

Panorama del Gas Natural en los Países Industrializados

Isidro Morales Moreno*

Introducción

En la década pasada, los mercados de energía estuvieron afectados por los incrementos acelerados de los precios del petróleo, lo que estimuló el consumo de los combustibles sustitutos y la producción de las fuentes de energía alternativa.

En la década actual, el grueso de los países industrializados cuenta con una estructura energética diversificada, cuyo rasgo común ha sido el avance significativo de la energía nuclear. En esta mutación, dichos países han logrado reducir su vulnerabilidad frente al mercado de crudos y han estimulado la producción de recursos convencionales como el carbón y el gas natural cuya distribución geográfica es menos desigual que el petróleo. En ese contexto, el gas natural ha jugado y seguirá jugando un papel clave en el mundo industrializado.

Sin embargo, uno de los obstáculos para la utilización de los combustibles sustitutos seguirá siendo el precio del petróleo. En un mercado estancado y saturado, el uso del gas natural enfrenta varios desafíos, como el imperativo de adaptarse a los precios descendentes del crudo y la necesidad de estimular las inversiones en producción y transporte. El objetivo de este trabajo es por consiguiente analizar el papel jugado por dicho combustible en la mutación energética del

mundo industrializado y explorar los obstáculos que enfrenta su producción y consumo.

I. El papel del gas natural en los requerimientos energéticos de los países industrializados

A diferencia del petróleo, la explotación y comercialización del gas natural como fuente de energía primaria es mucho más reciente, debido a que tradicionalmente se le consideró como un subproducto del crudo. Fue en Estados Unidos donde por primera vez empezó, después de la Segunda Guerra Mundial, la explotación de este recurso. Empero, a raíz de lo que se ha llamado el primer choque petrolero, la participación del gas en la estructura energética internacional cobró mayor importancia. Debido a que la distribución geográfica de sus reservas es distinta a la del petróleo¹ y a que es un combustible sustituto en los sectores industrial y residencial de la mayoría de los países industrializados, se instrumentaron políticas para que el gas natural ocupara un lugar más destacado en sus respectivas balanzas energéticas.

La ventaja comparativa del gas frente al petróleo y otras fuentes de energía es que su combustión prácticamente no genera desechos contaminantes ni en el aire ni en el agua. Esto lo hace competitivo en el sector industrial —en la generación de calor y fuerza motriz— y residencial. A igual generación de energía, la quema de gas tiene

¹ La distribución geográfica del gas natural es diferente a la del crudo, lo que lo ubica en otra dimensión geopolítica. Mientras que la OPEP poseía en 1986, 67.9 por ciento de las reservas mundiales de crudo, contaba con 33.0 por ciento del gas. La dotación del Medio Oriente era de 57.2 y 25.6 por ciento, respectivamente. La URSS posee 42.9 por ciento de las reservas mundiales de gas (43.9 BBmc o el equivalente a 39 100 MMTONEP). Irán ocupa el segundo lugar, con 12.7 BBmc o el 12.4 por ciento del total mundial. Europa occidental posee 6.1 por ciento de las reservas. De esta región los países más importantes son Noruega, Holanda y la Gran Bretaña. Estados Unidos posee una dotación balanceada de gas y crudo, pues las reservas de uno y otro recurso son prácticamente del mismo monto (4 600 MMTONEP de gas y 4 100 MMTON de crudo). En el Sudeste asiático, Japón ocupa un lugar singular pues prácticamente no posee reservas de gas ni de crudo.

² Por ejemplo, la emisión de dióxido de azufre es menor de una libra por mil millones de BTU (Unidades Térmicas Británicas) de gas natural contra varias toneladas si se genera igual monto de energía con petróleo o carbón (dependiendo de la calidad de petróleo o carbón que se utilice), United States Department of Energy (USDOE), *Energy Security*, Washington, marzo, 1987, p. 117.

mucho menos emisiones de óxido de azufre (el componente de las lluvias ácidas), de dióxido de carbono y óxidos de nitrógeno que la quema de combustible y carbón.² En la industria petroquímica y en la propia industria petrolera, el gas natural es también altamente competitivo con los productos petroleros debido a que puede fungir como insumo (*Feedstock*).

