segundo escenario, "Gas mexicano para los mexicanos", México efectuará las importaciones de gas natural hasta el límite de capacidad de los gasoductos existentes, y la producción se incrementará en un 3.5% anual, y para el 2010 esta será de 0.3 Tpc. No crecerá mucho la producción, y esta tendrá que ser de gas no asociado (aunque no se detalla muy bien cómo se realizarán las inversiones es esta área). Por otro lado, las importaciones tampoco se incrementarán significativamente. El crecimiento de la demanda se asume igual que en el primer escenario.

El tercer escenario "Tigre Norteamericano", son eliminadas las restricciones de inversión en México, en materia de gas natural, por lo que la producción de gas seco en el país se elevará de 0.86 Tpc en 1993 a 0.39 Tpc en el 2010. Esto le permitirá convertirse en exportador (1.4 Tpc en el 2010) y vender gas a los Estados Unidos. La producción crecerá en un 9.4% anual (gas asociado y no asociado). La demanda crece en mayor proporción, dado el supuesto de mayor crecimiento del Producto Interno Bruto y nuevamente el sector de generación de electricidad será el más dinámico, así como el residencial dado el establecimiento de sistemas de distribución en el centro y sureste del país. Las importaciones se eliminan en 1997 en el noreste de México, y las del noroeste son ya insignificantes para el año 2000, mientras que las exportaciones hacia los Estados Unidos pasarán de casi 0 en 1993 a 1.4 Tpc en el 2010.

En el último escenario "Tiempos difíciles" la economía mexicana crecerá a un 2% por año en el período mencionado y habrá un menor uso de gas natural. La oferta de gas natural crecerá al 2% anual, y se hará con las reservas establecidas. La demanda no se incrementará significativamente, dada la menor actividad económica, y el retraso en el establecimiento de límites de emisiones de contaminantes; solamente el sector de generación eléctrica crecerá modestamente, mientras que el resto disminuirá su consumo (con excepción del sector petroquímico y de refinación que no podrán mejorar la eficiencia por las limitaciones en la inversión). Las importaciones no crecerán significativamente y no se requerirán expansiones en los gasoductos del noreste, pero sí en los del noroeste hacia el 2002 por 40 MMpc/d.

