
Revista Energética

Energy Magazine

**Año 19
número 2
mayo-agosto 1995**

**Year 19
number 2
May-August 1995**



Tema: El Gas Natural: Un Energético
para la Integración
Topic: Natural Gas: Energy Product for
Integration



La Situación y Perspectivas del Gas Natural en los Mercados Internacionales

Carlos Jaramillo Martínez *

INTRODUCCION

Históricamente, la exploración de gas natural ha tenido una importancia mucho menor que la petrolera; el gas se ha encontrado más bien como un producto marginal de las actividades exploratorias propias de la industria petrolera. En los albores de la industria hidrocarbúrfica, el gas natural asociado a la producción de petróleo fue considerado como un subproducto de escaso o poco uso y, por lo tanto se lo arrojaba a la atmósfera y se lo quemaba.

Hacia 1970 el gas natural era considerado un *producto noble*, destinado a ser utilizado por la industria petroquímica y probablemente como combustible solo en los hogares. En los Estados Unidos se contrajo paulatinamente su uso para generación eléctrica y en lo que se conocía como la Comunidad Europea se prohibió su empleo en termogeneración. Paulatinamente esta política ha ido cambiando como consecuencia: a) de la percepción que se tiene con respecto a las grandes reservas del combustible; b) de los cambios tecnológicos y c) de la importancia que otorga la opinión pública a la ecología. De esta suerte, el gas natural se ha convertido en una importante alternativa no solamente para satisfacer las

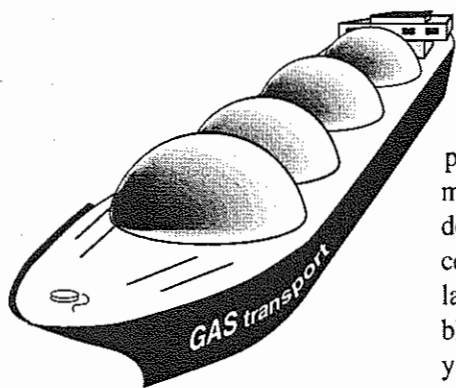
necesidades de combustible en los hogares y el sector comercial sino también en la generación eléctrica, mediante su uso en las plantas de ciclo combinado.¹

Sin embargo, el mercado internacional del gas es aún muy limitado, en comparación con el petrolero; en términos generales el gas es producido y consumido casi a nivel nacional y regional.

A largo plazo, el gas natural pudiera jugar un papel importante dentro del proceso de diversificación de los combustibles que se utilizarán a nivel internacional para la generación eléctrica pero su impacto será menor en el sector transporte. Este producto es versátil, puede ser utilizado como gas comprimido (GNC) y licuado (GNL) o ser convertido en metanol y gasolina.

El bajo precio del gas natural (en comparación con el de la energía nuclear y el proveniente de fuentes energéticas renovables), así como las facilidades y seguridades que ofrecen los *contratos de largo plazo*² para la compra-venta del combustible, constituyen factores objetivos que pesarán en la decisión de los consumidores, en su favor.

* Jefe del Programa de Hidrocarburos de OLADE



Probablemente el desarrollo de la industria gasífera sea una estrategia energética sensata para América Latina y el Caribe, especialmente si se tiene en cuenta los siguientes aspectos:

- La dotación de reservas de gas natural en volúmenes más elevados que el existente en los Estados Unidos, actualmente subexplotadas;
- La dinámica tasa de crecimiento de la demanda energética global de la región;
- El bajo porcentaje de utilización del gas natural en el balance de energía primaria de la región;
- La existencia de proyectos de construcción de gasoductos interestatales que permitirán vincular los centros productores de gas con los centros consumidores;³
- Las economías derivadas de la sustitución del petróleo y los productos petroleros por el gas natural en los países productores y exportadores de hidrocarburos; y

- La creciente conciencia ecológica que privilegia el uso del gas natural con respecto a otras fuentes energéticas.

RESERVAS⁴

Debido a los elevados costos de transporte y al hecho de que éstos se sujetan a economías de es-

cala, la localización de las reservas constituye un elemento decisivo para la explotación de gas natural. Los yacimientos ubicados cerca de los centros de consumo son utilizados de manera inmediata; por el contrario, aquellos que se encuentran en zonas remotas no son explotados, a menos que la riqueza descubierta sea de tal magnitud que permita compensar con creces los esfuerzos tecnológicos y de capital que serán necesarios realizar para acercar el gas a los consumidores.

Las reservas conocidas de gas natural se localizan en forma masiva en la faja que se extiende desde el mar de Kara (en el océano Ártico), atraviesa Tyumen al este de los Urales, avanza por el occidente de los Urales y, precipitándose en el mar Caspio, descansa en la meseta del Irán para luego extenderse por todo el Medio Oriente.

Al 31 de diciembre de 1993, el 39,8 % de las reservas gasíferas se hallaban en los territorios que

Fig. 1: DISTRIBUCION DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL, 1993

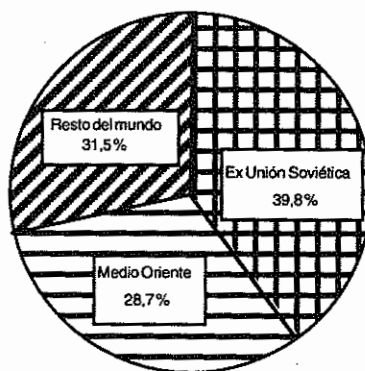


Tabla 1: RESERVAS DE GAS NATURAL, 1993
Miles de millones de barriles equivalentes de petróleo (mm BEP)

	1973	1978	1983	1985	1990	1993
Norteamérica	53.0	47.0	51.4	52.8	47.0	46.3
América Latina	16.3	20.1	33.2	33.7	43.2	47.8
Europa	35.1	25.6	28.2	40.3	34.6	37.7
Ex Unión Soviética	125.7	162.1	249.4	267.2	285.0	355.7
Medio Oriente	73.6	130.0	137.9	152.4	235.9	281.6
Africa	33.4	33.2	33.8	35.3	51.6	61.2
Asia y Australasia	23.9	25.8	33.2	35.9	53.8	63.1
Otros PECP	1.1	1.8	2.9	2.8	0.0	0.0
TOTAL	362.2	445.6	569.9	620.6	751.0	893.4

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994

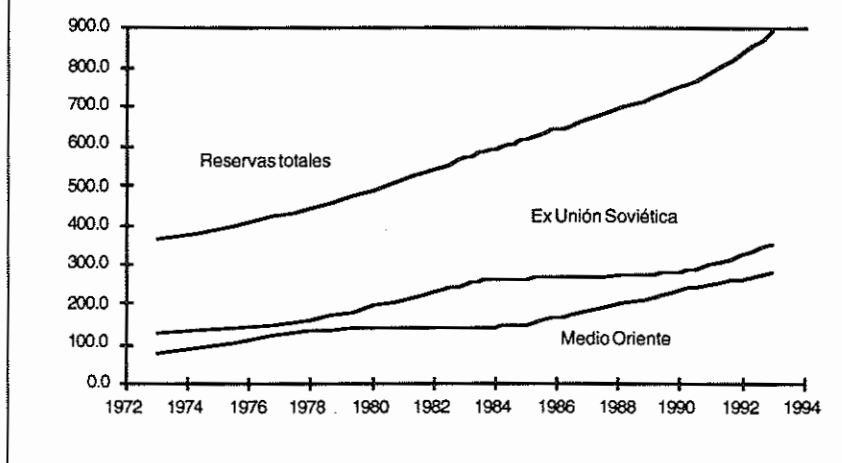
conformaron la ex Unión Soviética y el 28,7 % en el Medio Oriente.

Gran parte de las grandes reservas de los territorios de la ex Unión Soviética y el Medio Oriente precisan de mayores volúmenes de inversión en infraestructura de almacenamiento y transporte a fin de poder ser utilizados comercialmente. La localización, la calidad del gas existente en los yacimientos y la naturaleza de la explotación (gas asociado o gas no asociado a la producción petrolera)⁵ son factores determinantes en el desarrollo y explotación de estos proyectos gasíferos.⁶ Según James T. Jensen,⁷ el 70% de las reservas gasíferas de la ex Unión Soviética se halla situado en la Siberia Occidental, distante 2.500 millas de la frontera alemana, por gasoducto. En el caso del Medio Oriente, aproximadamente unas 7.500 millas lo separan del Japón y unas 5.000 millas lo separan de los mercados italianos, en ambos casos siguiendo la ruta de los tanqueros.

Las reservas mundiales de gas totalizaban 362,2 mm BEP,⁸ en 1973; veinte años más tarde (habiéndose contabilizado un crecimiento del 4,6 % acumulativo anual) este acervo alcanzó un total de 893,4 mm BEP. El acumulado total de reservas permitirá satisfacer durante muchos años la demanda mundial de este combustible; es más, la tasa de acumulación de reservas supera sustancialmente a la tasa de crecimiento del consumo.

A diciembre de 1993 las reservas de petróleo ascendían a 1.009 mm B;⁹ las cifras presentadas ponen en evidencia la importancia del gas natural como fuente energética, toda vez que las reser-

Figura 2 PERFIL DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL 1973-1993



vas gasíferas representan un 47 % de las reservas hidrocarburíferas (1.920,4 mm BEP).

Las reservas existentes en los territorios de la ex Unión Soviética se han incrementado, entre 1973 y 1993 a una tasa del 5,3 % acumulativo anual y las del Medio Oriente, al 6,9 %, durante el mismo período. Por el contrario, las reservas gasíferas de Norteamérica se han reducido y las de Europa (sin incluir a la ex Unión Soviética) se hallan estancadas.

Las reservas gasíferas de América Latina han venido incrementándose a una tasa acumulativa anual del 5,5 %, durante el período 1973-1993; a diciembre de 1993, representaron un 5,4 % de las reservas mundiales. Es importante señalar que las reservas de gas natural existentes en América Latina superan actualmente a las norteamericanas.

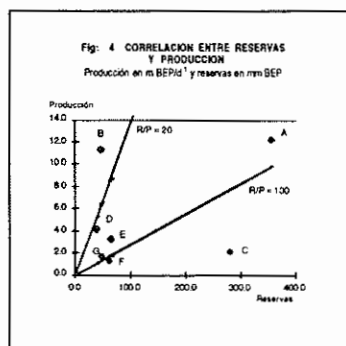
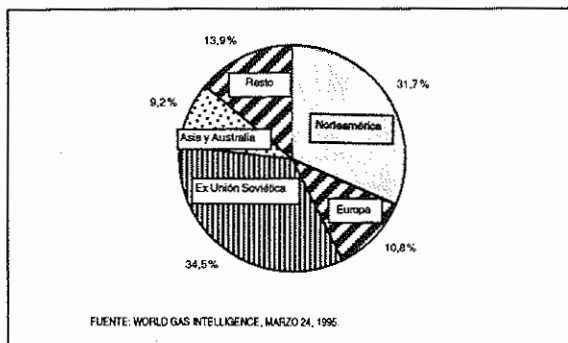
PRODUCCION

No obstante lo limitado y costoso de las actuales tecnologías

empleadas para el aprovechamiento masivo y la comercialización internacional del gas, la producción y consumo de este combustible han venido creciendo a tasas superiores a las que registra la producción y consumo de energía primaria total y, se esperan a futuro aún mayores oportunidades para la expansión de la industria gasífera.

Durante 1994, el 34,5 % de la oferta mundial de gas natural estuvo constituida por la producción proveniente de los yacimientos localizados en territorios de la ex Unión Soviética y el 31,7 % fue generado por Norteamérica. La producción europea representó un 10,8 % del total mundial, en tanto que el Asia y Australia aportaron con el 9,2 %. Las cifras anteriores ponen de manifiesto que no existe una correlación directa entre las reservas disponibles y la producción generada. Así, la producción del Medio Oriente constituyó apenas el 5,9 % del total mundial, a pesar de que la región detenta el 31,5 % de las reservas.

Fig. 3
DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION DE GAS NATURAL EN 1994
DE GAS NATURAL EN 1994



Por el contrario, Norteamérica, que posee solamente el 5,2 % de las reservas mundiales, produjo un 31,7 % del total global.

Lo dicho anteriormente queda ratificado por la evidente dispersión de los puntos del gráfico que se presenta en la Figura 4 con las siguientes regiones indicadas:

- A : Ex Unión Soviética
- B : Norteamérica
- C : Medio Oriente
- D : Europa
- E : Asia y Australia
- F : África
- G : América Latina

En 1993, la producción mundial de hidrocarburos alcanzó la cifra de 103,5 m BEP/d, el 34,8% de esta oferta global, conformado por gas natural y el 65,2 % por petróleo crudo.

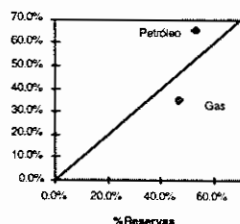
Tabla: 2 PRODUCCION MUNDIAL DE GAS NATURAL 1973-1994
Millones de barriles equivalentes de petróleo, por día m BEP/d

	1973	1978	1983	1985	1990	1993	1994
Norteamérica	12.0	10.7	9.2	9.5	10.6	11.3	11.9
América Latina	0.6	0.8	1.2	1.3	1.6	1.7	1.6
Europa	2.8	3.7	3.7	3.9	3.7	4.1	4.0
Ex Unión Soviética	3.8	5.5	8.5	10.3	13.1	12.2	12.9
Medio Oriente	0.6	0.7	0.8	1.1	1.8	2.1	2.2
África	0.2	0.4	0.8	0.8	1.2	1.3	1.3
Asia y Australasia	0.6	1.0	1.5	1.9	2.8	3.2	3.4
TOTAL	20.5	22.8	25.5	28.8	34.7	36.1	37.4
CRECIMIENTO		2.1%	2.3%	6.3%	3.8%	1.3%	0.7%

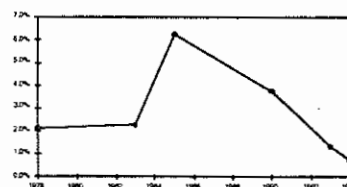
FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994. Datos de 1994, World Gas Intelligence, March 24, 1995.

En la Figura 5 de la izquierda, la línea de puntos, dibujada a 45 grados, representa una situación ideal en la que el porcentaje de producción de hidrocarburos corresponde exactamente al porcentaje de reservas existente. Observamos en la realidad, que la producción de gas natural es inferior a la potencialidad de las reservas descubiertas.

Fig. 5 POSICIONES RELATIVAS DE RESERVA Y PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS NATURAL, 1993



TASA DE CRECIMIENTO DEL PERFIL DE PRODUCCION MUNDIAL DE GAS NATURAL



FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994. Datos de 1994, World Gas Intelligence, March 24, 1995.

La anual tasa de crecimiento del perfil de producción mundial de gas natural, que llegó al 6,3% en 1995, ha venido disminuyendo en los últimos años, como se puede observar en el gráfico que se presenta al final de la página anterior. De acuerdo con *World Gas Intelligence*, esto se debe a la contracción de la demanda en la Comunidad de Estados Independientes y en Europa Oriental.

CONSUMO

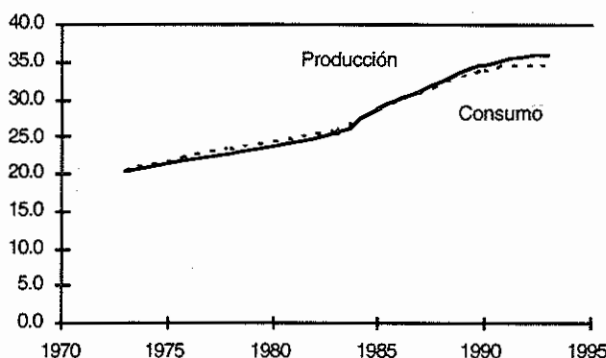
En 1938 el carbón satisfacía casi el 75% de la demanda mundial de energía primaria, el petróleo crudo cubría el 21% de ésta, en tanto que el uso del gas natural apenas alcanzaba un 5,6%. Hacia 1950, esta participación relativa del gas natural se incrementó hasta llegar al 9,7% y para 1965, la demanda de este energético representaba ya un 16,7% de los requerimientos totales.¹⁰

La producción y el consumo mundiales de gas natural guardan una estrecha correlación entre sí, como se puede apreciar en el gráfico que se presenta en la Figura 6.

Tabla: 3
TASAS DE CRECIMIENTO
DEL CONSUMO DE GAS
EN EL PERIODO

	1973-1994
Norteamérica	0,1 %
América Latina	4,6
Europa	2,8
Ex Unión Soviética	5,2
Medio Oriente	9,4
África	13,0
Asia y Australia	10,4

Fig: 6 PRODUCCION Y CONSUMO DE GAS NATURAL
EN EL MUNDO,
En millones de barriles por día



Entre 1973 y 1994, el consumo mundial de gas natural ha crecido a una tasa del 3,0 % acumulativa anual.