Hasta ahora, el consumo del gas natural, a pesar de ser un combustible de calidad, no ha logrado igualar el uso preferencial que en ciertos sectores clave ha tenido el petróleo.³ Si el gas natural sigue todavía fungiendo como un combustible "negro" se debe a que su utilización en el sector de transporte aún es limitada; en este rubro, los destilados del petróleo no tienen rival, sobre todo en la aviación. En Estados Unidos se ha logrado producir combustible para vehículos a partir del metanol (elemento constitutivo del gas natural), pero su comercialización aún es limitada. Existe también el proyecto de desarrollar el uso del metanol para el sector del transporte en otros países, como en Nueva Zelanda, donde funciona ya una planta comercial de este tipo, por lo que el consumo de este producto también dependerá de las innovaciones técnicas que se den en el sector del transporte.⁴ Por ahora, la gasolina es más barata que el metanol.

Desde la década pasada ha habido cambios en el consumo sectorial del gas en la mayoría de los países industrializados, lo que refleja una mayor competitividad de este producto frente a los destilados y la electricidad. Entre 1975 y 1985, en los países de Europa Occidental el gas natural perdió terreno en la generación de energía y en el sector industrial para concentrarse prioritariamente en el sector residencial y comercial. Canadá siguió una tendencia similar a la europea y Estados Unidos mantuvo prácticamente inalterado su consumo sectorial. Por el contrario, Japón ha seguido un patrón de consumo enteramente diferente, pues en ese país el consumo de gas se ha concentrado, en dos terceras partes, en la generación de energía. Esta misma tendencia, aunque menos acentuada, la han seguido Australia y Nueva Zelanda. La alta concentración del gas natural en la genera-

³ Véase Jensen, James. "A global view of gas reserves and gas markets", Calgary, 26 de septiembre de 1983, p. 9.

⁴ En Estados Unidos funcionan 35 000 vehículos a base de gas natural comprimido y en el mundo 375 000, con buenos resultados económicos. No obstante dichos vehículos requieren de tanques de combustible de gran capacidad, por lo que su uso queda limitado a camiones de carga, autobuses y flotillas. Véase USDOE. *Op. cit.*, p. 120.

ción de energía en el Japón se debe a que este país ha decidido reducir los niveles de contaminación de su industria energética. Consecuentemente, el consumo de gas en los países industrializados no sólo ha dependido del grado de competitividad alcanzado frente al resto de los combustibles, sino de las opciones de política energética seguidas por cada uno de ellos; los casos de Europa y Japón resultan bastante ilustrativos.

Tradicionalmente Estados Unidos ha sido el principal consumidor de crudo y gas. Empero, desde 1985, la Unión Soviética ha ocupado el primer lugar en el consumo de gas natural. Esto muestra que la evolución del consumo mundial de este recurso no ha sido igual en las principales regiones consumidoras. De hecho, en la Unión Americana del consumo de gas ha descendido tanto en términos absolutos como relativos desde el decenio pasado. En 1974 se consumieron en ese país 608 314.6 millones de metros cúbicos (MMmc); en 1979, cuando su consumo total de energía llegó al ápice, se consumieron 580 200 MMmc y en 1986, 468 000 MMmc. Esto ha dado por resultado que la participación del gas en la balanza energética norteamericana bajara de 30.8 por ciento en 1974 a 23.1 por ciento en 1986. Esta reducción es mucho más sensible que la del petróleo, pues en esos mismos años pasó de 44.5 por ciento a 41 (véase cuadro 1). Las razones de la sensible caída en el consumo de gas en Estados Unidos se deben más a factores político-administrativos que a la falta de reservas o de infraestructura.

Canadá ha reducido su consumo de gas desde 1980; ésto ha sido el resultado tanto de políticas de conservación y de diversificación energéticas. Este es uno de los países que ha logrado una balanza diversificada. Mientras que en 1974 el petróleo y el gas natural representaban respectivamente 43.5 y 21.3 por ciento de sus requerimientos energéticos, en 1986 eran de 29.0 y 18.6 por ciento. La hidroelectricidad, el carbón y sobre todo la energía nuclear han incrementado su participación en las necesidades canadienses.