	Pemex Evolves Imports Solve			Mexican gas for Mexicans			North American Tiger			Times Are Tough							
	1993	1997	1998	2000	2010	1997	1998	2000	2010	1997	1998	2000	2010				
Precio promedio a boca de pozo (Dls.del 92/Mpc)	1.2	1.22	1.25	1.3	1.81	1.22	1.25	1.3	1.83	1.18	1.2	1.26	1.72	1.21	1.24	1.29	1.78
Oferta (Tpc)																	
Producción anual	5.00	5.52	5.67	5.98	7.35	5.60	5.76	6.09	7.34	5.34	5.49	5.80	6.98	5.49	5.64	5.95	7.24
Columbia Británica	0.60	0.76	0.81	0.86	1.24	0.76	0.81	0.86	1.23	0.75	0.80	0.84	1.21	0.76	0.81	0.85	1.23
Alberta	4.17	4.27	4.54	4.79	5.99	4.36	4.63	4.90	5.98	4.12	4.37	4.62	5.67	4.25	4.51	4.76	5.89
Saskatchewan	0.23	0.48	0.32	0.34	0.08	0.48	0.32	0.34	0.08	0.48	0.32	0.34	0.08	0.48	0.32	0.34	0.08
Territorios del Nte.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costa Este	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.03	0.00	0.00	0.00	0.04
Importaciones de los E.U.	0.04	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Oferta total	5.04	5.72	5.87	6.18	7.55	5.80	5.96	6.29	7.54	5.54	5.69	6.00	7.18	5.69	5.84	6.15	7.44
Disposición (Tpc)																	
Demanda doméstica	2.12	2.44	2.51	2.65	3.37	2.44	2.51	2.65	3.37	2.44	2.51	2.65	3.37	2.44	2.51	2.65	3.37
Residencial y comercial	0.95	1.00	0.98	1.03	1.13	1.00	0.98	1.03	1.13	1.00	0.98	1.03	1.13	1.00	0.98	1.03	1.13
Industrial	0.96	1.07	1.11	1.17	1.48	1.07	1.11	1.17	1.48	1.07	1.11	1.17	1.48	1.07	1.11	1.17	1.48
Generación de electricidad	0.05	0.21	0.24	0.25	0.51	0.21	0.24	0.25	0.51	0.21	0.24	0.25	0.51	0.21	0.24	0.25	0.51
Petroquímica	0.16	0.17	0.18	0.19	0.26	0.17	0.18	0.19	0.26	0.17	0.18	0.19	0.26	0.17	0.18	0.19	0.26
Usos del sistema	0.65	0.60	0.63	0.68	0.86	0.61	0.64	0.70	0.87	0.58	0.60	0.65	0.82	0.60	0.62	0.68	0.85
Reprocesamiento encogimiento	0.46	0.39	0.40	0.43	0.53	0.40	0.40	0.44	0.53	0.38	0.38	0.42	0.50	0.39	0.40	0.43	0.52
Combustible de ductos	0.19	0.21	0.23	0.25	0.33	0.22	0.24	0.26	0.35	0.20	0.22	0.24	0.32	0.21	0.23	0.25	0.33
Exportaciones a E.U.	2.27	2.67	2.73	2.86	3.31	2.74	2.81	2.95	3.29	2.53	2.58	2.70	2.98	2.65	2.71	2.83	3.22
Disposiciones totales	5.04	5.72	5.87	6.18	7.55	5.80	5.96	6.29	7.54	5.54	5.69	6.00	7.18	5.69	5.84	6.15	7.44

Fuente: Canadian Energy Research Institute (March 1995)