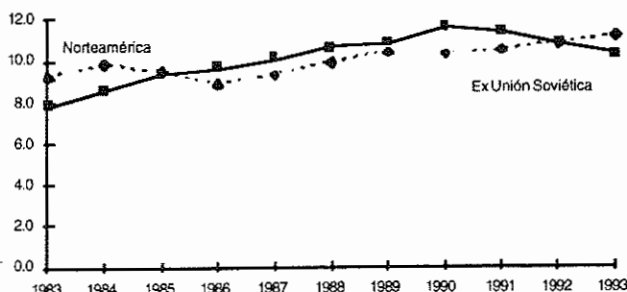
Sin embargo, es necesario aclarar que la dinámica de crecimiento no ha sido geográficamente uniforme.

Los mercados más dinámicos, en el período comprendido entre 1973 y 1993, han sido los africanos y los de la Cuenca del Pacífico. América Latina y la ex Unión Soviética registraron importantes

tasas de crecimiento, las cuales (de mantenerse) duplicarían los consumos regionales en 15 y 14 años, respectivamente. Por el contrario, durante el período señalado se evidencia un estancamiento del consumo de gas natural en Norteamérica.

Norteamérica y la ex Unión Soviética son los mercados gasíferos más importantes. En 1994, el consumo de gas natural de Norteamérica y la ex Unión Soviética, en conjunto, representó el 62,8 % del consumo mundial.

Fig: 7 CONSUMO DE GAS NATURAL EN NORTEAMERICA
Y EN LA EX UNION SOVIETICA



Norteamérica

A pesar de que el consumo del gas ha disminuido en Norteamérica, la región continúa siendo la de más alta demanda de este combustible a nivel mundial; el consumo de gas en Norteamérica alcanzó, en 1994, la cifra de 11,8 millones de barriles equivalentes de petróleo por día.

De acuerdo con Marian Radetzki,¹¹ el virtual estancamiento de la demanda de gas natural en Estados Unidos y el Canadá, desde 1980 se explica por:

- La saturación del mercado, que se constata al observar el alto porcentaje de este combustible en la demanda total de energía;
- La existencia de una oferta de carbón a bajo precio, que compite con el gas en la generación de termo-electricidad y otros usos; y
- El impacto negativo de las regulaciones gubernamentales.

Estados Unidos posee el sistema de gas natural más grande del mundo (2,1 millones de kilómetros de gasoductos, 270.000 pozos, capacidad de almacenamiento 3,9 m BEP/d). En 1994, un total de 55 millones de clientes compraron más de 9,65 m BEP/d. La propiedad y operación de la red de gasoductos y almacenamiento está en su mayoría en manos de empresas privadas.¹²

Ex Unión Soviética

El segundo mercado en tamaño y potencial lo constituye el conformado por los países que

constituyeron la ex Unión Soviética; el crecimiento en el consumo de gas natural, ha sido espectacular en esta región, que llegó a superar al consumo norteamericano en el período comprendido entre 1985 y 1992. Según Marian Radetzki,¹³ el elevado y creciente uso del gas natural en esta región es resultado de las directrices socialistas de la planificación centralizada que estuvo vigente.

Los planificadores tuvieron en cuenta, para la elección de la estrategia en favor del gas, los siguientes elementos:

- Los costos de producción y la relativa cercanía de los centros de consumo, que privilegiaron el uso del gas, frente al del carbón y el del petróleo;
- El petróleo de la ex Unión Soviética era más fácil de comercializar en los mercados internacionales que el gas natural. Las exportaciones de gas natural fueron objeto de restricciones políticas en los mercados europeos.

La reducción que ha experimentado la demanda de gas es consecuencia de la crisis económica que acompaña al actual proceso de reconversión económica en marcha en estos países, por lo tanto, en la medida en que vaya mejorando la macroeconomía se pudiera predecir un repunte de la demanda agregada de energía y por ende de la demanda gasífera.

Europa Occidental

En 1994, el consumo de gas natural ascendió en Europa a 5,7 m BEP/d. De acuerdo con Marian Radetzki,¹⁴ la existencia de elementos monopólicos, ha sido negativa a lo largo de toda la cadena de suministro del combustible, a lo cual se debe agregar una pesada intervención gubernamental.

Por ejemplo, los Países Bajos, Noruega, Argelia y la ex Unión Soviética han monopolizado el mercado de exportaciones de gas natural; y, el gobierno francés ha establecido regulaciones restrictivas con relación al uso del gas, buscando de esta manera proteger su industria nuclear.

Tabla: 4 CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL
Millones de barriles equivalentes de petróleo, por día m BEP/d

	1973	1978	1983	1985	1990	1993	1994
Norteamérica	11.6	10.5	9.2	9.5	10.4	11.2	11.8
América Latina	0.6	0.8	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
Europa	3.2	4.4	4.7	5.1	5.7	6.0	5.7
Ex Unión Soviética	4.0	5.8	7.8	9.4	11.7	10.4	11.7
Medio Oriente	0.3	0.5	0.7	0.9	1.4	1.6	2.2
África	0.1	0.2	0.5	0.5	0.6	0.7	0.8
Asia y Australasia	0.4	0.9	1.3	1.7	2.6	3.0	3.5
TOTAL	20.3	23.1	25.5	28.3	33.7	34.4	37.4
CRECIMIENTO		2.7%	2.0%	5.4%	3.5%	0.7%	1.7%

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994. Para el año de 1994, la fuente es WORLD GAS INTELLIGENCE, III, 1995.

Balance producción-consumo

Al establecer una comparación entre las cifras de producción y consumo, es posible observar que:

- Norteamérica, América Latina, Asia-Australia son autosuficientes en gas natural y poseen pequeños excedentes exportables;
- La ex Unión Soviética es una región exportadora neta de gas natural y continuará siéndolo en el futuro;
- África y sobre todo Medio Oriente pueden emerger como grandes exportadores de gas natural; y
- Europa, deficitaria en gas sin la ex Unión Soviética, es una región importadora neta.

CONSUMO POR SECTORES

Se evidencia un comportamiento no homogéneo en los mercados internacionales importantes

del gas natural. Tanto la composición del consumo por sectores, como los precios que prevalecen en los mercados difieren sustantivamente unos de otros.

Según Marian Radetzki¹⁵ existen al menos dos razones que explican el comportamiento independiente de los mercados regionales de gas natural:

- La primera de ellas, tiene que ver con la *tecnología del trans-*

porte, que torna económicamente ineficiente transportar gas a grandes distancias, por lo cual Norteamérica, Europa Occidental y el Lejano Oriente dependen, por separado, de sus propias y específicas fuentes de abastecimiento; en este sentido, el mercado del gas natural difiere sustantivamente del petrolero que detenta un mercado carácter global; y,

- La segunda de ellas, relacionada con la *intervención estatal*; en efecto, la demanda de gas, en cada uno de estos mercados, ha sido marcadamente modelada por las regulaciones gubernamentales.

COMERCIO INTERNACIONAL

Aproximadamente un 16 % de la oferta mundial de gas natural es transada en los mercados internacionales, el grueso de la producción (84 %) se lo vende en los mercados locales de los propios países productores. En 1993, el comercio internacional de gas natural alcanzó un volumen de 5,8 m BEP/d, el

Tabla: 5 PRODUCCION MENOS CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL

Millones de barriles equivalentes de petróleo, por día m BEP/d

	1973	1978	1983	1985	1990	1993	1994
Norteamérica	0.5	0.3	0.0	0.0	0.2	0.1	0.0
América Latina	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0
Europa	-0.3	-0.7	-1.0	-1.3	-2.0	-1.9	-1.7
Ex Unión Soviética	-0.3	-0.4	0.6	1.0	1.4	1.9	1.2
Medio Oriente	0.2	0.2	0.1	0.2	0.4	0.5	0.0
África	0.1	0.1	0.3	0.3	0.5	0.6	0.5
Asia y Australasia	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	-0.1
TOTAL	0.3	-0.3	0.1	0.5	1.0	1.7	0.0

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994. Para el año de 1994, la fuente es WORLD GAS INTELLIGENCE, III, 1995.

Tabla: 6 USO FINAL DEL GAS NATURAL
EN MERCADOS INTERNACIONALES RELEVANTES
1993

	Norteamérica	Europa	OCDE, Pacífico*
Generación termo-eléctrica	12,6 %	16,0 %	58,5 %
Consumo industrial	33,9 %	32,5 %	19,4 %
Consumo residencial y comercial	37,0 %	43,5 %	21,3 %
Otros usos	16,4 %	8,1 %	0,8 %

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994

* OCDE: Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos

Tabla: 7 EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EN 1993
SE INCLUYEN LAS TRANSACCIONES REGIONALES

Miles de BEP/d

Efectuadas a través de gasoductos

	Exportaciones	Importaciones	Balanza
Norteamérica	1.092,7	1.075,2	17,6
América Latina	38,9	56,5	-17,6
Europa	1.225,8	3.203,8	-1.978,0
Ex Unión Soviética	1.738,8	8,6	1.730,2
Medio Oriente	8,6	0,0	8,6
África	248,7	9,5	239,2
Asia	25,8	25,8	0,0
TOTALES	4.379,4	4.379,4	0,0

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994

75,3 % de las transacciones se concretó utilizando gasoductos para transportar el combustible, el resto se movió a través de tanqueros.

El reducido volumen del comercio internacional de gas es consecuencia de los elevados costos de transporte. Según James T. Jensen¹⁶ podría costar hasta siete veces más transportar energía, en forma de gas, que moverla en forma de petróleo utilizando un ducto tendido sobre tierra; este costo sería hasta veinte veces más elevado si la distancia entre el centro productor y el

centro consumidor es de 5.000 millas y debe utilizarse un tanquero.

Por otro lado, los proyectos de construcción de grandes gasoductos, que atraviesan en ocasiones uno o más países, no solamente que son costosos sino que son también riesgosos, lo cual repercute no solo en los costos de transporte del gas sino que también constituye un obstáculo para el financiamiento de estos proyectos.

Por el lado de la oferta, se pueden apreciar cinco regiones ex-

portadoras importantes: la ex Unión Soviética (que efectuó ventas en el mercado internacional por un total de 1,7 m BEP/d), Europa (que exportó 1,2 m BEP/d), Norteamérica (con un total de 1,1 m BEP/d), la región de Asia y Australia (que colocó 1,0 m BEP/d) y África (con 0,6 m BEP/d).

Por el lado de la demanda, se registran solamente tres grandes consumidores: Europa (3,5 m BEP/d), Norteamérica (1,1 m BEP/d) y Asia y Australia (1,1 m BEP/d).

El mercado internacional norteamericano es altamente desarrollado, integrado regionalmente y se encuentra prácticamente balanceado. Por el contrario, la limitada infraestructura existente en América Latina, inadecuada para el comercio internacional del gas, constituye un serio factor limitante tanto para el desarrollo de las exportaciones intra-regionales como para la explotación de las reservas. No obstante que el tamaño de sus reservas le otorga un alto potencial como productor, durante 1993, la región presentó una balanza comercial negativa de 17,6 mil BEP/d.

El mercado europeo del gas es altamente diversificado. La región, deficitaria en gas natural, presentó durante 1993 una balanza comercial negativa equivalente a 2,3 m BEP.

Debido a su importante capacidad de exportación, los países de la ex Unión Soviética presentaron durante 1993 la balanza comercial regional más favorable.

La distancia que existe entre el Medio Oriente y los grandes centros de consumo constituye una ba-

Tabla: 8 EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE GAS NATURAL
EN 1993

SE INCLUYEN LAS TRANSACCIONES REGIONALES

Miles de BEP/d

Efectuadas utilizando embarcaciones marítimas

	Exportaciones	Importaciones	Balanza
Norteamérica	24,3	40,0	-15,7
América Latina	0,0	0,0	0,0
Europa	0,0	337,2	-337,2
Ex Unión Soviética	0,0	0,0	0,0
Medio Oriente	57,7	0,0	57,7
África	376,5	0,0	376,5
Asia	975,9	1.057,2	-81,3
TOTALES	1.434,5	1.434,5	0,0

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994

Tabla: 9 EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EN 1993

SE INCLUYEN LAS TRANSACCIONES REGIONALES

Miles de BEP/d

Exportaciones e importaciones totales (gasoductos y tanqueros)

	Exportaciones	Importaciones	Balanza
Norteamérica	1.117,0	1.115,1	1,9
América Latina	38,9	56,5	-17,6
Europa	1.225,8	3.541,0	-2.315,2
Ex Unión Soviética	1.738,8	8,6	1.730,2
Medio Oriente	66,3	0,0	66,3
África	625,2	9,5	615,7
Asia	1.001,7	1.083,1	-81,3
TOTALES	5.813,9	5.813,9	0,0

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994

rera natural que ha venido frenando las exportaciones gasíferas de la región; no obstante, durante 1993, este conjunto de países presenta una balanza comercial positiva equivalente a 66,3 mil BEP/d.

En el mercado africano destacan, por su importancia, las exportaciones de Argelia a Europa, tanto a través de gasoductos como a través de tanqueros.

LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL

Los precios del gas natural en los mercados internacionales se encuentran regionalizados, sin que se pueda verificar una marcada correlación estadística entre los valores establecidos por las diferentes fuentes de suministro. Tampoco se evidencia una correlación estadística significativa entre el precio internacional del gas natural y el precio del petróleo crudo. Por otro lado, debido a que los clientes solamente pueden ser abastecidos a través de una red de gasoductos, quedan cautivos de sus proveedores. En los últimos años, Estados Unidos ha conseguido importar el pro-

ducto a precios más bajos que los pagados por los países europeos, en tanto que el Japón ha venido pagando los más altos precios.

En la Figura 8 que se presenta a continuación se muestra la evolución de los precios promedio de las exportaciones FOB efectuadas por Argelia, los Países Bajos y el Canadá, durante el período comprendido entre 1985 y 1993.

En el caso de Argelia, se incluyen las exportaciones efectua-

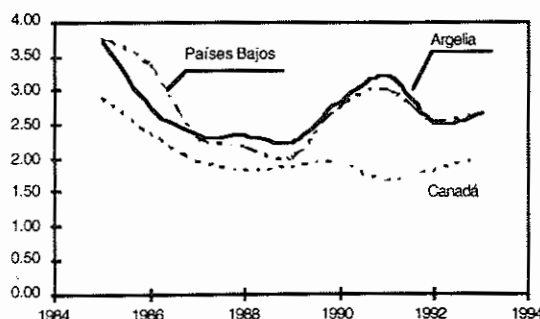
das a Francia, Bélgica, España e Italia; y, en el de los Países Bajos, las exportaciones hechas a Francia, Italia, Bélgica y Alemania. El coeficiente de correlación entre los precios promedios de exportación de los países señalados es de 0,89, estadísticamente significativo.

En el caso del Canadá se incluyen en el promedio los precios de las exportaciones efectuadas a los Estados Unidos, mediante contratos de corto y largo plazo. Es evidente, a lo largo de todo el período considerado, que los precios canadienses FOB de exportación fueron inferiores a los precios de Argelia y los Países Bajos. Por otro lado, los coeficientes de correlación entre estos precios son estadísticamente menos significativos: Canadá-Argelia, 0,63 y Canadá-Países Bajos 0,77.

La característica mencionada anteriormente demuestra que los consumidores de Estados Unidos se han beneficiado de un precio bajo para el gas natural, lo cual (según algunos analistas) ha afectado la industria gasífera de ese país.