En los países de Europa Occidental ha operado un proceso inverso. La menor participación del petróleo en su consumo energético ha sido ocupado, en parte por el gas. En esta región, de representar el gas 12.2 por ciento de los requerimientos energéticos en 1974, en 1986 era de 15.1 por ciento. En términos brutos el volumen se incrementó durante los mismos años, de 147.5 a 192.5 millones de toneladas equivalente a petróleo (MMTONEP) (196 067 MMmc y 216 300 MMmc respectivamente), mientras que el crudo descendió

de 699.3 a 585.1 MMTONEP. Gran Bretaña, Alemania, Holanda, Italia y Francia están entre los principales 10 consumidores a nivel mundial. No se puede negar, sin embargo, que es en estos países,

CUADRO 1
EVOLUCION DEL GAS NATURAL EN LA BALANZA
ENERGETICA DE LAS PRINCIPALES REGIONES
CONSUMIDORAS
1979-1986
(Porcentajes)

Año 1979	petróleo	gas natural	carbón	hidroelectricidad	energía nuclear
Estados Unidos	45.3	26.9	19.8	4.1	3.6
Canadá	40.6	22.5	8.2	24.7	3.8
Europa Occidental	5.1	14.1	19.5	8.1	3.0
Japón	71.6	5.4	13.6	5.2	4.0
América Latina	64.6	15.5	5.0	14.4	0.2
Total países capitalistas	52.1	18.7	19.0	7.2	2.8
Unión Soviética	37.6	27.0	30.2	3.9	1.1
Total países socialistas	29.3	17.5	49.1	3.2	0.8
<hr/>					
Año 1986					
Estados Unidos	41.4	23.1	24.2	4.9	6.2
Canadá	29.0	18.6	15.0	29.9	7.3
Europa Occidental	46.1	15.1	19.7	7.9	10.9
Japón	54.9	9.7	18.8	5.2	11.1
América Latina	54.8	18.1	5.6	20.9	0.3
Total países capitalistas	45.0	18.0	21.8	8.4	6.6
Unión Soviética	31.4	35.8	26.6	3.7	2.4
Total países socialistas	24.9	23.1	46.7	3.8	1.7

FUENTE: BP. *Statistics of World Energy*, junio, 1986 y *Review of World Gas*, septiembre, 1987.

junto con España, Suecia, Bélgica y Suiza, donde la energía nuclear ha dado avances importantes, lo que ha hecho que entre 1974 y 1986 su participación en el total de la balanza europea pasara de 1.5 a 10.9 por ciento.

Japón es otro de los países que ha incrementado la participación del gas natural en su estructura energética en detrimento del petróleo. Esto ha sido el producto deliberado de una política de diversificación, pues este país tiene que importar prácticamente todos sus requerimientos de gas a los precios más caros del mercado debido al proceso de licuefacción al que debe ser sometido para poder transportarse en barco. En 1974 el gas apenas representaba 2 por ciento de los requerimientos energéticos nipones; en 1986 su participación había ascendido a 9.7 por ciento.

Ha sido sin duda en los países socialistas, sobre todo en la Unión Soviética, donde el gas natural ha jugado un papel más decisivo. En 1974 representaba 15.3 por ciento de su balanza energética, en 1986 había ascendido a 23.1 por ciento. En el mundo socialista, el carbón sigue siendo la principal fuente de energía primaria, lo que explica la importancia secundaria que ha tenido el petróleo. Aun en el caso de la Unión Soviética, donde el carbón tenía casi la misma importancia que el petróleo, en 1986 el gas natural se había convertido en su principal fuente de energía primaria. Es probable que la transición energética en el mundo socialista descansa más en el gas natural que en el petróleo o carbón, al menos así lo parecen avalar las vastas reservas soviéticas (las más importantes en el mundo) y su política de exportación tanto a los países de la Europa del Este como del Occidente.