Tabla 11. Escenarios de oferta y demanda para Estados Unidos

	Pemex Evolves			Mexican gas for Mexicans			North American Tiger			Times Are Tough			
	1993	1997	1998	2000	2010	1997	1998	2000	2010	1997	1998	2000	2010
Precio promedio a boca de pozo (Dils.del 92/Mpc)	1.98	1.98	1.94	2.03	2.62	1.88	1.93	2.02	2.59	1.81	1.85	1.93	2.45
Oferta (Tpc)													
Producción anual	18.42	19.11	19.57	20.34	22.66	19.18	19.63	20.33	22.39	18.80	19.34	19.75	21.30
Total de los 48 Estados	18.02	18.52	18.98	19.72	22.00	18.59	19.04	19.72	21.73	18.21	18.74	19.13	20.65
Alaska	0.40	0.59	0.59	0.61	0.66	0.59	0.59	0.61	0.66	0.59	0.60	0.62	0.66
Producción por cuenca													
Montañas Rocallosas	0.97	1.10	1.28	1.33	2.02	1.11	1.31	1.36	2.02	1.09	1.29	1.31	1.96
Cuenca de San Juan	0.87	1.21	1.29	1.34	1.56	1.19	1.29	1.33	1.56	1.15	1.28	1.31	1.54
Cuenca Permian	1.65	1.57	1.55	1.61	1.91	1.58	1.56	1.62	1.88	1.56	1.57	1.61	1.70
Cuenca Andarko	3.06	3.25	3.18	3.30	2.72	3.25	3.19	3.30	2.71	3.24	3.17	3.24	2.61
Costa del Golfo	8.56	8.75	8.76	9.11	10.12	8.83	8.79	9.11	9.89	8.53	8.49	8.67	9.40
Arkoma Nte./Texas/L.A.	1.33	1.58	1.58	1.64	1.50	1.58	1.58	1.64	1.49	1.58	1.60	1.64	1.36
Otros	1.98	1.66	1.92	2.00	2.83	1.64	1.91	1.98	2.83	1.65	1.93	1.97	2.74
Importaciones													
Importaciones totales	2.35	2.70	2.76	2.90	3.47	2.77	2.84	2.98	3.44	2.96	3.08	3.34	4.50
De Canadá	2.27	2.67	2.73	2.86	3.31	2.74	2.81	2.95	3.29	2.53	2.58	2.70	2.98
De México	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.41	0.47	0.62	1.40
De GNL	0.08	0.03	0.03	0.04	0.16	0.02	0.03	0.04	0.15	0.02	0.02	0.03	0.11
Oferta total	20.77	21.81	22.33	23.24	26.13	21.95	22.47	23.32	25.83	21.76	22.42	23.09	25.80
Disposición (Tpc)													
Demanda doméstica	18.49	19.31	19.67	20.43	22.65	19.31	19.68	20.44	22.69	19.31	19.68	20.44	22.99
Residencial y comercial	7.87	7.93	7.91	8.21	9.10	7.93	7.91	8.22	9.11	7.93	7.91	8.22	9.10
Industrial	7.94	8.07	8.21	8.53	9.51	8.08	8.21	8.53	9.92	8.08	8.22	8.54	9.70
Generación de electricidad	2.68	3.30	3.55	3.69	4.40	3.31	3.55	3.69	4.05	3.30	3.55	3.69	4.19
Usos del sistema	1.80	2.20	2.24	2.32	2.53	2.21	2.24	2.32	2.52	2.18	2.22	2.28	2.48
Exportaciones Totales	0.14	0.30	0.42	0.49	0.95	0.43	0.54	0.55	0.62	0.26	0.52	0.37	0.33
A Canadá	0.04	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
A México	0.04	0.04	0.16	0.23	0.69	0.17	0.28	0.29	0.36	0.00	0.26	0.11	0.07
A Japon	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Ajustes	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Disposiciones totales	20.77	21.81	22.33	23.24	26.13	21.95	22.47	23.32	25.83	21.76	22.42	23.09	25.80

Fuente: Canadian Energy Research Institute (March 1995)

Tabla 12.