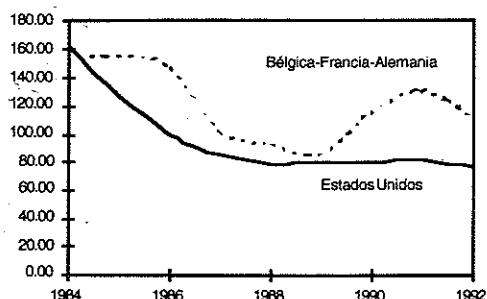
Fig: 8 PRECIOS PROMEDIOS FOB DE EXPORTACION: PAISES BAJOS, ARGELIA Y CANADA

US\$ corrientes/millón de BTU



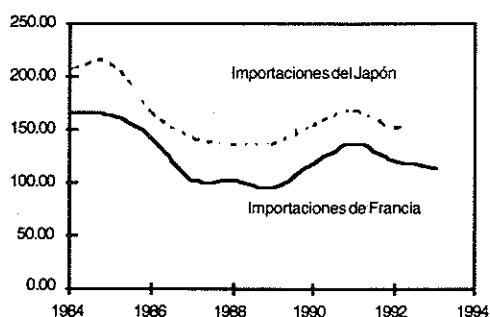
FUENTE: ENERGY AND OIL STATISTICS, OPEC Secretariat Research Division

Fig: 9 COSTO CIF DE LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL DE PAISES EUROPEOS SELECCIONADOS Y LOS ESTADOS UNIDOS, (ADQUISICIONES EFECTUADAS GASODUCTO) US\$ corrientes/TEP *



FUENTE: ENERGY PRICES AND TAXES, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
* TEP: Toneladas equivalentes de petróleo

Fig: 10 COSTO CIF DE LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL LIQUIFICADO, HECHAS POR FRANCIA Y EL JAPON US\$ corrientes/TEP



FUENTE: ENERGY PRICES AND TAXES, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

Tabla: 10 PRECIOS DEL GAS NATURAL EN MERCADOS SELECCIONADOS US\$ corrientes, por millón de BTU

	Exportaciones de Argelia			Export. Canadá		Exportaciones de los Países Bajos			
	FOB US\$ mm BTU			FOB US\$ mm BTU		FOB US\$ mm BTU			
	Francia	España	Italia	Largo plazo	Corto plazo	Francia	Italia	Bélgica	Alemania
1985	3.84	3.84	3.51	3.00	2.78	3.73	3.60	3.87	3.83
1986	2.83	2.83	2.58	2.47	2.28	3.31	2.85	3.65	3.66
1987	2.66	2.66	1.76	2.04	1.86	2.30	1.86	2.40	2.71
1988	2.46	2.46	2.11	2.04	1.58	2.19	1.55	2.33	2.55
1989	2.28	2.28	2.14	2.12	1.58	2.07	1.46	2.15	2.23
1990	3.31	2.81	2.38	2.03	1.79	2.73	2.02	3.01	3.08
1991	3.50	3.23	2.92	1.90	1.38	2.91	2.18	3.48	3.42
1992	2.57	2.39	2.59	1.98	1.60	2.56	2.60	2.51	2.49
1993	2.75	2.55	2.65	2.22	1.71	2.64	2.65	2.64	2.60

FUENTE: ENERGY AND OIL STATISTICS, OPEC Secretariat Research Division

Esta aseveración queda ratificada al examinar los costos de adquisición del combustible en algunos países europeos y en los Estados Unidos. Así, en la Figura 9 que se presenta arriba, es posible apreciar, por un lado, el costo CIF promedio de las importaciones de gas natural efectuadas por Bélgica, Francia y Alemania y, por otro, el costo de las importaciones realizadas por Estados Unidos.

Se observa en todo el período de análisis que:

- En general, el costo de las adquisiciones de gas, efectuadas por Estados Unidos ha sido 20% más bajo que el de las importaciones hechas por los países europeos seleccionados (Bélgica, Francia y Alemania); y
- El costo del gas natural importado por los Estados Unidos ha venido disminuyendo de manera consistente, en valores corrientes. La disminución en dólares constantes es mucho más pronunciada, debido a la tasa de inflación experimentada por ese país.

El Japón ha venido pagando los precios más altos por el gas natural que requiere para satisfacer su demanda interna. Por ejemplo, durante el período de análisis (1984-1993), el costo de las importaciones CIF, de gas natural licuado, hechas por el país ha sido, en promedio, un 29% más alto que el costo de las compras del combustible efectuadas por Francia.

En la Figura 11, es posible observar que se presenta un retar-

Tabla: 11 MATRIZ DE CORRELACION DE PRECIOS DEL GAS NATURAL
PARA MERCADOS SELECCIONADOS 1985-1993

	Exportaciones de Argelia			Export. Canadá		Exportaciones de los Países Bajos				BRENT
	Francia Bélgica	España	Italia	Largo plazo	Corto plazo	Francia	Italia	Bélgica	Alemania	
DE ARGELIA:										
A Francia y Bélgica	1.00	0.94	0.79	0.51	0.51	0.81	0.63	0.85	0.84	0.77
A España	0.94	1.00	0.80	0.70	0.67	0.88	0.70	0.88	0.88	0.71
A Italia	0.79	0.80	1.00	0.66	0.55	0.85	0.84	0.80	0.70	0.59
DEL CANADA										
Largo plazo	0.51	0.70	0.66	1.00	0.96	0.78	0.79	0.65	0.68	0.47
Corto plazo	0.51	0.67	0.55	0.96	1.00	0.79	0.81	0.65	0.69	0.46
De PAISES BAJOS										
A Francia	0.81	0.88	0.85	0.78	0.79	1.00	0.90	0.96	0.93	0.51
A Italia	0.63	0.70	0.84	0.79	0.81	0.90	1.00	0.76	0.70	0.45
A Bélgica	0.85	0.88	0.80	0.65	0.65	0.96	0.76	1.00	0.98	0.48
A Alemania	0.84	0.88	0.70	0.66	0.69	0.93	0.70	0.98	1.00	0.43
CRUDO BRENT	0.77	0.71	0.59	0.47	0.46	0.51	0.45	0.45	0.43	1.00

FUENTE: ENERGY AND OIL STATISTICS, OPEC Secretariat Research Division

do en el ajuste del precio del gas natural con respecto al precio del crudo marcador; este comportamiento se observa tanto para las exportaciones argelinas como para aquellas realizadas por los Países Bajos.

LAS CONSIDERACIONES AMBIENTALES

Según Herman Franssen,¹⁷ (que coincide con la apreciación de Shawkat), el gas natural es el más limpio de los hidrocarburos, emite una menor cantidad de contaminantes que el carbón y el petróleo (Tabla 12).

Es necesario, sin embargo, tener en cuenta que existen algunos yacimientos de gas natural que están impregnados de contaminantes como el azufre, tal es el caso, por ejemplo, del gas amargo, asociado a la producción del crudo en Varadero, Cuba.

Por otro lado, aún dentro de un mismo país o región, las características físico-químicas del gas natural pueden variar notable-

Fig: 11 CORRELACION ENTRE EL PRECIO DEL CRUDO MARCADOR BRENT Y EL PRECIO FOB DEL GAS NATURAL DE ARGELIA Y LOS PAISES BAJOS
US\$/BEP

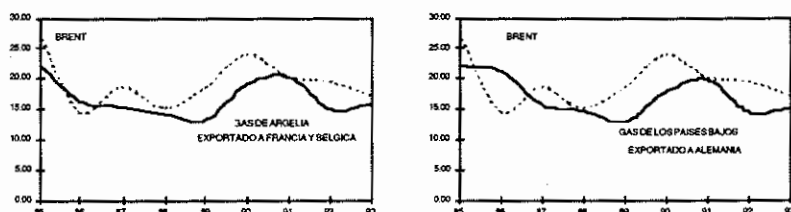


Tabla: 12
EMISIONES DE CARBON GENERADAS POR COMBUSTIBLES FOSILES

TPE *	Ton (Carbón)
Carbón	1,05
Petróleo	0,82
Gas natural	0,63

FUENTE: SHAWKAT, M.- Energy taxes, drawbacks and proposed alternatives. IPEC Workshop.- OPEC Viena, 22-23 Setiembre, 1993.

* Toneladas de Petróleo Equivalente

Tabla: 13 COMPOSICION DEL GAS NATURAL EN ALGUNAS AREAS DE VENEZUELA

	Occidente (Asociado)	Guarico (Libre)	Oriente (Libre)	Oriente (Asociado)	Costa Afuera (Libre)
Metano	73,1 %	83,5 %	76,9 %	75,1 %	90,5 %
Etano	11,0	0,6	5,8	8,0	5,0
Propano	6,0	0,1	2,5	4,6	2,2
I-Butano	1,1	-	0,5	0,9	0,4
N-Butano	1,9	0,1	0,6	1,1	0,7
I-Pentano	0,6	-	0,3	0,3	0,3
N-Pentano	0,5	-	0,2	0,3	0,2
Hexano	0,5	-	0,2	0,2	0,2
Heptanos	0,4	-	0,4	0,2	0,2
Dióxido de C.	4,4	15,6	12,5	9,2	0,2
Nitrógeno	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1

FUENTE: La industria venezolana de los hidrocarburos, Tomo I, 15 de noviembre de 1989.

mente, como se observa en la Tabla 13 de composición del gas en algunas áreas de Venezuela.

EL GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

El desarrollo del sector energético, supeditado en lo político y lo económico al desarrollo económico-social si bien no se ha paralizado, denota (particularmente a partir de los ochenta) un ritmo lento de crecimiento, en especial en lo que respecta al volumen y ritmo de las inversiones necesario para su ampliación y modernización. Para imprimir una dinámica racional a la expansión de la industria energética de América Latina y el Caribe será necesario:

- Contar con la cooperación tecnológica y el capital intra y extra-regionales;
- Adoptar como estrategia una política de integración energética hemisférica;
- Emplear los excedentes energéticos regionales como herramienta de negociación comercial con otras regiones;
- Liberalizar los mercados energéticos, buscando la eficiencia y competitividad del sector;
- Incrementar los niveles generales de eficiencia en el sector energético y elevar la productividad energética general;
- Racionalizar el balance energético regional mediante el incremento de la producción y el consumo de gas natural e hidroelectricidad en las áreas urbanas y el uso de fuentes renovables de

energía en las áreas rurales;

- Utilizar la capacidad energética regional para elevar la competitividad económica general de nuestros países; y
- Adoptar políticas comunes de desarrollo económico sostenible.

En América Latina y el Caribe se dispone actualmente de un considerable potencial de gas natural (superior, como ya se ha manifestado, al que detenta Norte América), pero las actuales tasas de producción y consumo del energético son aún muy bajas. No obstante que el consumo se ha triplicado en las dos últimas décadas, la participación del gas natural en el balance global de energía primaria es de apenas un 20% y en el balance de energía final, el 9%.

El gas natural, en muy pocas ocasiones ha sido el foco principal de la actividad exploratoria, debido a la falta de mercados inmediatamente disponibles y a los elevados costos de transporte. Por otro lado, en la Región se han mantenido por mucho tiempo criterios de marginalidad con respecto al gas asociado y aún son pocos los programas de inversión específicos para el desarrollo y aprovechamiento del gas natural libre.

Existen grandes posibilidades para incrementar la utilización del gas natural en los sectores industrial, doméstico y comercial, pero también en el transporte y para la generación de energía eléctrica. Ello se sustenta en factores tecnológicos que hacen más eficiente la transformación del gas natural en energía eléctrica, en factores políticos y económicos que buscan la seguridad en

el abastecimiento energético, un mejoramiento de las balanzas de pagos de los países productores de hidrocarburos y la participación del sector privado; y, en factores ambientales que ven en este energético un vehículo para reducir las emisiones de gas carbónico, evitar el problema de las lluvias ácidas y disminuir el efecto invernadero.

El desarrollo del gas natural constituye un elemento importante para la integración energética. En el Cono Sur de América Latina existen países con una importante demanda potencial de gas y otros con grandes reservas, lo que constituye una base para la futura implantación de una red de interconexión gasífera en la subregión.

La integración regional, basada en una adecuada coordinación de políticas, permitirá que este energético se convierta en un elemento de progreso económico, fuente de trabajo y bienestar social.

Aparentemente estarían emergiendo en la región dos polos integradores de la industria gasífera: uno en el norte, en el eje conformado por Venezuela, Colombia y el Ecuador, que incluirá el abastecimiento del energético del Istmo Centroamericano y, eventualmente del sur de los Estados Unidos y otro, al sur, con la participación de Perú, Bolivia, Brasil, Argentina, Chile, Uruguay y Paraguay.

Sin embargo, uno de los obstáculos más serios para la integración y expansión del comercio de gas natural en América Latina y el Caribe es el de la enorme disparidad en los precios de venta del combustible. Por ejemplo, en Barbados el

gas se vende en aproximadamente US\$ 120,0/BEP para uso doméstico y en Venezuela en apenas US\$ 2,6/BEP.

El uso del gas como fuente energética

No obstante que el consumo se ha triplicado en las dos últimas décadas, la participación del gas natural en el balance regional de energía primaria es de apenas un 20 % y en el balance de energía final, el 9%.

Producción

De conformidad con las cifras estadísticas del Sistema de Información Económica-Energética de OLADE (SIEE), la oferta global de gas natural ascendió en América Latina a 881 m BEP, durante 1993 y el 98,8% de ésta fue cubierto con producción local.¹⁸ El 11,8% de la oferta global (104 m BEP) no se aprovechó, se lo arrojó a la atmósfera o se lo quemó. Este alto porcentaje, de gas no utilizado, en gran medida se explica por el hecho de que aún es muy reducida la infraestructura de almacenamiento, transporte e industrialización del gas y, por lo tanto, un alto porcentaje del gas asociado a la producción petrolera no puede ser encauzado al consumo. Por lo tanto, cualquier plan regional de desarrollo gasífero a nivel regional debe focalizar su atención en la expansión de esta infraestructura.

Utilización

Del total de 764 m BEP de gas que se utilizó a nivel regional en 1993, el 67,5 % se lo empleó en los centros de transformación energética (a fin de producir elec-

OFERTA Y CONSUMO REGIONAL DE ENERGIA PRIMARIA: 1994

	Miles de BEP/año	BEP año/habitante	Composic.
Petróleo	1'995.430	4,26	48,3 %
Gas natural	817.614	1,75	19,8 %
Carbón mineral	150.461	0,32	3,6 %
Hidroelectricidad	307.820	0,66	7,4 %
Biomasa	709.093	1,51	17,2 %
Geo y nucleo elect	154.029	0,33	3,7 %
Totales	4'134.447	8,83	100,0 %

Detalle de la oferta y consumo de gas natural como energía primaria: 1994

	Miles de BEP/año	BEP año/habitante
México	214.022	2,44
Centroamérica	0	0,00
El Caribe	42.139	1,33
Zona Andina	360.636	3,63
Brasil	39.330	0,24
Argentina	144.467	4,26
Cono Sur (Sin Argentina)	17.021	0,79

FUENTE: OLADE, Sistema de Información Económica-Energética, SIEE.

Tabla: 14 BALANCE DE GAS NATURAL EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE
Millones de barriles equivalentes de petróleo

FUENTES	1991	1993	USOS	1991	1993
Producción	793	871	Uso total	699	764
Importaciones	7	10	Exportaciones	0	13
			No aprovechado	102	104
			Var. existencias	0	0
OFERTA TOTAL	801	881	DEMAN. GLOBAL	801	881

FUENTE: OLADE/CE - Sistema de Información Económica-Energética (SIEE)

Tabla: 15 UTILIZACION DEL GAS NATURAL EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE
Millones de barriles equivalentes de petróleo

	1991		1993	
CONSUMO FINAL (Sectores)	177	100.0%	248	100.0%
Residencial	45	25.2%	44	17.9%
Comercial y servicios públic.	0	0.3%	11	4.6%
Industrial	117	65.9%	169	68.2%
Transporte	1	0.6%	5	2.0%
Agricul, caza, pesca, minas	1	0.3%	2	0.9%
Uso no energético	14	7.7%	16	6.5%
USO EN LOS CENTROS DE TRANSFORMACION	521	100.0%	516	100.0%
Generación eléctrica	82	15.8%	105	20.4%
Autoprodutores eléctricos	15	2.9%	21	4.1%
Refinerías	7	1.4%	3	0.6%
Centros de gas	316	60.6%	269	52.1%
Consumo propio	75	14.3%	85	16.5%
Pérdidas	26	5.0%	33	6.4%
USO TOTAL	699		764	

FUENTE: OLADE/CE - Sistema de Información Económica-Energética (SIEE)

Tabla: 16 PRODUCCION DE GAS NATURAL EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE,
POR PAIS: 1993

	Mil BEP	Mil BEP/d		Mil BEP	Mil BEP/d
VENEZUELA	321,385	880.5	CHILE	16,710	45.8
MEXICO	214,213	586.9	ECUADOR	5,573	15.3
ARGENTINA	153,624	420.9	PERU	5,568	15.3
BRASIL	44,279	121.3	CUBA	227	0.6
TRINIDAD-TOBAGO	41,764	114.4	BARBADOS	167	0.5
BOLIVIA	35,286	96.7	GUATEMALA	60	0.2
COLOMBIA	31,844	87.2			
				842,395	2,307.9

FUENTE: OLADE/CE.- Sistema de Información Económica-Energética (SIEE)

tricidad y combustibles hidrocarbúricos) y el 32,5 % restante constituyó consumo final.

Dentro del consumo final, el uso del sector industrial y el consumo residencial fueron los más importantes. El empleo del gas natural en el sector del transporte es aún muy limitado en la región.