Por lo hasta aquí expuesto, se puede apreciar que el consumo mundial de gas natural ha sufrido una recomposición a nivel regional. Los Estados Unidos son los que han perdido más terreno en el consumo de este hidrocarburo. En 1973 consumían 53.0 por ciento del total mundial mientras que en 1986 sólo el 27.6 por ciento (véase cuadro 2). Los países socialistas son los que más han incrementado su participación, al pasar, durante esos mismos años, de 23.0 a 40.9 por ciento del total mundial. Japón ha incrementado también su participación, pues de utilizar sólo el 0.5 subió al 2.4 por ciento. La participación de Europa Occidental ha permanecido prácticamente igual, entre 12-13 por ciento, mientras que el grueso de los países en vías de desarrollo incrementó su participación de 15 a 16.4 por ciento. Es sin duda en los países socialistas, sobre todo en la Unión

Soviética, donde se ha desplazado el principal polo de consumo de gas natural.⁵

CUADRO 2
EVOLUCION DEL CONSUMO MUNDIAL DE GAS
NATURAL POR PRINCIPALES REGIONES
1979-1986
(Porcentajes)

	1979	1986
América del Norte	44.0	30.4
Europa Occidental	14.4	13.0
Japón	1.6	2.4
Total países capitalistas	69.4	59.1
Unión Soviética	23.9	33.5
Total países socialistas	30.6	40.9
Total mundial	100.0	100.0

FUENTE: BP *Review of World Gas*, Londres, septiembre, 1987, p. 12.

El gas natural se ha convertido, sin duda, en una de las fuentes de energía que ha ganado espacio en detrimento del petróleo, pero no la única. Como se aprecia en el cuadro 1, el espacio que ha perdido el petróleo durante el decenio pasado y lo que va del presente, ha sido ocupado por el carbón, la hidroeléctrica y la energía nuclear. Esta, última es la que ha experimentado el crecimiento más rápido tanto en términos absolutos como relativos, pues su incremento acumulado entre 1974 y 1986 fue de 497 por ciento y su participación relativa pasó de 1.0 a 4.9 por ciento.

Por consiguiente, el consumo energético de los países industrializados es ahora mucho más diversificado que en los años anteriores al primer choque petrolero. El crudo sigue siendo, a excepción de la

⁵ La redistribución geográfica del consumo de petróleo ha sido todavía más nítida, pues en esos años, Estados Unidos, Europa Occidental y Japón redujeron su participación en el total mundial a favor de los países socialistas y de los países en vías de desarrollo.

Unión Soviética, su principal fuente de energía primaria. Si se incluye al gas natural, se puede decir que los hidrocarburos dominan aún la estructura energética de estos países. Empero, las tendencias que se han manifestado durante los últimos años, sobre todo a raíz del segundo choque petrolero, y los pronósticos tanto de organismos oficiales como de empresas privadas, indican que la mayoría de esos países ha entrado en una etapa de transición caracterizada por una mayor diversificación de sus fuentes energéticas en la que el petróleo irá perdiendo progresivamente su preponderancia. En este periodo de transición, que podría prolongarse por 20 o 30 años, se espera, por el contrario, una mayor participación del carbón, la energía hidroeléctrica y sobre todo la nuclear.⁶

De hecho, los expertos consideran que en esta etapa de transición energética la energía nuclear logrará avances de importancia, tanto en el terreno tecnológico, comercial y de seguridad. De ser así, es muy probable que a mediados del próximo siglo el uranio ocupe el lugar que desde la segunda posguerra hasta los setenta ocupó el petróleo. Como lo destaca Makarov, la comunidad internacional no tendrá que esperar a que las reservas de crudo o gas se agoten para ceder su lugar a la energía nuclear; la transición hacia la era nuclear radica más bien en la revolución tecnológica que se realizó en este siglo, a saber, que la generación de calor a partir del uranio es mayor (casi el doble) que la que se puede obtener con el petróleo o el gas.⁷ Esto ha hecho del uranio un recurso cualitativamente superior al resto de los recursos que en la actualidad se conocen, pero aún faltan las condiciones tecnológicas, políticas, económicas (entre ellas la evolución del precio de los hidrocarburos) y de infraestructura que permitan ampliar el mercado de la energía nuclear.