Escenarios de oferta y demanda para México

	Pemex Evolves Imports Solve			Mexican gas for Mexicans			North American Tiger			Times Are Tough							
	1993	1997	2010	1997	1998	2010	1997	1998	2010	1997	1998	2010					
Precio promedio a boca de pozo (Dls.del 92/Mpc)	1.81	2.03	2.08	2.19	2.78	1.91	1.96	2.08	2.65	1.55	1.6	1.72	2.26	1.76	1.81	1.92	2.49
Oferta (Tpc)																	
Producción anual de gas	0.86	0.95	0.97	1.00	1.23	0.78	0.80	0.91	1.53	1.48	1.51	1.88	3.94	0.95	0.96	1.00	1.21
Norte	0.07	0.08	0.08	0.09	0.15	0.08	0.08	0.09	0.29	0.48	0.49	0.76	2.26	0.08	0.08	0.09	0.13
Centro	0.06	0.08	0.08	0.08	0.09	0.08	0.08	0.08	0.11	0.09	0.10	0.10	0.15	0.08	0.08	0.08	0.09
Sur	0.73	0.79	0.80	0.83	0.98	0.63	0.64	0.73	1.14	0.91	0.92	1.01	1.54	0.79	0.80	0.84	0.98
Gas asociado	0.68	0.74	0.74	0.77	0.89	0.59	0.60	0.69	0.90	0.76	0.65	0.80	1.20	0.74	0.75	0.78	0.90
Gas no asociado	0.18	0.21	0.22	0.22	0.32	0.19	0.19	0.22	0.64	0.73	0.86	1.08	2.74	0.21	0.22	0.23	0.29
Importaciones	0.04	0.04	0.16	0.23	0.69	0.17	0.28	0.29	0.36	0.00	0.26	0.11	0.07	0.04	0.04	0.03	0.13
Oferta total	0.90	0.99	1.12	1.23	1.92	0.95	1.08	1.20	1.89	1.49	1.77	1.99	4.01	0.99	1.00	1.04	1.34
Disposición (Tpc)																	
Demanda doméstica	0.73	0.80	0.90	1.00	1.63	0.80	0.90	1.00	1.63	0.84	1.01	1.15	2.13	0.79	0.80	0.82	1.08
Residencial y comercial	0.03	0.04	0.04	0.04	0.08	0.04	0.04	0.04	0.08	0.06	0.04	0.06	0.18	0.04	0.04	0.04	0.06
Industrial	0.29	0.33	0.35	0.36	0.47	0.33	0.35	0.36	0.47	0.35	0.37	0.39	0.53	0.32	0.32	0.33	0.38
Generación de electricidad	0.14	0.16	0.27	0.35	0.84	0.16	0.27	0.35	0.84	0.17	0.36	0.46	1.17	0.16	0.17	0.17	0.38
Petroquímica	0.27	0.26	0.25	0.25	0.24	0.26	0.25	0.25	0.24	0.26	0.25	0.25	0.24	0.27	0.27	0.28	0.27
Usos del sistema	0.17	0.20	0.22	0.23	0.29	0.15	0.17	0.19	0.27	0.24	0.29	0.30	0.49	0.20	0.20	0.21	0.26
Exportaciones a E.U.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.41	0.47	0.62	1.40	0.00	0.00	0.00	0.00
Disposiciones totales	0.90	0.99	1.12	1.23	1.92	0.95	1.19	1.19	1.90	1.49	1.77	2.07	4.02	0.99	1.00	1.04	1.34
Combustóleo y disel																	
Consumo de combustóleo	438	473	405	406	472	473	405	406	472	473	366	369	428	473	476	494	501
Producción interna	419	395	375	387	449	395	375	387	449	395	375	387	449	395	375	387	449
Importaciones netas	19	78	30	19	23	78	30	12	23	78	-9	-18	-21	78	101	107	52
Consumo de disel	42	53	45	47	59	53	45	47	59	53	45	47	59	53	45	47	59

Fuente: Canadian Energy Research Institute (March 1995)

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

Índice de Figuras.

- Figura 1. Demanda de energía primaria por combustible 1971-2020... p.11**
- Figura 2. Cadena del gas natural... p.15**
- Figura 3. Mapa de las provincias canadienses... p.17**
- Figura 4. Mapa de localización de reservas de Canadá y Estados Unidos... p.19**
- Figura 5. Red de gasoductos de Canadá y Estados Unidos... p.22**
- Figura 6. Demanda sectorial de gas natural en Canadá (2000), en Billones de pies cúbicos (Bpc)...p.24**
- Figura 7. Dimensiones de la desregulación en la industria del gas natural en Canadá... p.27**
- Figura 8. Mapa de los Estados Unidos... p.29**
- Figura 9. Principales centros de consumo de Canadá y Estados Unidos... p.33**
- Figura 10. Dimensiones de la desregulación en la industria del gas natural en los Estados Unidos... p.37**
- Figura 11. Mapa de México...p.38**
- Figura 12. Mapa de localización de reservas de México... p.40**
- Figura 13. Sistema Nacional de Gasoductos de México... p.43**
- Figura 14. Dimensiones de la desregulación en la industria del gas natural en México... p.47**
- Figura 15. Producción de gas natural en Norte América... p.50**
- Figura 16. Esquema de las conexiones de los centros de producción, a los centros de consumo en Norte América... p.54**

Indice de Tablas.