Los productores más importantes de gas natural en América Latina y el Caribe son Venezuela, México, Argentina, Brasil, Trinidad & Tobago, Bolivia y Colombia. La localización y dispersión geográfica de los países mencionados constituye un ele-

mento clave para la integración energética regional.

Precios

Uno de los obstáculos más serios para la integración y expansión del comercio del gas natural en América Latina y el Caribe es el de la enorme disparidad en los precios de venta del combustible. Por ejemplo, en Barbados,¹⁹ el gas se vendió en 1993 a US\$ 119,39/BEP para uso doméstico y en Venezuela apenas a US\$2,62/BEP.

Los subsidios a los energéticos han sido objeto de largas

discusiones entre mexicanos y venezolanos, en particular por los beneficios proporcionales que reciben el transporte y las grandes industrias consumidoras de Venezuela, como las del acero, aluminio, cemento y productos químicos. Los mexicanos han señalado reiteradamente que en Venezuela los precios internos del gas, la energía eléctrica, el agua y el diesel son, en promedio, 50% menores que los de México. Empero, también reconocieron que esa disparidad se debe tanto a los subsidios en el sector cuanto a los menores costos de producción de sus ricos recursos naturales.²⁰

Teóricamente, dentro del marco de la integración subregional andina, los industriales ecuatorianos podrían adquirir gas natural en Venezuela al precio máximo de US\$ 2,62/BEP; en la práctica, sin embargo existen barreras no arancelarias que impiden este tipo de transacciones.

No obstante estas dificultades, conforme lo señala Cambridge Energy Research Associates, Inc., aparentemente estarían emergiendo en la región dos polos integradores de la industria gasífera: uno al norte, en el eje conformado por Venezuela, Colombia y el Ecuador, que incluiría el abastecimiento del energético en el área del Istmo Centroamericano; y otro al sur, con la participación de Perú, Bolivia, Brasil, Argentina, Chile, Uruguay y Paraguay.²¹

PROSPECTIVA

Existen buenas perspectivas para el desarrollo de la industria del gas natural a nivel mundial. De

Tabla: 17 PRECIOS DEL GAS NATURAL EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE
AÑO 1995

	US\$/Mil m3		US\$/BEP	
	HOGARES	INDUSTRIA	HOGARES	INDUSTRIA
BARBADOS	750.90	710.15	119.38	112.90
BRASIL		152.66	0.00	24.27
CUBA	170.00	120.00	27.03	19.08
ARGENTINA	176.11	108.05	28.00	17.18
COLOMBIA	115.81	85.21	18.41	13.55
MEXICO	154.85	65.56	24.62	10.42
BOLIVIA	100.81	63.71	16.03	10.13
CHILE	44.50	44.50	7.07	7.07
TRINIDAD-TOBAG		39.39		6.26
VENEZUELA	16.49	8.26	2.62	1.31

FUENTE: OLADE/CE.- Sistema de Información Económica-Energética (SIEE)

acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE), se espera un incremento en el precio real del gas natural en todos los principales mercados regionales, bastante en línea con las expectativas calculadas para el petróleo crudo.

Como se puede apreciar, el escenario de precios adoptado por la AIE supone tácitamente que será muy difícil desarticular los mercados regionales del gas y, por lo tanto, el costo de este energético continuará siendo el más elevado para los japoneses y el más bajo para los Estados Unidos.

Sin embargo, hay que anotar que la AIE, está considerando que en EEUU se podría producir un mejoramiento en el precio relativo del gas con respecto al del petróleo crudo, con lo cual este energético, que se transaba a un valor equivalente al 44% del petróleo en 1990, se lo compraría al 56% del precio del crudo en 1995 y en el 2000 a un 65% del valor del petróleo.

Por otro lado, se pronostica también un incremento moderado en el uso del gas natural como fuente energética a nivel mundial. Según la AIE, el consumo mundial de gas natural alcanzará los 40 m BEP hacia el 2000 y los 56 m BEP en el 2010. También se considera factible que la proporción del gas, como fuente energética primaria, aumente hasta llegar a representar un 24,3% de ésta.

La AIE calcula que la demanda mundial del gas pudiera crecer a una tasa del 2,6% anual, entre 1990 y el 2010, ligeramente

**Tabla: 18 EVOLUCION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL
EN LOS MERCADOS INTERNACIONALES**
US\$(1993)/BI.

Años	PRODUC USA	IMPORT EUROPA	IMPORT JAPON	CRUDO
1990	10.56	16.90	25.02	24.20
1995	12.22	18.86	26.47	21.90
2000	16.67	21.65	32.85	27.30
2005	19.44	24.88	36.01	30.00
2010	19.44	24.88	36.01	30.00

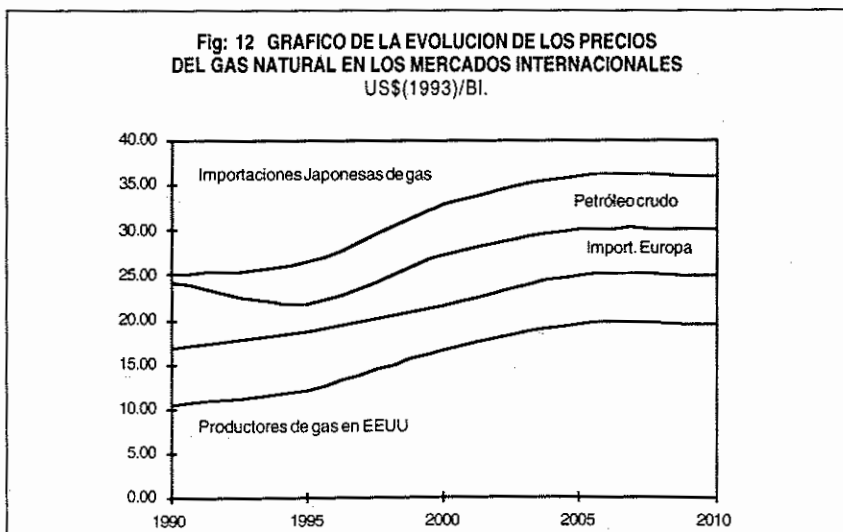
FUENTE: World Energy Outlook.- International Energy Agency, 1994.

superior a la tasa pronosticada para todas las fuentes energéticas primarias, tomadas en conjunto (2,0%).

FACTORES QUE ESTIMULARAN LA DEMANDA DE GAS NATURAL

- Los avances técnicos que se introducirán en el diseño y fabricación de plantas generadoras de electricidad (especialmente de ciclo combinado) que utilizan como materia prima gas natural;

- Las consideraciones de tipo ambiental que privilegian cada vez más el uso del gas natural como fuente energética relativamente limpia;
- Expresas políticas que tienden a sustituir el consumo de petróleo por consumo de gas natural en los países productores y exportadores de hidrocarburos; y
- Los procesos de privatización en el subsector eléctrico privilegiarían la expansión termoeléctrica con respecto a la hidroeléctrica



trica y, por ende, incrementarán la demanda de gas natural.

FACTORES QUE ESTIMULARAN LA OFERTA DE GAS NATURAL

- A diferencia de la Ley de Say, que afirma que la oferta crea su propia demanda, en el caso del gas natural, (dado el potencial de reservas aún no explotado), la demanda creará su propia oferta.
- El incremento esperado tanto en el precio del petróleo como en el precio del gas natural, en

el mediano y el largo plazo.

- La Carta Energética Europea, que integrará a Rusia en el sistema de suministro energético de este continente. Adicionalmente, el paraguas constituido por el Grupo de los Siete constituye un mecanismo útil que facilitará recursos financieros para la expansión de proyectos energéticos en Rusia.

OTROS DATOS IMPORTANTES

En esta sección se agrupa un conjunto de datos de tipo informa-

tivo que se debe tener en cuenta para tener una concepción más amplia de la industria del gas natural, especialmente en lo relacionado con América Latina.

Argentina-Uruguay

Gaseba-Gaz (integrada por Gaz de Francia, Gas Transmission & Transport de USA y Techint de Argentina) prepara un ambicioso proyecto por US\$ 400 millones para almacenar en depósitos subterráneos gas natural argentino para satisfacer la demanda invernal de Montevideo y Buenos Aires. Gaseba ganó una concesión para abastecer Montevideo por 30 años.²²

Argentina-Chile

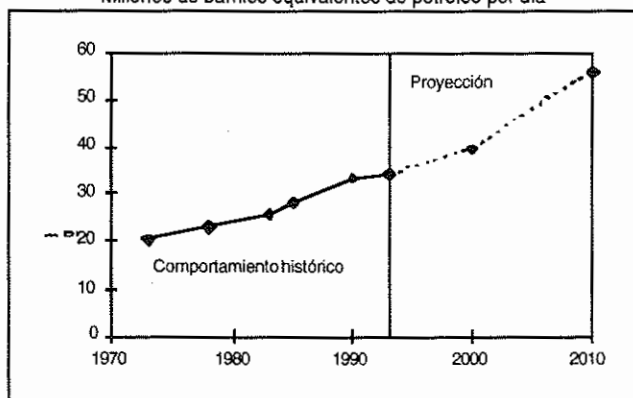
Dos firmas de Estados Unidos, CMS Energy Corp y Williams están completando los estudios para la construcción de un gasoducto de 637 Km. Con un costo de US\$ 500 millones desde el norte argentino hasta Antofagasta, en Chile.²³

Un nuevo gasoducto desde Argentina hacia Chile será construido por el consorcio YPF, Teneco y cuatro compañías locales. El gasoducto que costará US\$ 600 millones y tendrá una capacidad de 250 Millones de pies cúbicos diarios (45.000 BIs/d) empezará a operar en 1996 constituyéndose en el primer proyecto de exportación argentino de gas. British Gas y dos firmas chilenas distribuirán el gas en Santiago.²⁴

Bolivia-Brasil

Santa Cruz de la Sierra - Campinas, 3.400 Km.²⁵

Fig: 13 CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL
Millones de barriles equivalentes de petróleo por día



FUENTE: World Energy Outlook - International Energy Agency, 1994.

Tabla: 19 PROYECCION DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL MUNDO
Millones de barriles equivalentes de petróleo por día

	Año 2000			Año 2010		
	ENER.	GAS		ENER.	GAS	
OECD NOROCCIDENTAL	49	12	23.8%	54	14	26.2%
OECD EUROPA	33	6	19.3%	36	9	23.5%
OECD PACIFICO	13	2	14.5%	16	3	17.8%
EX UNION SOVIETICA	28	11	39.8%	35	15	42.1%
SUD ASIATICO	7	1	10.4%	11	1	10.1%
ESTE ASIATICO	12	1	9.3%	18	2	11.5%
CHINA	18	0	2.2%	24	1	3.5%
MEDIO ORIENTE	8	4	48.1%	13	8	57.8%
AMERICA LATINA	10	2	16.5%	15	3	17.8%
AFRICA	6	1	14.2%	8	1	16.4%
MUNDO	183	40	21.6%	231	56	24.3%

FUENTE: World Energy Outlook - International Energy Agency, 1994.

El financiamiento exterior, necesario para la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil fue garantizado por el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo. A partir de 1997, el gasoducto debe transportar 8 millones de metros cúbicos de gas natural desde Santa Cruz de la Sierra en Bolivia hacia Sao Paulo. Según el "Jornal do Brasil", PETROBRAS lanzaría para mayo las licitaciones para adquirir los materiales y para agosto de 1995 se iniciarían las obras. En 1994, PETROBRAS seleccionó como su socia al consorcio BTB (formado por las empresas Tenneco, British Gas y Broken Hill Proprietary Petroleum) para la construcción del tramo brasileño, de 1.426 Km, entre Corumbá y Campiñas. El costo de este tramo es de unos US\$ 2.000 millones. El trayecto boliviano 577 Km costará unos US\$ 400 millones y será desarrollado por el consorcio ENRON-YPFB. YPFB podrá participar hasta en un 20% en el tramo brasileño.²⁶

Enron Corp, de Estados Unidos firmó el 20 de julio de 1994 un memorando de entendimiento con la petrolera estatal YPFB, para la construcción, financiación y operación de un gasoducto entre Santa Cruz y el sur de Brasil. YPFB poseerá 60% de la *joint venture* y Enron 40%.²⁷

A fin de construir dos gasoductos para enviar gas natural a Brasil y Chile, el 19 de julio se anunció la asociación en operaciones de riesgo compartido de YPFB con la petrolera texana Enron Development Corporation y la filial australiana BHP Power.

La sociedad con la empresa

estadounidense, en la cual YPFB cuenta con 66% de las acciones, permitirá tender un gasoducto de 1.800 Km. Desde Río Grande hasta las regiones brasileñas de Sao Paulo y Curitiba, cuyo costo total se estima en unos US\$ 2.000 millones. La asociación con la empresa australiana es para construir un gasoducto de 1.100 km. Desde Tarija hacia la zona norte de Chile; la paraestatal boliviana y BHP Power comparten 90% del capital accionario y el restante 10% pertenece a la Empresa Nacional de Petróleos de Chile.²⁸

Bolivia-Chile

Bolivia venderá 4 millones de m³ de gas por día a Chile y obtendrá²⁹ US\$ 120 millones por año. Las primeras entregas se efectuarán a mediados de 1996. A inicios de 1995 se construirá un gasoducto de 1.100 Km., a un costo de US\$ 300 millones. Inicialmente transportará 4 millones de m³/d y la capacidad aumentará gradualmente hasta 6.000 m³/d.³⁰

Colombia

El Presidente Ernesto Samper busca la masificación del consumo de gas. Está interesado en utilizar el gas natural para generar electricidad y reducir la vulnerabilidad del país con respecto a las sequías.³¹

Venezuela

El gobierno invertirá US\$ 282 millones en la conversión de autobuses al uso de gas natural.³²

Estados Unidos

Las ventajas ambientales y de eficiencia incrementarán la

competitividad del gas natural durante el desarrollo de la industria eléctrica en los Estados Unidos. La reestructuración de las empresas eléctricas generará oportunidades para el combustible.³³

VENTAS DE GAS Y PETROLEO US\$ mil millones

	1993	1994
Gas natural	36.9	33.7
Crudo	35.5	31.9

Mundo

El consumo mundial licuables del gas natural³⁴ asciende a 160 millones de toneladas (5 millones de BI/d)³⁵

PRODUCTOS DEL GAS NATURAL

Se advierte un incremento de los precios del amoniaco y la urea en el corto plazo, en los mercados internacionales, conforme se puede apreciar en el cuadro que se presenta a continuación.

PRECIOS DE AMONIAO Y UREA* US\$/Tm

	1993	1994
Amoniaco	120	161
Urea	100-105	130

* OPECNA News Service, 11 de febrero 1995

NOTAS

- 1 FRANSSEN, Herman.- Ministerio de Petróleo y Minas de Oman.- Scenarios for long-term outlook of oil demand and supply based on oil industry and official projections.- IPEC Workshop OPC Viena.- Setiembre 22 y 23 de 1993.
- 2 El término *contratos de largo plazo* puede ser bastante ambiguo si no se lo define adecuadamente. En primer lugar es necesario distinguir los contratos de suministro de un proveedor local a un consumidor grande de aquellos contratos de exportación de un país a otro. En el primer caso la transacción se da entre empresas de un mismo país y las estrategias de venta, en mercados maduros, se rigen por prácticas comerciales que toman en cuenta la competencia. Por ejemplo, en los Estados Unidos, las actuales tendencias estarían reduciendo estos plazos a períodos que van desde los doce a los dieciocho meses. En el segundo caso, se trata de contratos de suministro de un país a otro; aquí los volúmenes de transacción son mayores, las inversiones de base mucho más elevadas y los riesgos más altos, por lo tanto, el concepto de largo plazo difiere. Por ejemplo, en el caso de las exportaciones de gas efectuadas por Bolivia al Argentina, el plazo del contrato inicial fue de diez años (1972-1980) y la renovación se efectuó por un período similar (1980-1990) con un período de extensión hasta la negociación del nuevo contrato.
- 3 Ver el reporte preparado por Cambridge Energy Research Associates, Inc, titulado *Energy Opportunities, Economic Growth, and Trade: a Hemispheric Perspective*, de diciembre de 1994; página 5.
- 4 No existe uniformidad en las estadísticas internacionales disponibles

con respecto al volumen total de las reservas de gas natural. Al 31 de diciembre de 1992, por ejemplo, Jensen Associates, Inc., basado en Oil & Gas Journal estimaba que éstas llegaban a 142.671 mil millones de metros cúbicos (895 mil millones de barriles equivalentes de petróleo), en tanto que la British Petroleum Company (BP) registraba, para el mismo año, un total de 138.337 mil millones de metros cúbicos (870 mil millones de barriles equivalentes de petróleo). En el primero de los casos se ha utilizado una equivalencia de 6,27 millones de barriles equivalentes de petróleo por cada mil millones de metros cúbicos, en tanto que, en el segundo caso, la equivalencia utilizada fue, de 6,29 millones de barriles equivalentes de petróleo por mil millones de metros cúbicos. Las cifras de la BP, que se utilizarán básicamente en este documento, son más conservadoras, e inferiores a las primeras en aproximadamente un 97%.