- Tabla 1. Consumo mundial de energía primaria por tipo de combustible...Anexo I**
- Tabla 2. Estructura de las reservas, la producción y el consumo de gas natural en el mundo para el año 2000...p.10**
- Tabla 3. Reservas, producción, consumo, y balanza comercial de Canadá...p.18**
- Tabla 4. Precios internacionales del gas natural 1990-2000...p.20**
- Tabla 5. Reservas, producción, consumo, y balanza comercial de Estados Unidos...p.30**
- Tabla 6. Demanda de gas natural en los Estados Unidos (2000)...p.34**
- Tabla 7. Reservas, producción, consumo, y balanza comercial de México...p.39**
- Tabla 8. Gas natural en Norteamérica...p.49**
- Tabla 9. Tasas de crecimiento de las variables más relevantes. 1990-2000...p.51**
- Tabla 10. Escenarios de oferta y demanda para Canadá...Anexo II**
- Tabla 11. Escenarios de oferta y demanda para Estados Unidos. .. Anexo II**
- Tabla 12. Escenarios de oferta y demanda para México... Anexo II**

Tabla de abreviaciones.

Nombre	Sigla
Acuerdo de Libre Comercio	ALC
Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio	AGAAC
Agencia Internacional de Energía	AIE
América del Norte	AN
Asia-Pacífico	AP
Banco Interamericano de Desarrollo	BID
Banco Mundial	BM
British Petroleum	BP
Canada - United States Free Trade Agreement	FTA
Canadian Energy Research Institute	CERI
Comisión Federal de Electricidad	CFE
Comisión Reguladora de Energía	CRE
Comunidad de Estados Independientes	CEI
Coselle Compressed Natural Gas Shipping	CNG
Cuenca Sedimentaria Canadiense del Oeste	WCSB
Demand Side Management	DSM
Department of Energy	DOE
Energy Information Administration	EIA.
Estados Unidos de América	EUA
Federal Energy Regulatory Commission	FERC
Fischer-Tropsch	GTLs
Gas Natural	GN
Gas Natural Licuado	GNL
Gas Utilization Research Forum	Gurf
General Agreement on Tariffs and Trade	GATT
Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática	INEGI
International Energy Agency	IEA
Latinoamérica y el Caribe	LAC
Liquefied Natural Gas	LNG
Luz y Fuerza del Centro	LFC
National Energy Board	NEB
National Energy Policy Development Group	NEPDG
Natural Gas Division	NGD
Natural Gas Policy Act	NGPA
Natural Resources Canada	NRC
North American Energy Working Group	NAEWG
North American Free Trade Agreement	NAFTA
New York Merchantil Exchange	NYMEX
Organisation for Economic Co-operation and Development	OECD
Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico	OCDE
Pemex Exploración Producción	PEP
Pemex Gas y Petroquímica Básica	PGPB
Pemex Petroquímica	PP
Pemex Refinación	PR
Petróleos Mexicanos	Pemex
Producto Interno Bruto	PIB
Programa Estratégico de Gas	PEG
Refugio Nacional Ártico de la Vida Silvestre	ANWR
Secretaría de Energía	SENER
Tratado de Libre Comercio de América del Norte	TLCAN
Tasa de crecimiento promedio anual	Tcpa

Tabla de unidades.

Unidad	Abreviatura	Conversión
British Thermal Units	Btu	252 cal. = 1055.056 Joules
Millar de Btu	Mbtu	1btu *10 ³
Pie cúbico	pc	0.0283168 mc
Pies cúbicos	pc	1.03 Mbtu
Metro cúbico	Mc	35.31467 pc
Millones de pies cúbicos diarios	mpcd	1pcd*10 ⁶
Miles de millones de pies cúbicos diarios	mmpcd	1pcd*10 ⁹
Billones de pies cúbicos	bpc	1pc*10 ¹²
Trillones de pies cúbicos	Tpc	1pc*10 ¹⁵
Giga joules	GJ	10 ⁹ joules
Petajoule	PJ	10 ¹⁵ joules
milla	milla	1.609 km.