- 5 De acuerdo con James Jensen, en términos generales, los yacimientos de *gas no asociado* con pozos de alta presión presentan costos de explotación menores que los yacimientos de *gas asociado*, por lo tanto, los primeros son considerados proyectos mejores perspectivas.
- 6 JENSEN, James T.- Gas Supplies for the World Market.- THE ENERGY JOURNAL.- Special Issue, 1994.
- 7 JENSEN, James T.- Gas Supplies for the World Market.- THE ENERGY JOURNAL.- Special Issue, 1994.
- 8 mm BEP: mil millones de barriles equivalentes de petróleo.
- 9 mm B: mil millones de barriles.

- 10 RADETZKI, Marian.- World Demand for Natural Gas: History and Prospects.- THE ENERGY JOURNAL. Special Issue, 1994.
- 11 RADETZKI, Marian.- World Demand for Natural Gas: History and Prospects.- THE ENERGY JOURNAL. Special Issue, 1994.
- 12 WILLIAMS, Stephen E. - Una descripción general del sistema de gas natural en los Estados Unidos.- Seminario sobre reglamentación de los sectores de electricidad y gas natural.- 22-24 de marzo de 1995.
- 13 RADETZKI, Marian.- World Demand for Natural Gas: History and Prospects.- THE ENERGY JOURNAL. Special Issue, 1994.
- 14 RADETZKI, Marian.- World Demand for Natural Gas: History and Prospects.- THE ENERGY JOURNAL. Special Issue, 1994.
- 15 RADETZKI, Marian.- World Demand for Natural Gas: History and Prospects.- THE ENERGY JOURNAL. Special Issue, 1994.
- 16 JENSEN, James T.- Gas Supplies for the World Market.- THE ENERGY JOURNAL.- Special Issue, 1994.
- 17 FRANSSEN, Herman.- Scenarios for the long-term outlook of oil demand and supply based on oil industry and official projections.- IPEC Workshop.- OPEC Viena, Setiembre 22-23, 1993.
- 18 Las cifras del SIEE son ligeramente superiores a las registradas por la BP.
- 19 El precio del gas natural en Barbados está determinado prácticamente por los elevados costos de la National Petroleum Corporation. El precio que se paga por la materia prima

- es irrelevante, pero los costos operacionales de la empresa estatal repercuten sensiblemente sobre la estructura del precio al que se vende el combustible. Estos costos representan más del 58% del precio de venta al público.
- 20 CASTRO ESCUDERO, Alfredo.- El Grupo de los Tres: vicisitudes de una negociación comercial.- COMERCIO EXTERIOR, Julio de 1994.
 - 21 Energy Opportunities. Economic Growth, and Trade: a Hemispheric Perspective.- CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATES, INC.- Diciembre de 1994, página 29.
 - 22 INFORME LATINOAMERICA- NO 6-Octubre de 1994.
 - 23 INFORME LATINOAMERICA- NO 1-Diciembre de 1994.
 - 24 LATIN AMERICA OIL & GAS MONITOR.- East-West Center.- Volume 1, Number 1, 3rd & 4th Quarters, 1994.
 - 25 INFORME LATINOAMERICA- NO 1-Setiembre de 1994.
 - 26 Prensa boliviana.- 22 de febrero de 1995.
 - 27 INFORME LATINOAMERICA- NO 4-Agosto de 1994.
 - 28 COMERCIO EXTERIOR, Agosto de 1994.
 - 29 US\$ 0.082/m3, US\$ 2.32/1000 pies³ OPECNA NEWS SERVICE 19-Octubre de 1994.
 - 30 INFORME LATINOAMERICA- NO 13-Octubre de 1994.
 - 31 INFORME LATINOAMERICA- NO 11-aGOSTO DE 1994.
 - 32 INFORME LATINOAMERICA- NO 20-Octubre de 1994.
 - 33 OPECNA NEWS SERVICE 23, Enero de 1995.
 - 34 OPECNA NEWS SERVICE 9, Febrero de 1995.
 - 35 11.4 BI/Tm.

Situation and Prospects of Natural Gas in International Markets

Carlos Jaramillo-Martínez *

INTRODUCTION

Historically, natural gas exploration has been much less important than oil exploration. Gas has been viewed rather as a marginal product stemming from exploratory activities being performed by the oil industry. When the oil industry started emerging, natural gas associated to oil production was considered a by-product of little use and was therefore discharged into the atmosphere and flared.

Around 1970, however, natural gas was recognized as a noble product, destined to be used by the petrochemical industry and probably as a household fuel. In the United States, it was gradually utilized to generate electric power, whereas in the countries then

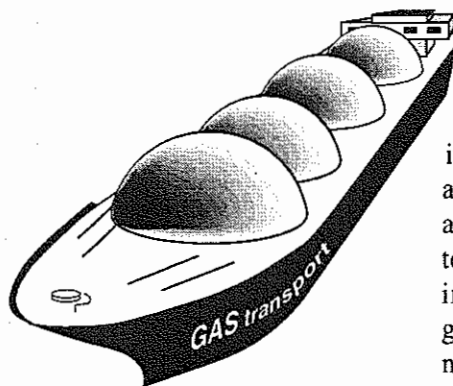
referred to as the European Community its use for thermo-electric generation was forbidden. This policy has been changing gradually due to the following: a) the perception regarding the large available reserves of this fuel; b) technological changes; and c) the importance that public opinion is granting to ecological issues. Thus, natural gas has become an important alternative not only to meet household fuel needs and the requirements of the commercial sector, but also for power genera-

tion, through its use in combined cycle plants.¹

Nevertheless, the international market for gas is still quite limited, compared to that for oil. As a rule, gas is produced and consumed at a national and regional level.

Over the long term, natural gas could perform an important role in the process aimed at diversifying the fuels that can be used internationally to generate electricity, although its impact will be far more limited in the transportation sector. This energy product is highly versatile: it can be used as compressed natural gas (CNG) or liquefied natural gas (LNG) and can be converted into methanol and gasoline.

The low price of natural gas (compared to that of nuclear energy and that of renewable energy sources), as well as the facilities and guarantees offered by long-term contracts,² for the purchase and sale of this fuel, are major objective factors that will ultimately determine consumer interest in its viability.

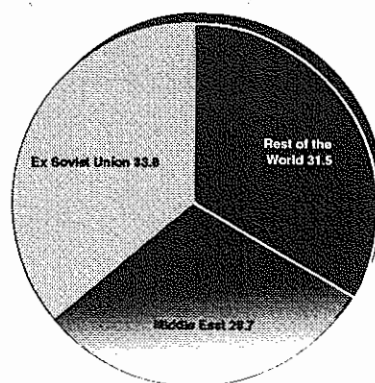


* Head of Hydrocarbons Program in OLADE

It is very likely that the development of the gas industry is a highly sensible energy strategy for Latin America and the Caribbean, especially when considering the following related aspects:

- ♦ An abundance of natural gas reserves, in volumes that are far higher than those available in the United States and which are currently untapped.
- ♦ The upward growth rate for the Region's overall energy demand.
- ♦ The low percentage of natural gas utilization in the Region's primary energy balance.
- ♦ The existence of inter-State gas pipeline construction projects which will permit linking gas production centers with consumer centers.³
- ♦ The economies stemming from the substitution of oil and oil products for natural gas in oil-producing and oil-exporting countries.

Figure 1 DISTRIBUTION OF NATURAL GAS RESERVES, 1993



- ♦ Growing environmental awareness among users, which is contributing to enhancing the standing of natural gas over other energy sources.

RESERVES⁴

Owing to high transport costs and the fact that these costs are subject to economies of scale, the location of reserves is a crucial element for tapping natural gas. The reservoirs located near consumption centers are used immedi-

ately, whereas those located in remote areas remain unexploited, unless the magnitude of the find is such that it can amply compensate for the technological efforts and capital required to carry the gas to the consumers.

Known natural gas reserves are massively located in the belt that extends from the Kara Sea in the Arctic Ocean, passes through Tyumen to the east of the Ural Mountains, runs along the western flanks of the Urals and ends up in the Caspian Sea, then reaches across the plateau of Iran and spreads out throughout the Middle East.

At December 31, 1993, 39.8% of natural gas reserves were located in the territories comprising the former Soviet Union, and 28.7% in the Middle East.

A large part of the reserves of former Soviet Union territories and the Middle East require large investment volumes for building storage and transport infrastructure so that they can be used commer-

Table 1: NATURAL GAS RESERVES, 1993
Billion barrels of oil equivalent

	1973	1978	1983	1985	1990	1993
North America	53.0	47.0	51.4	52.8	47.0	46.3
Latin America	16.3	20.1	33.2	33.7	43.2	47.8
Europe	35.1	25.6	28.2	40.3	34.6	37.7
Ex-Soviet Union	125.7	162.1	249.4	267.2	285.0	355.7
Middle East	73.6	130.0	137.9	152.4	235.9	281.6
Africa	33.4	33.2	33.8	35.3	51.6	61.2
Asia & Australia	23.9	25.8	33.2	35.9	53.8	63.1
Other	1.1	1.8	2.9	2.8	0.0	0.0
TOTAL	362.2	445.6	569.9	620.6	751.0	893.4

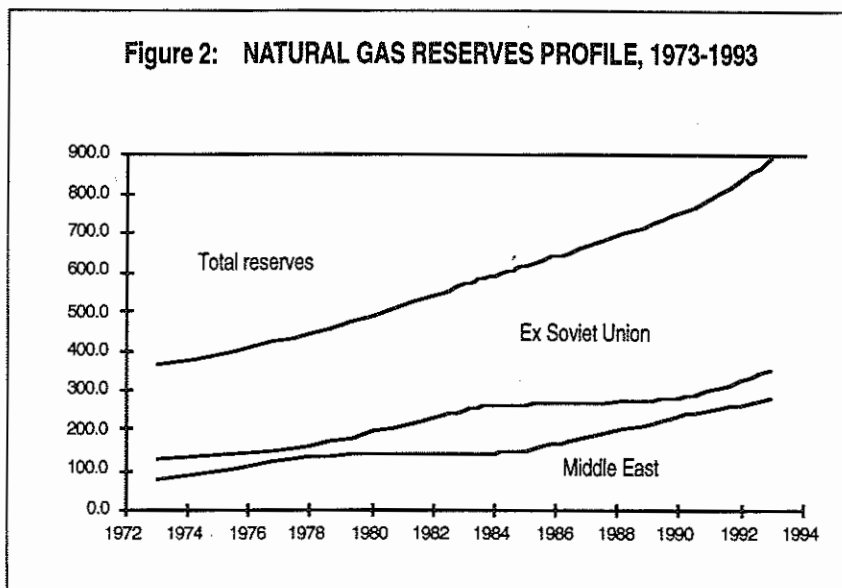
Source: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994

cially. The location, the quality of the gas in the reservoirs, and the nature of the exploitation (associated gas or gas not associated to oil production)⁵ are determining factors in developing and exploiting these gas projects.⁶ According to James T. Jensen,⁷ 70% of the gas reserves of the former Soviet Union are located in western Siberia, 2,500 miles away from the German border, by means of a gas line. As for the Middle East, gas deposits are located about 7,500 miles away from Japan and about 5,000 miles away from Italian markets, calculating the distances on the basis of the routes used by oil tankers.

In 1973, world gas reserves amounted to 362.2 billion barrels of oil equivalent (BOE). Twenty years later, on the basis of an annual cumulative growth rate of 4.6%, this stock had increased to a total of 893.4 billion BOE. These total cumulative reserves will enable world demand for this fuel to be met for many years. In addition, the reserve accumulation rate substantially exceeds the consumption growth rate.

At December 1993, oil reserves amounted to over 1 trillion barrels (1,009 billion). These figures emphasize the importance of natural gas as an energy source, since gas reserves account for 47% of the total reserves of hydrocarbons, that is, 1.92 trillion BOE.

Existing reserves in the territories of the former Soviet Union have increased between 1973 and 1993 at an annual cumulative rate of 5.3% and those of the Middle East at 6.9% over the same period. The gas reserves of the United



States, however, have dropped and those of Europe (without including the former Soviet Union) have remained unchanged.

America are currently higher than U.S. reserves.

PRODUCTION

The gas reserves of Latin America have been rising at an annual cumulative rate of 5.5% during the period 1973-1993. At December 1993, they accounted for 5.4% of world reserves. It is important to indicate that existing natural gas reserves in Latin

Despite the limited scope and high cost of current technologies used for the mass tapping and international marketing of gas, production and consumption of this fuel have been growing at rates that are higher than those recorded for total primary energy production and

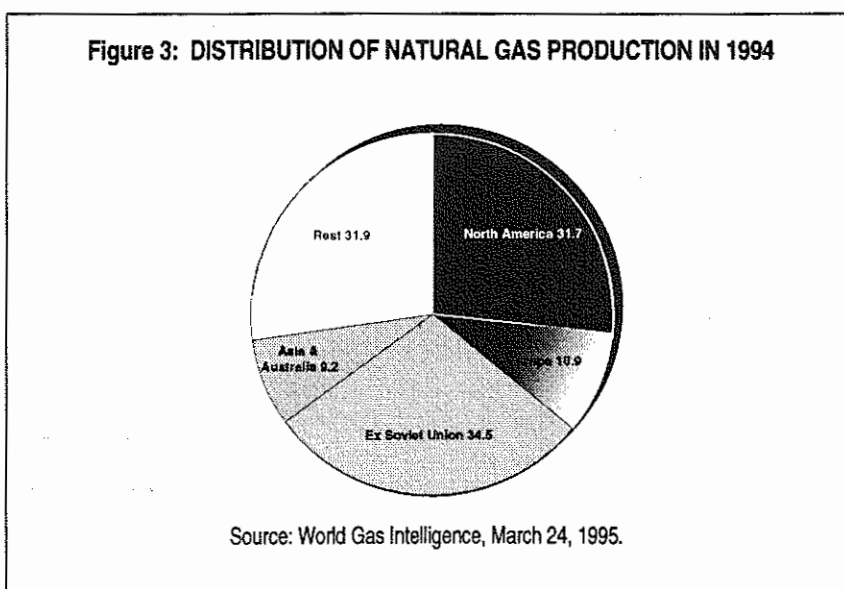
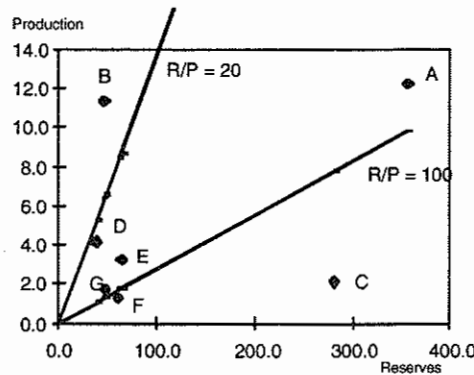


Figure 4: CORRELATION BETWEEN RESERVES AND PRODUCTION

Production in million BOE/d¹ and reserves in billion BOE



consumption. It is expected that in the future there will be even greater opportunities for expanding the gas industry.

During 1994, 34.5% of the world supply of natural gas involved production stemming from reservoirs located in the territories of the former Soviet Union, and an additional 31.7% was generated in North America. European production accounted for only 10.8% of world total, whereas Asia and Australia contributed 9.2%. These figures indicate that there is no direct correlation between available reserves and actual production. Thus, Middle-Eastern production accounted for only 5.9% of world total, although the region actually holds 31.5% of world reserves.

By contrast, North America, which has only 5.2% of world reserves, produced 31.7% of the overall total.

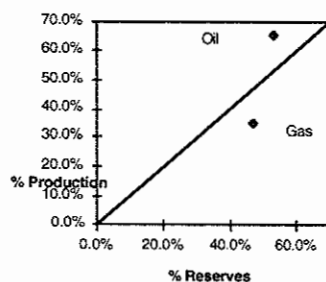
Figure 4 amply confirms these figures. The dispersion of the dots on the chart give a clear idea of the reserve-production ratios for the following regions:

Table 2: WORLD NATURAL GAS PRODUCTION 1973-1994
Million barrels of oil equivalent per day (MBOE/d)

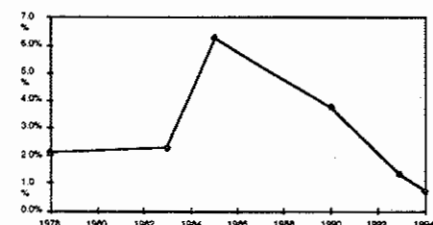
	1973	1978	1983	1985	1990	1993	1994
North America	12.0	10.7	9.2	9.5	10.6	11.3	11.9
Latin America	0.6	0.8	1.2	1.3	1.6	1.7	1.6
Europe	2.8	3.7	3.7	3.9	3.7	4.1	4.0
Ex-Soviet Union	3.8	5.5	8.5	10.3	13.1	12.2	12.9
Middle East	0.6	0.7	0.8	1.1	1.8	2.1	2.2
Africa	0.2	0.4	0.8	0.8	1.2	1.3	1.3
Asia & Australia	0.6	1.0	1.5	1.9	2.8	3.2	3.4
TOTAL	20.5	22.8	25.5	28.8	34.7	36.1	37.4
GROWTH		2.1%	2.3%	6.3%	3.8%	1.3%	0.7%

Source: BP Review of World Gas, 1994. 1994 data, World Gas Intelligence, March 24, 1995.

Figure 5: RELATIVE STANDINGS OF OIL AND NATURAL GAS RESERVES AND PRODUCTION, 1993



GROWTH RATE OF WORLD NATURAL GAS PRODUCTION PROFILE



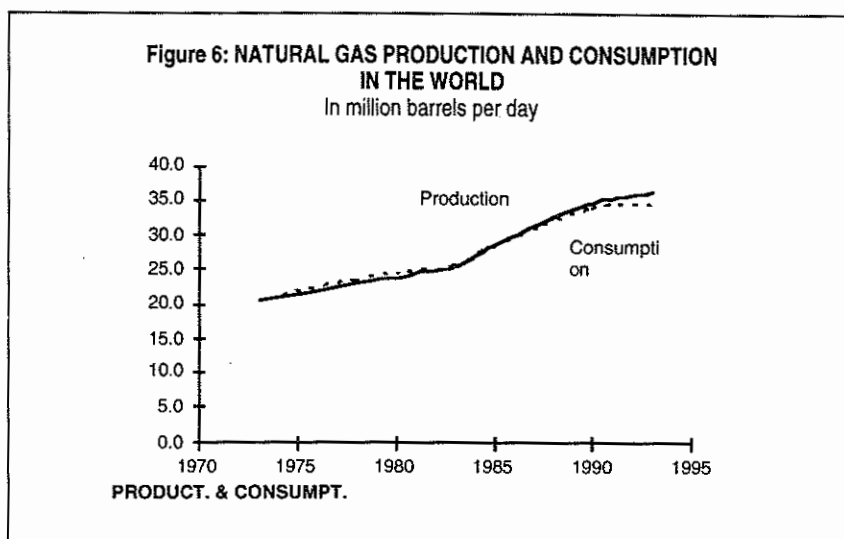
Source: BP Review of World Gas, 1994. 1994 data, World Gas Intelligence, March 24, 1995.

- A: Former Soviet Union
- B: North America
- C: Middle East
- D: Europe
- E: Asia and Australia
- F: Africa
- G: Latin America

In 1993, world production of hydrocarbons amounted to 103.5 million BOE per day, of which 34.8% corresponds to natural gas and 65.2% to crude oil.

In Figure 5, the dotted lined, drawn at a 45-degree angle, indicates the ideal percentage for hydrocarbons production with respect to reserves. It is apparent that natural gas production is lower than the potential of discovered reserves.

The annual growth rate profile of world natural gas production, which amounted to 6.3% in 1995, has been falling over the last few years, as indicated in the last chart on page 84. According to *World Gas Intelligence*, this is due to the contraction of demand in the



Commonwealth of Independent States and Eastern Europe.

CONSUMPTION

In 1938, coal met almost 75% of world demand for primary energy, while crude oil covered 21% of this demand. Natural gas, however, accounted for only 5.6%. Around 1950, this relative share of natural gas rose to 9.7%, and by 1965, the supply of this energy product to meet total requirements accounted for 16.7%.⁸

World natural gas production and consumption were closely correlated, as displayed in the following chart.

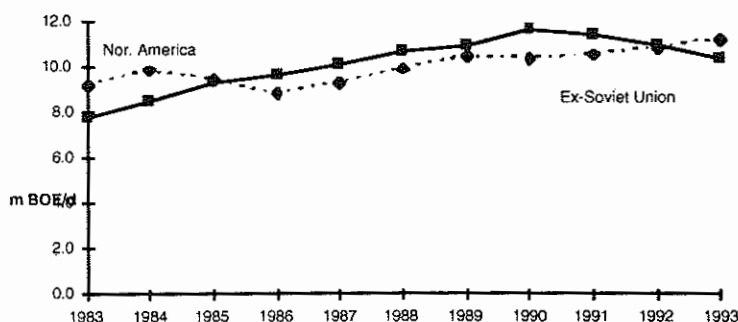
Between 1973 and 1994, world consumption of natural gas has risen at an annual cumulative rate of 3.0%.

Nevertheless, it should be clarified that the dynamics of its growth have not been geographically uniform.

Table 3: GAS CONSUMPTION GROWTH RATES 1973-1994

North America	0,1 %
Latin America	4,6
Europe	2,8
Ex-Soviet Union	5,2
Middle East	9,4
Africa	13,0
Asia & Australia	10,4

Figure 7: NATURAL GAS CONSUMPTION IN NORTH AMERICA AND THE EX-SOVIET UNION



The most dynamic markets, during the period from 1973 and 1993, have been those of Africa and the Pacific Rim. Latin America and the former Soviet Union recorded high growth rates, which if they continue will duplicate regional consumption in 15.5 and 14 years, respectively. By contrast, however, during this period, there is a marked stagnation of natural gas consumption in North America.

North America and the former Soviet Union are the largest gas markets in the world. In 1994, the consumption of natural gas of North America and the former Soviet Union together accounted for 62.8% of world consumption.

North America

Although gas consumption has declined in North America, the region continues to display the highest demand for this fuel in the world. Gas consumption in North America in 1994 amounted to 11.8 million BOE per day.

According to Marian Radetzki,⁹ the virtual stagnation of demand for natural gas in the United States and Canada since 1980 stems from the following factors:

- ◆ Market saturation, which is apparent in the high percentage share of this fuel in total energy demand.
- ◆ The existence of a low-priced coal supplies, competing with natural gas for thermoelectric power generation and other uses.

- ◆ The negative impact of government regulations.

The United States has the world's largest natural gas system (2.1 million kilometers of gas lines, 270,000 wells, and a storage capacity of 3.9 million BOE per day). In 1994, a total of 55 million customers bought more than 9.65 million BOE per day. Ownership and operation of the gas line network and storage system are for the most part in the hands of private companies.¹⁰

Former Soviet Union

The second market in size and potential is the one covering the countries that once belonged to the former Soviet Union. Growth of natural gas consumption in this region has been spectacular. In the period from 1985 to 1992, consumption in this area exceeded consumption in North America. According to Marian Radetzki,¹¹ the high and growing use of natural gas in this region is the outcome of the socialist centralized planning

directives that prevailed at that time.

In selecting this strategy promoting the use of gas, central planners took into account the following elements:

- ◆ Production costs and the relative proximity of consumption centers, which favored the use of gas compared to that of coal and oil.
- ◆ Oil from the former Soviet Union was easier to sell on international markets than natural gas. Natural gas exports were the object of political restrictions on European markets.

The decline in the demand for natural gas is a consequence of the economic crisis which is accompanying the current economic reconversion process taking place in these countries; therefore, as the macro-economy improves it is expected that there will be a rise in the aggregate demand for energy and, as a result, for natural gas.

Table 4: WORLD CONSUMPTION OF NATURAL GAS
Million barrels of oil equivalent per day

	1973	1978	1983	1985	1990	1993	1994
North America	11.6	10.5	9.2	9.5	10.4	11.2	11.8
Latin America	0.6	0.8	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
Europe	3.2	4.4	4.7	5.1	5.7	6.0	5.7
Ex-Soviet Union	4.0	5.8	7.8	9.4	11.7	10.4	11.7
Middle East	0.3	0.5	0.7	0.9	1.4	1.6	2.2
Africa	0.1	0.2	0.5	0.5	0.6	0.7	0.8
Asia & Australia	0.4	0.9	1.3	1.7	2.6	3.0	3.5
TOTAL	20.3	23.1	25.5	28.3	33.7	34.4	37.4
GROWTH		2.7%	2.0%	5.4%	3.5%	0.7%	1.7%

Source: BP Review of World Gas, 1994. For 1994, the source is World Gas Intelligence, III, 1995.

Western Europe

In 1994, natural gas consumption in Europe amounted to 5.7 million BOE per day. According to Marian Radetzki,¹² monopolistic elements throughout the entire gas supply chain, as well as heavy government intervention, have exerted a negative effect.

For example, the Netherlands, Norway, Algeria, and the former Soviet Union have monopolized the natural gas export market, and the French Government has established restrictive regulations on the use of gas, in order to protect its nuclear power industry.

Production-consumption balance

When comparing production and consumption figures, it can be observed that:

- ◆ North America, Latin America, and Asia-Australia are self-sufficient in natural gas and have small exportable surpluses.
- ◆ Former Soviet Union is, and will continue to be, a net exporter of natural gas.
- ◆ Africa and, above all, the Middle East may eventually emerge as large natural gas exporters.
- ◆ Europe, which has gas shortages when the former Soviet Union is excluded, is a net importing region.

Table 5: WORLD NATURAL GAS PRODUCTION LESS CONSUMPTION
Million barrels of oil equivalent per day

	197	197	198	198	199	199	199
North America	30.5	8 0.3	30.0	5 0.0	00.2	30.	4 0.0
Latin America	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0
Europe	-0.3	-0.7	-	-	-2.0	-	-
Ex-Soviet Union	-0.3	-0.4	0.6	1.3	1.	1.9	1.7
Middle East	0.2	0.2	0.	0.2	0.4	0.5	0.0
Africa	0.	0.	0.3	0.3	0.5	0.6	0.5
Asia & Australia	0.	0.	0.	0.2	0.2	0.2	-
TOTAL	1	1	1	1	1.	1.	0.1

Source: BP Review of World Gas, 1994. For 1994, the source of World Gas Intelligence, III, 1995.

CONSUMPTION BY SECTOR

There is no evidence of homogeneous behavior in major international markets of natural gas. Both the composition of consumption by sector and the prices prevailing in the various markets show considerable differences between each other.

According to Marian Radetzki¹³ there are at least two reasons behind the independent behavior of regional natural gas markets:

- ◆ The first involves *transport technology*, which makes it economically inefficient to carry gas over long distances. That is why North America, Western Europe, and the Far East separately depend on their own, specific gas supply sources. In this respect, the natural gas market substantially differs from the oil market, which is noteworthy for its global characteristics.
- ◆ The second involves *state intrusiveness*. Indeed, the demand

**Table 6: END-USE OF NATURAL GAS
IN RELEVANT INTERNATIONAL MARKETS**
1993

	North America	Europe	OECD, Pacifico ¹
Thermoelectric generation	12.6 %	16.0 %	58.5 %
Industrial consumption	33.9 %	32.5 %	19.4 %
Residential and commercial consumption	37.0 %	43.5 %	21.3 %
Other uses	16.4 %	8.1 %	0.8 %

Source: BP Review of World Gas, 1994

Table 7: NATURAL GAS EXPORTS AND IMPORTS IN 1993
REGIONAL TRANSACTIONS ARE INCLUDED
Thousand BOE per day

	Made through gas pipelines		
	Exports	Imports	Balance
North America	1,092.7	1,075.2	17.6
Latin America	38.9	56.5	-17.6
Europe	1,225.8	3,203.8	-1,978.0
Ex-Soviet Union	1,738.8	8.6	1,730.2
Middle East	8.6	0.0	8.6
Africa	248.7	9.5	239.2
Asia	25.8	25.8	0.0
TOTAL	4,379.4	4,379.4	0.0

Source: BP Review of World Gas, 1994

for gas, in each one of these markets, has been clearly shaped by government regulations.

INTERNATIONAL TRADE

About 16% of the world demand for natural gas is traded on international markets, and the bulk of production (84%) is sold on the local markets of the gas-producing countries themselves. In 1993, international natural gas trade amounted to 5.8 million BOE per day, and 75.3% of these transactions were made using gas pipelines to

carry the fuel, whereas the rest was carried by means of tankers.

The small volume of international gas trade is a consequence of high transports costs. According to James T. Jensen,¹⁴ it could cost up to seven times more to carry energy in the form of gas than to carry it in the form of oil using an overland pipeline. This cost could be up to twenty times higher if the distance between the production center and the consumption center is 5,000 miles and a tanker has to be used.

In addition, large gas line construction projects running, on occasion, through one or more countries are not only costly but also highly risky. This affects not only gas transport costs but also constitutes an obstacle for financing these projects.

On the supply side, it is apparent that there are five large gas export regions: the former Soviet Union, with exports on the international market in the amount of 1.7 million BOE per day; Europe, which exported 1.2 million BOE per day; North America, with total exports of 1.1 million BOE per day; the region of Asia and Australia, which placed 1.0 million BOE per day; and Africa, with exports of 0.6 million BOE per day.

On the demand side, there are only three major consumers: Europe (3.5 million BOE per day), North America (1.1 million BOE per day) and Asia and Australia (1.1 million BOE per day).

The North American international market is highly developed, regionally integrated, and is virtually balanced. By contrast, the limited infrastructure installed in Latin America, which is inadequate for international gas trade, is a severe constraint for both the development of intra-regional exports and the exploitation of reserves. Although the magnitude of the Region's reserves indicate a high potential for production, during 1993, the Region recorded a negative trade balance in the amount of 17,600 BOE per day in natural gas.

The European gas market is highly diversified. The Region,

Table 8: NATURAL GAS EXPORTS AND IMPORTS IN 1993
REGIONAL TRANSACTIONS ARE INCLUDED
Thousand BOE per day

	Made using merchant marine ships		
	Exports	Imports	Balance
North America	24.3	40.0	-15.7
Latin America	0.0	0.0	0.0
Europe	0.0	337.2	-337.2
Ex-Soviet Union	0.0	0.0	0.0
Middle East	57.7	0.0	57.7
Africa	376.5	0.0	376.5
Asia	975.9	1,057.2	-81.3
TOTAL	1,434.5	1,434.5	0.0

Source: BP Review of World Gas, 1994

Table 9: NATURAL GAS EXPORTS AND IMPORTS IN 1993
REGIONAL TRANSACTIONS ARE INCLUDED
Thousand barrels of oil equivalent per day

Total exports and imports (gas lines and tankers)			
	Exports	Imports	Balance
North America	1,117.0	1,115.1	1.9
Latin America	38.9	56.5	-17.6
Europe	1,225.8	3,541.0	-2,315.2
Ex-Soviet Union	1,738.8	8.6	1,730.2
Middle East	66.3	0.0	66.3
Africa	625.2	9.5	615.7
Asia	1,001.7	1,083.1	-81.3
TOTAL	5,813.9	5,813.9	0.0

Source: BP Review of World Gas, 1994

which is lacking in natural gas, recorded in 1993 a negative gas trade balance, equivalent to 2.3 million BOE.

Owing to their large export capacity, the countries of the former Soviet Union displayed a more favorable regional trade balance in 1993.

The distance between the Middle East and the large consumption centers is a natural barrier that has been hampering the region's gas exports; nevertheless, during 1993, this group of countries showed a positive trade balance equivalent to 66,300 BOE per day.

As for the African market, the exports from Algeria to Europe through both gas pipelines and tankers are noteworthy due to their magnitude.

NATURAL GAS PRICES

Natural gas prices on international markets are set on a regional basis, although there is no apparent statistical correlation between

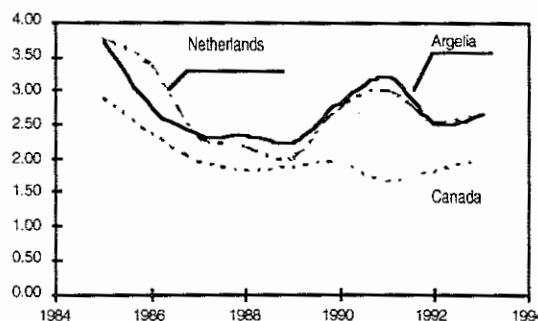
the values that are set for the different supply sources. Nor is there any significant statistical correlation between the international price of natural gas and the price of crude oil. In addition, since customers can only be supplied through a gas line network, they remain captives of their suppliers. Over the last few years, the United States has managed to import this energy product at prices that are lower than those paid for by the European countries, whereas Japan has been paying the highest prices.

Figure 8 presents the evolution of average FOB export prices of Algeria, the Netherlands, and Canada during the period between 1985 and 1993.

In the case of Algeria, the figures include exports to France, Belgium, Spain, and Italy; for the Netherlands, the figures involve exports to France, Italy, Belgium, and Germany. The correlation coefficient between average export prices of the above-mentioned countries is 0.89, which is statistically significant.

In the case of Canada, the average price includes prices of exports to the United States by means of short- and long-term contracts. It is evident, throughout the period being considered, that Canadian FOB export prices were lower than the export prices of Algeria and the Netherlands. In addition, the correlation coefficients between these prices are statistically less significant: 0.63 for Canada-Algeria and 0.77 for Canada-The Netherlands.

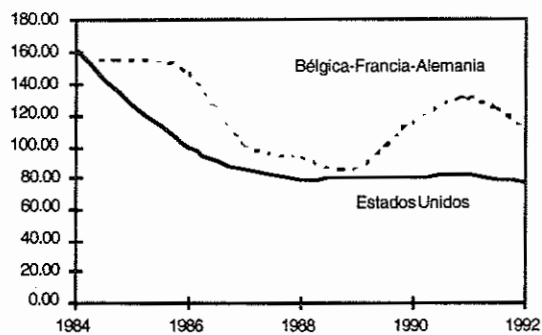
Figure 8: AVERAGE FOB EXPORT PRICES: NETHERLANDS, ALGERIA AND CANADA
Current US\$/million BTU



Source: Energy and Oil Statistics, OPEC Secretariat Research Division

Figure 9: CIF COST OF NATURAL GAS IMPORTS OF SELECTED EUROPEAN COUNTRIES AND THE UNITED STATES (PURCHASES MADE BY GAS LINE)

Current US\$/tons of oil equivalent

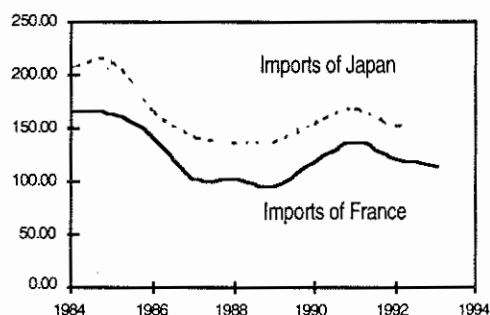


Source Energy Prices and Taxes, International Energy Agency

The above-mentioned characteristic demonstrates that U.S. consumers have reaped major gains from the low price of natural gas; according to some analysts, this has affected the country's gas industry. It is all the more apparent when examining costs for purchasing this fuel in several European countries and the United States. Thus, Figure 9 displays, on the one hand, the average CIF cost of natural gas imports made by Belgium, France, and Germany and, on the other hand, the cost of imports made by the United States.

Figure 10: CIF COST OF IMPORTS OF LIQUEFIED NATURAL GAS MADE BY FRANCE AND JAPAN

Current US\$/tons of oil equivalent



Source Energy Prices and Taxes, International Energy Agency

Throughout the period being reviewed, the following can be observed:

- ♦ As a rule, the cost of gas purchases made by the United States has been 20% lower than the cost of imports made by selected European countries (Belgium, France, and Germany).
- ♦ The cost of natural gas imported by the United States has been declining steadily in terms of current values. The decline in terms of constant U.S. dollars is even more pronounced, owing to the country's inflation rate.

Japan, however, has been paying the highest prices for the natural gas it needs to meet its domestic demand. For example, during the period under review (1984-1993), the CIF import cost of natural liquefied gas by the country has been, on average, 29% higher than the cost of gas purchases made by France.

Table 10: PRICES OF NATURAL GAS IN SELECTED MARKETS
Current US\$, per million BTU

	Exports from Algeria			Exports Canada		Exports from the Netherlands			
	FOB US\$ mm BTU			FOB US\$ mm BTU		FOB US\$ mm BTU			
	France	Spain	Italy	Long	Short	France	Italy	Belgium	Germany
	Belgium			term	term				
1985	3.84	3.84	3.51	3.00	2.78	3.73	3.60	3.87	3.83
1986	2.83	2.83	2.58	2.47	2.28	3.31	2.85	3.65	3.66
1987	2.66	2.66	1.76	2.04	1.86	2.30	1.86	2.40	2.71
1988	2.46	2.46	2.11	2.04	1.58	2.19	1.55	2.33	2.55
1989	2.28	2.28	2.14	2.12	1.58	2.07	1.46	2.15	2.23
1990	3.31	2.81	2.38	2.03	1.79	2.73	2.02	3.01	3.08
1991	3.50	3.23	2.92	1.90	1.38	2.91	2.18	3.48	3.42
1992	2.57	2.39	2.59	1.98	1.60	2.56	2.60	2.51	2.49
1993	2.75	2.55	2.65	2.22	1.71	2.64	2.65	2.64	2.60

Source: Energy and Oil Statistics, OPEC Secretariat Research Division

Table 11: NATURAL GAS PRICE CORRELATION MATRIX FOR SELECTED MARKETS 1985-1993

	Exports from Algeria			Export Canada		Exportaciones de los Países Bajos				BRENT
	France	Spain	Italy	Long term	Short term	France	Italy	Belgium	Germany	
FROM ALGERIA										
To France & Belgium	1.00	0.94	0.79	0.51	0.51	0.81	0.63	0.85	0.84	0.77
To Spain	0.94	1.00	0.80	0.70	0.67	0.86	0.70	0.88	0.88	0.71
To Italy	0.79	0.80	1.00	0.66	0.55	0.85	0.84	0.80	0.70	0.59
FROM CANADA										
Long term	0.51	0.70	0.66	1.00	0.96	0.78	0.79	0.65	0.66	0.47
Short term	0.51	0.67	0.55	0.96	1.00	0.79	0.81	0.65	0.69	0.46
From Netherlands										
To France	0.81	0.86	0.85	0.78	0.79	1.00	0.90	0.96	0.93	0.51
To Italy	0.63	0.70	0.84	0.79	0.81	0.90	1.00	0.76	0.70	0.45
To Belgium	0.85	0.88	0.80	0.65	0.65	0.96	0.76	1.00	0.98	0.45
To Germany	0.84	0.88	0.70	0.66	0.69	0.93	0.70	0.98	1.00	0.43
BRENT CRUDE	0.77	0.71	0.59	0.47	0.46	0.51	0.45	0.45	0.43	1.00

Source: ENERGY AND OIL STATISTICS, OPEC Secretariat Research Division

In Figure 11, a lag in adjusting the price of natural gas to the price of the marker crude is apparent. This evolution is evident in both Algerian and Dutch exports.

ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS

According to Herman Franssen,¹⁵ who concurs with Shawkat's appraisal, natural gas is the cleanest of all hydrocarbons, inasmuch as it emits a lower amount of pollutants than either coal or oil.

Nevertheless, it should be kept in mind that there are some natural gas reservoirs that are saturated with pollutants such as sulfur. Such is the case for the bitter gas associated to crude oil production in Varadero, Cuba, for example.

In addition, even within the same country or region, the physical-chemical characteristics of natural gas can fluctuate considerably, as observed in Table 13 on the composition of natural gas in selected areas of Venezuela.

Figure 11: CORRELATION BETWEEN THE BRENT MARKER CRUDE AND THE FOB PRICE OF NATURAL GAS FROM ALGERIA AND THE NETHERLANDS
US\$/BOE

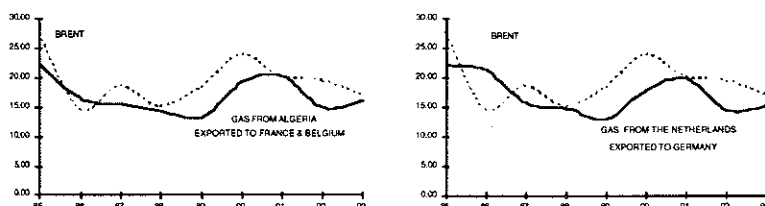


Table 12: CARBON EMISSIONS GENERATED BY FOSSIL FUELS

TOE	Ton (Coal)
Coal	1.05
Oil	0.82
Natural gas	0.63

Source: M. Shawkat, Energy taxes, drawbacks and proposed alternatives, IPEC Workshop, OPEC Vienna, 22-23 September 1993.

Table 13: COMPOSITION OF NATURAL GAS IN SELECTED AREAS OF VENEZUELA

	Occidente (Associated)	Guacoco (Free)	Oriente (Free)	Oriente (Associated)	Offshore (Free)
Methane	73.1%	83.5%	76.9%	75.1%	90.5%
Ethane	11.0	0.6	5.8	8.0	5.0
Propanol	6.0	0.1	2.5	4.6	2.2
I-Butane	1.1	--	0.5	0.9	0.4
N-Butane	1.9	0.1	0.6	1.1	0.7
I-Pentane	0.6	--	0.3	0.3	0.3
N-Pentane	0.5	--	0.2	0.3	0.2
Hexane	0.5	--	0.2	0.2	0.2
Heptanes	0.4	--	0.4	0.2	0.2
Carbon dioxide	4.4	15.6	12.5	9.2	0.2
Nitrogen	0.5	0.1	0.1	0.1	0.1

Source: La industria venezolana de los hidrocarburos, Tome I, November 15, 1989.

NATURAL GAS IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

Although energy sector development, which is subject to the economic and social development and political strategies of each country, has not come to a standstill, it has experienced, especially since the eighties, a slow pace of growth, compared to the volume and pace of investments needed for its expansion and modernization. In order to give greater thrust to the expansion of the energy industry in Latin America and the Caribbean and rationally develop its potential, the following will have to be ensured:

- ◆ Promote technological cooperation and obtain intra- and extra-regional capital.
- ◆ Adopt a hemispheric energy integration policy and strategy.
- ◆ Use regional energy surpluses as a tool for trade negotiations with other regions.
- ◆ Liberalize energy markets, striving for efficiency and competitiveness in the sector.
- ◆ Increase the energy sector's general levels of efficiency and enhance energy productivity as a whole.
- ◆ Rationalize the Region's energy balance by increasing the production and consumption of natural gas and hydropower in urban areas and enhancing the use of renewable energy sources in rural areas.

- ◆ Use the Region's energy capacity to upgrade the overall economic competitiveness of our countries.

- ◆ Adopt common sustainable economic development policies.

Latin America and the Caribbean currently has available a considerable potential for natural gas (higher than that of North America, as indicated above), but current rates of energy production and consumption are still very low. Although consumption has risen threefold over the last two decades, the share of natural gas in the overall primary energy balance is hardly 20% and in the final energy balance only 9%.

Natural gas, on very rare occasions, has been the focus of major exploratory activities, owing to the lack of immediately available markets and high transport costs. In addition, for many years the Region has viewed associated gas as highly marginal, and there have been very few specific investment programs for tapping and developing free natural gas.

There are major possibilities for increasing the use of natural gas in the industrial, household, and commercial sectors; the transportation sector and electric power generation are also areas where natural gas can be more widely used. This has become feasible as a result of technologies that have enhanced the efficiency of transforming natural gas into electricity. Moreover, political and economic policies aimed at ensuring energy supply security, improved balance of payments in the oil-producing coun-

tries, and private-sector participation have contributed to supporting the use of natural gas. Finally, environmental factors have converted natural gas into a suitable vehicle for reducing carbonic gas emissions, avoiding acid rain, and mitigating the greenhouse effect.

Natural gas development is an important element for energy integration. In the Southern Cone of Latin America, there are countries with a large potential demand for gas and other countries with large reserves, which provides a clear basis for the future installation of an extensive gas interconnection network in this subregion.

Regional integration based on an adequate coordination of policies will enable this energy product to become a major source for economic progress, employment, and social well-being.

It is apparent that two major gas industry hubs are emerging in the region: one to the north, consisting of the axis interconnecting Venezuela, Colombia, and Ecuador, which will include gas supplies for the Central American Isthmus and eventually the southern part of the United States; and toward the south, with the participation of Peru, Bolivia, Brazil, Argentina, Chile, Uruguay, and Paraguay.

Nevertheless, one of the major obstacles for integrating and expanding natural gas trade in Latin America and the Caribbean is the huge disparities in the fuel's sale prices. For example, in Barbados gas is sold at about US\$120 per BOE for household use whereas in

Venezuela the price is set at only US\$2.60 per BOE.

The use of gas as an energy source

Although consumption has grown threefold over the last two decades, the share of natural gas in the Region's primary energy balance is hardly 20% and in the final energy balance only 9%.

Production

According to data taken from OLADE's Energy-Economic Information System (SIEE), the global supply of natural gas in Latin America amounted to 881 million BOE during 1993, and 98.8% of this supply was drawn from local production sources.¹⁶ It is estimated that 11.8% of overall supply (104 million BOE) was left unused, discharged into the atmosphere, or flared. This high percentage of unused gas is to a large extent explained by the fact that gas storage, transport, and industrialization facilities are quite limited, and therefore a high percentage of gas associated to oil production cannot be brought to the consumer. Therefore, any regional gas development plan should focus on expanding this infrastructure.

Utilization

Of the 764 million BOE of gas used in the Region in 1993, 67.5% was used in energy transformation centers (in order to produce electricity and hydrocarbon fuels), and the remaining 32.5% was for final consumption.

Within final consumption, use by the industrial sector and resi-

REGIONAL SUPPLY AND CONSUMPTION OF PRIMARY ENERGY: 1994

	Thousand BOE/year	BOE year/inhabitant	Composition
Oil	1,995,430	4.26	48.3 %
Natural gas	817,614	1.75	19.8 %
Coal	150,461	0.32	3.6 %
Hydropower	307,820	0.66	7.4 %
Biomass	709,093	1.51	17.2 %
Geothermal & nuclear energy	154,029	0.33	3.7 %
Total	4,134,447	8.83	100.0 %

Breakdown of natural gas supply and consumption as a primary energy: 1994

	Thousand BOE/year	BOE year/inhabitant
Mexico	214,022	2.44
Central America	0	0.00
Caribbean	42,139	1.33
Andean Zone	360,636	3.63
Brazil	39,330	0.24
Argentina	144,467	4.26
Southern Cone (without Argentina)	17,021	0.79

Source: OLADE, Energy-Economic Information System (SIEE)

Table 14: NATURAL GAS BALANCE IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN
Million barrels of oil equivalent

SOURCES	1991	1993	USES	1991	1993
Production	793	871	Total use	699	764
Imports	7	10	Exports	0	13
			Unused	102	104
			Stock variation	0	0
TOTAL SUPPLY	801	881	GLOBAL DEMAND	801	881

Source: OLADE/EC, Energy-Economic Information System (SIEE)

Table 15: UTILIZATION OF NATURAL GAS IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN
Million barrels of oil equivalent

	1991		1993	
FINAL CONSUMPTION (Sectors)	177	100.0%	248	100.0%
Residential	45	25.2%	44	17.9%
Commercial & public services	0	0.3%	11	4.6%
Industrial	117	65.9%	169	68.2%
Transportation	1	0.6%	5	2.0%
Agricul, hunting, fishing, mining	1	0.3%	2	0.9%
Non-energy uses	14	7.7%	16	6.5%
USE IN TRANSFORMATION CENTERS	521	100.0%	516	100.0%
Power generation	82	15.8%	105	20.4%
Power Self-producers	15	2.9%	21	4.1%
Refineries	7	1.4%	3	0.6%
Gas centers	316	60.6%	269	52.1%
Own consumption	75	14.3%	85	16.5%
Losses	26	5.0%	33	6.4%
TOTAL USE	699		764	

FUENTE: OLADE/CE - Sistema de Información Económica-Energética (SIEE)

Tabla 16: NATURAL GAS PRODUCTION IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN BY COUNTRY: 1993

	Thou BOE	Thou BOE/d		Thou BOE	Thous BOE/d
VENEZUELA	321,385	880.5	CHILE	16,710	45.8
MEXICO	214,213	586.9	ECUADOR	5,573	15.3
ARGENTINA	153,624	420.9	PERU	5,568	15.3
BRASIL	44,279	121.3	CUBA	227	0.6
TRINIDAD-TOBAGO	41,764	114.4	BARBADOS	167	0.5
BOLIVIA	35,286	96.7	GUATEMALA	60	0.2
COLOMBIA	31,844	87.2			
				842,395	2,307.9

Source: OLADE/EC, Energy-Economic Information System (SIEE)

dential consumption accounted for the largest share. The use of natural gas in the transportation sector is still quite limited in the Region.

The most important natural gas producers in Latin America and the Caribbean are Venezuela, Mexico, Argentina, Brazil, Trinidad and Tobago, Bolivia, and Colombia. The geographical location and dispersion of the above-mentioned countries are a key element for regional energy integration.

Prices

One of the most severe obstacles for integrating and

expanding natural gas trade in Latin America and the Caribbean is the huge disparity in the fuel sale prices. For example, in Barbados,¹⁷ gas in 1993 was sold at US\$119.39 per BOE for household use whereas in Venezuela it was sold at US\$2.62 per BOE.

Subsidies for energy products have been the subject of long discussions between Mexicans and Venezuelans, especially with respect to the proportional benefits for the transportation sector and large consumer industries of Venezuela, such as steel, aluminum, cement, and chemical products. Mexicans have repeatedly indicated

that, in Venezuela, domestic prices for gas, electricity, water, and diesel are on average 50% lower than those in Mexico. Nevertheless, they also recognized that this disparity is due to both subsidies for the sector and the lower production costs of Venezuela's abundant natural resources.¹⁸

Theoretically, as part of Andean subregional integration, Ecuadorian industry could purchase natural gas from Venezuela at a peak price of US\$2.62 per BOE, although in practice there are customs barriers impeding this type of transaction.

Despite all these difficulties, as indicated by Cambridge Energy Research Associates, Inc., it is apparent that two integrative hubs for the gas industry are emerging in the region: one to the north, involving the axis interconnecting Venezuela, Colombia, and Ecuador, which would include gas supply in the Central American Isthmus; and the other toward the south, with the participation of Peru, Bolivia, Brazil, Argentina, Chile, Uruguay, and Paraguay.¹⁹

Table 17: NATURAL GAS PRICES IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN
YEAR 1995

	US\$/Thousand m ³		US\$/BOE	
	HOUSEHOLDS	INDUSTRY	HOUSEHOLDS	INDUSTRY
BARBADOS	750.90	710.15	119.38	112.90
BRAZIL	152.66	152.66	0.00	24.27
CUBA	170.00	120.00	27.03	19.08
ARGENTINA	176.11	108.05	28.00	17.18
COLOMBIA	115.81	85.21	18.41	13.55
MEXICO	154.85	65.56	24.62	10.42
BOLIVIA	100.81	63.71	16.03	10.13
CHILE	44.50	44.50	7.07	7.07
TRINIDAD-TOBAG		39.39		6.26
VENEZUELA	16.49	8.26	2.62	1.31

Source: OLADE/EC, Energy-Economic Information System (SIEE)

PROSPECTS

World prospects for developing the natural gas industry are highly promising. According to the International Energy Agency (IEA), it is expected that there will be a rise in the real price of natural gas in all major regional markets, in line with forecasts for crude oil.

It is evident that the price scenario adopted by the IEA tacitly assumes that it will be very difficult to dismantle regional gas markets,

and therefore gas costs will continue to be highest for the Japanese and lowest for the United States.

Nevertheless, it should be noted that the IEA is expecting that there will be an improvement in the relative price of gas in the United States compared with that for crude oil. Gas was being traded at a value equal to 44% of that for oil in 1990, but by 1995 it will be bought at 56% of the price of crude oil and by 2000 at 65% of the oil price.

In addition, a moderate increase in the use of natural gas as a world energy source is also forecast. According to the IEA, world natural gas consumption will amount to 40 million BOE around the year 2000 and 56 million BOE by the year 2010. Likewise, it is deemed feasible that the proportion of gas will increase until it accounts for a share of 24.3% of primary energy.

The IEA calculates that world demand for gas could grow at an annual rate of 2.6% between 1990 and 2010, slightly higher than the rate being projected for all primary energy sources taken as a whole, that is, 2.0%.

FACTORS THAT WILL STIMULATE NATURAL GAS DEMAND

- ◆ Technical breakthroughs introduced in the design and manufacture of electric power generation plants (especially combined cycle) using natural gas as a raw material.
- ◆ Environmental considerations that increasingly favor the use of

Tabla 18: EVOLUTION OF NATURAL GAS PRICES ON INTERNATIONAL MARKETS
US\$(1993)/Bt.

Years	PRODUC USA	IMPORT EUROPE	IMPORT JAPAN	CRUDE
1990	10.56	16.90	25.02	24.20
1995	12.22	18.86	26.47	21.90
2000	16.67	21.65	32.85	27.30
2005	19.44	24.88	36.01	30.00
2010	19.44	24.88	36.01	30.00

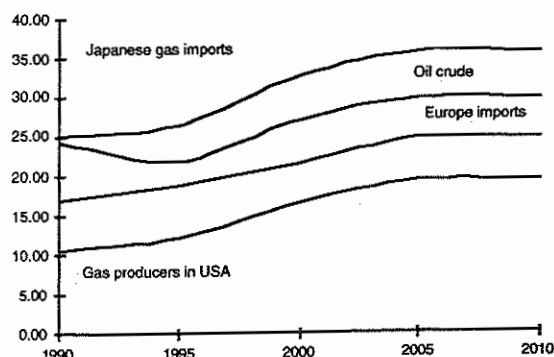
Source: World Energy Outlook, International Energy Agency, 1994.

natural gas as a relatively clean energy source.

FACTORS THAT WILL STIMULATE NATURAL GAS SUPPLY

- ◆ Explicit policies aimed at substituting oil consumption for natural gas consumption in oil-producing and -exporting countries.
- ◆ Privatization processes in the electric power subsector will favor the expansion of thermoelectric generation to the detriment of hydropower and will therefore augment the demand for natural gas.
- ◆ Contrary to Say's Law, which states that supply will create its own demand, in the case of natural gas, in view of the magnitude of untapped reserves, demand will create its own supply.
- ◆ The expected hike in both oil and natural gas prices over the medium and long terms.

Figure 12: EVOLUTION OF NATURAL GAS PRICES ON INTERNATIONAL MARKETS
US\$(1993)/Bt.



- ♦ The European Energy Charter, which will integrate Russia into the continent's energy supply system. In addition, the umbrella set up by the Group of Seven is a useful mechanism facilitating the availability of financial resources for expanding energy projects in Russia.

OTHER IMPORTANT DATA

The present section brings together a set of informative data that should be kept in mind in order

obtain a broader vision of the natural gas industry in Latin America.

Argentina-Uruguay

GASEBA-GAZ, which involves Gaz de France, Gas Transmission & Transport of United States, and Techint of Argentina, is preparing an ambitious US\$400 million project to store Argentinean natural gas in underground deposits to meet the winter demand of Montevideo and Buenos Aires. GASEBA was awarded a concession for supplying Montevideo for 30 years.²⁰

Argentina-Chile

Two U.S. firms, CMS Energy Corporation and Williams, are completing studies for building a 637-kilometer gas pipeline, at a cost of US\$500 million, extending from the north of Argentina to Antofagasta in Chile.²¹

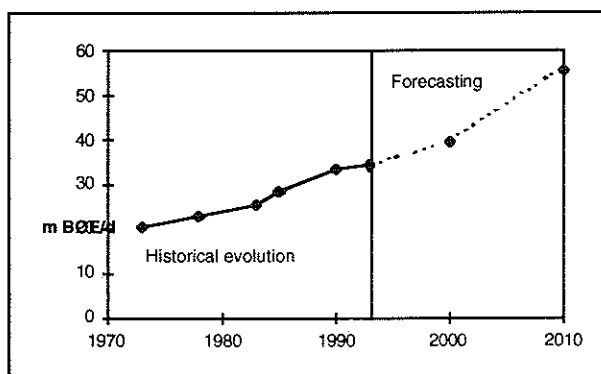
A new gas line from Argentina to Chile will be built by a consortium consisting of YPF, Tenneco, and four local companies. The gas line will cost about US\$600 million, will have a capacity of 250 million cubic feet per day (45,000 barrels per day), and will begin operating in 1996, thus becoming the first project for the export of Argentinean gas. British Gas and two Chilean firms will be distributing gas in Santiago.²²

Bolivia-Brazil

Santa Cruz de la Sierra-Campiñas, 3,400 kilometers²³

External financing needed for building the Bolivia-Brazil gas line was guaranteed by the World Bank and the Inter-American Development Bank. As of 1997, the gas line should carry 8 million cubic meters per day of natural gas from Santa Cruz de la Sierra in Bolivia to Sao Paulo. According to the Jornal do Brazil, in May 1995 PETROBRAS will open up a bidding process to purchase materials, and in August 1995 the project will begin. In 1994, PETROBRAS selected the BTB consortium (composed of the companies TENNECO, British Gas, and Broken Hill Proprietary Petroleum) as its partner for the construction of the Brazilian section, which involves

Figure 13: WORLD CONSUMPTION OF NATURAL GAS
Million barrels of oil equivalent per day



Source: World Energy Outlook, International Energy Agency, 1994.

Table 19: FORECAST OF NATURAL GAS CONSUMPTION IN THE WORLD
Million barrels of oil equivalent per day

	Year 2000			Year 2010		
	ENER.	GAS		ENER.	GAS	
OECD NORTH AMERICA	49	12	23.8%	54	14	26.2%
OECD EUROPE	33	6	19.3%	36	9	23.5%
OECD PACIFIC	13	2	14.5%	16	3	17.8%
EX-SOVIET UNION	28	11	39.8%	35	15	42.1%
SOUTH ASIA	7	1	10.4%	11	1	10.1%
EAST ASIA	12	1	9.3%	18	2	11.5%
CHINA	18	0	2.2%	24	1	3.5%
MIDDLE EAST	8	4	48.1%	13	8	57.8%
LATIN AMERICA	10	2	16.5%	15	3	17.8%
AFRICA	6	1	14.2%	8	1	16.4%
WORLD	183	40	21.6%	231	56	24.3%

Source: World Energy Outlook, International Energy Agency, 1994.

1,426 kilometers between Corumbá and Campiñas. The cost of this stretch amounts to US\$2 billion. The Bolivian section, involving 577 kilometers, will cost about US\$400 million and will be developed by the ENRON-YPFB consortium. YPFB will be able to participate up to 20% in the Brazilian section.²⁴

On July 20, 1994, Enron Corporation of the United States signed a memorandum of understanding with the state oil company YPFB for the construction, financing, and operation of a gas line between Santa Cruz and the south of Brazil. YPFB will own 60% of the joint venture and Enron 40%.²⁵

In order to build two gas lines to carry natural gas to Brazil and Chile, on July 19, 1995 a shared risk partnership between YPFB and the Texan oil company Enron Development Corporation and the Australian subsidiary of BHP Power was announced.

This partnership with the U.S. company, in which YPFB holds 66% of shares will permit installing a 1,800-kilometer pipeline extending from Río Grande to the Brazilian regions of Sao Paulo and Curitiba, whose total cost is estimated to be at about US\$2 billion. The partnership with the Australian company is aimed at building a 1,100-kilometer gas line from Tarija down to the northern part of Chile; the Bolivian semi-public company and BHP Power share 90% of the stock and remaining 10% belongs

to the National Oil Company of Chile.²⁶

Bolivia-Chile

Bolivia will sell 4 million cubic meters of gas per day²⁷ to Chile and as a result will be earning US\$120 million per year. The first deliveries will take place in mid-1996. At the start of 1995, a 1,100 gas line will be built at a cost of US\$300 million. At first it will carry 4 million cubic meters per day and the capacity will increase gradually until reaching 6,000 cubic meters per day.²⁸

Colombia

President Ernesto Samper intends to massively extend gas consumption in Colombia and is interested in using natural gas for generating electricity and mitigating the country's vulnerability to droughts.²⁹

The government will invest US\$282 million in converting buses to natural gas fuel use.³⁰

United States

The environmental advantages and increased efficiency stemming from the use of natural gas use will enhance its competitiveness in the power industry's development in the United States. Restructuring of utilities will also generate opportunities for this fuel.³¹

OIL AND GAS SALES US\$ billion

	1993	1994
Natural Gas	36.9	33.7
Crude Oil	35.5	31.9

World

World consumption of natural gas liquids³² amounts to 160 million tons (5 million barrels per day).³³

NATURAL GAS PRODUCTS

A price hike for ammonia and urea over the short term on international markets is expected, as indicated in the table below.

PRICES OF AMMONIA AND UREA* US\$/MT

	1993	1994
Ammonia	120	161
Urea	100-105	130

* OPECNA News Service, February 11, 1995

Notes

1. Herman Franssen, Ministry of Oil and Mines of Oman, "Scenarios for the Long-Term Outlook of Oil Demand and Supply Based on Oil Industry and Official Projections," IPEC Workshop, OPEC, Vienna, September 22-23, 1993.
2. The term long-term contracts may be quite ambiguous if it is not suitably defined. First of all, supply contracts from a local supplier to a large consumer must be differentiated from export contracts from one country to another. In the former case, the transaction is between companies of a same country and the sale strategies, in mature markets, are governed by competitive commercial practices. For example, in the United States, current trends are aimed at reducing these terms to periods of 8 to 12 months. In the latter case, supply contracts are from one country to another; here trade volumes, basic investments, and risks are much higher, and therefore the notion of long-term is different. For example, in the case of gas exports from Bolivia to Argentina, the initial contract term is for 10 years (1970-1980) and renewal is for a similar period (1980-1990) with an extension period until the new contract is negotiated.
3. See the report prepared by the Cambridge Energy Research Associates, Inc., *Energy Opportunities, Economic Growth, and Trade: A Hemispheric Perspective*, December 1994, page 5.
4. There is no uniform set of international statistics available to obtain an accurate figure for the total volume of natural gas reserves. At December 31, 1992, for example, Jensen Associates, Inc., on the basis of the *Oil & Gas Journal*, estimated that these reserves amounted to 142.671 trillion cubic meters (895 billion barrels of oil equivalent—BOE), whereas British Petroleum (BP) recorded a total of 138.337 trillion cubic meters (870 billion BOE) for the same year. In the first estimate, an equivalence of 6.27 million BOE for each billion cubic meters was used, whereas in the second case the equivalence applied was 6.29 million BOE for each billion cubic meters. The BP figures, which will be used for the present document, are more conservative and lower than the others, at about 97%.
5. According to James Jensen, as a rule, non-associated gas reservoirs with high-pressure wells require lower exploitation costs than reservoirs with associated gas. Therefore the former projects are viewed as offering better prospects.
6. James T. Jensen, "Gas Supplies for the World Market," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
7. James T. Jensen, "Gas Supplies for the World Market," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
8. Marian Radetzki, "World Demand for Natural Gas: History and Prospects," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
9. Marian Radetzki, "World Demand for Natural Gas: History and Prospects," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
10. Stephen E. Williams, "Una Descripción General del Sistema de Gas Natural en los Estados Unidos," Seminar on regulating the electric power and natural gas sectors, March 22-24, 1995.
11. Marian Radetzki, "World Demand for Natural Gas: History and Prospects," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
12. Marian Radetzki, "World Demand for Natural Gas: History and Prospects," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
13. Marian Radetzki, "World Demand for Natural Gas: History and Prospects," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
14. James T. Jensen, "Gas Supplies for the World Market," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
15. Herman Franssen, "Scenarios for the Long-Term Outlook of Oil Demand and Supply Based on Oil Industry and Official Projections," IPEC Workshop, OPEC, Vienna, September 22-23, 1993.
16. SIEE figures are slightly higher than those issued by BP.
17. The high costs of the National Petroleum Corporation of Barbados are crucial in determining the high price of natural gas in Barbados. The price paid for the raw material is virtually irrelevant; by contrast the state company's operating costs greatly affect the price structure on the basis of which the fuel is sold. These costs account for more than 58% of the consumer sale price.

18. Alfredo Castro-Escudero, "El Grupo de los Tres: Vicisitudes de una Negociación Comercial," *Comercio Exterior*, July 1994.
19. Cambridge Energy Research Associates, Inc., *Energy Opportunities, Economic Growth, and Trade: A Hemispheric Perspective*, December 1994, page 26.
20. *Informe Latinoamericano*, October 6, 1994.
21. *Informe Latinoamericano*, December 1, 1994.
22. *Latin America Oil & Gas Monitor*, East-West Center, Vol. 1, No. 1, 3rd and 4th quarters, 1994.
23. *Informe Latinoamericano*, September 1, 1994.
24. Bolivian press, February 22, 1995.
25. *Informe Latinoamericano*, August 4, 1994.
26. *Comercio Exterior*, August 1994.
27. US\$0.082 per cubic meter or US\$2.32 per 1000 cubic feet.
28. *OPECNA News Service*, October 19, 1994, and *Informe Latinoamericano*, October 13, 1994.
29. *Informe Latinoamericano*, August 11, 1994.
30. *Informe Latinoamericano*, October 20, 1994.
31. *OPECNA News Service*, January 23, 1995.
32. *OPECNA News Service*, February 9, 1995.
33. 11.4 barrels per metric ton.