Entre tanto, los países industrializados continuarán con la diversificación de sus requerimientos energéticos a fin de evitar el regreso de la vulnerabilidad petrolera que conocieron en la década pasada. Su objetivo no sólo es depender cada vez menos de la producción y/o importación de crudo, sino de impulsar una oferta energética mucho más diversificada y con la suficiente flexibilidad para sustituir un

combustible por otro. Es en este escenario donde el gas natural ocupa y ocupará un espacio propio en el conjunto de los requerimientos energéticos de los países industrializados.

Los pronósticos sobre la demanda mundial de gas natural para los próximos años indican un incremento ligeramente menor o similar a la tasa de crecimiento anual del consumo total de energía de aquí al año 2000 (entre 1.8 y 2 por ciento anual). Por consiguiente, su participación porcentual en la estructura energética mundial será apenas superior a la que guarda hoy. Empero, la demanda permanecerá prácticamente estancada en Estados Unidos y crecerá pausadamente en Europa Occidental, debido esencialmente a una mayor reducción en sus índices de intensidad energética. En Japón se espera un crecimiento en el consumo de gas, pero como producto de una política deliberada de continuar sustituyendo el consumo de petróleo por otras fuentes energéticas. La Unión Soviética seguirá desarrollando su potencial gasero, aunque ello dependerá también de la posibilidad de seguir ampliando sus mercados de exportación, limitados en principio a los países europeos.

Por el contrario, en los países en vías de desarrollo debido a las presiones demográficas y a sus imperativos de industrialización, se espera que el consumo de energía sea mayor al de las sociedades industrializadas. Sin embargo, la mayoría de estos países descansan en estructuras energéticas poco diversificadas, en las que el petróleo sigue teniendo un peso decisivo. Algunos de estos países, como Irán (el segundo país más importante por sus reservas), Argelia, Qatar, Nigeria, Arabia Saudita, Indonesia y México tienen reservas significativas de este recurso. Pero en la mayoría de ellos existen restricciones financieras, tecnológicas y de infraestructura para impulsar su consumo o exportación. Esos países se encuentran además en desventaja respecto a los países de la OCDE y la Unión Soviética en la transición hacia la era nuclear, pues tampoco cuentan con la tecnología ni los recursos financieros para iniciar proyectos de nuclearización. A excepción de Brasil, Corea y Taiwán, todo parece indicar que la brecha económica entre el Norte y el Sur también ha cristalizado en materia de energía. En el Norte, la producción de energía ha entrado a un patrón de alta absorción tecnológica (extracción de gas y crudo en la plataforma continental, cogeneración, eficiencia en la producción y el consumo, fisión nuclear, etcétera, a diferencia de la baja intensidad tecnológica que aún caracteriza la producción energética de la mayoría de los países en desarrollo.

⁶ Véase Hilt, Richard. "Panorama general del gas natural y sus tecnologías en el siglo XXI". *Cuadernos sobre prospectiva energética*, Núm. 112, noviembre, 1987 y Curcio, Edgardo, "Tendencia reciente del mercado de energía y la nueva geopolítica del petróleo y el gas natural", *Cuadernos sobre prospectiva energética*, Núm. 104, julio, 1987.

⁷ Makarov, A.A. *Natural gas at the present stage of development of power engineering*, s.f., mimeo.

Con todo, y a excepción de la Unión Soviética, en la mayoría de los países industrializados la utilización del gas natural tendrá incrementos modestos a pesar de sus cualidades y de la oferta disponible. ¿Qué razones lo explican?

II. Los obstáculos existentes en los principales mercados subregionales de los países industrializados

A diferencia de la mayoría de los países en desarrollo en donde no existe una infraestructura suficiente para expandir la comercialización del gas natural tanto al interior de sus fronteras como a los mercados de exportación, el grueso de las naciones industrializadas se encuentra ligado a los mercados subregionales actualmente existentes. En efecto, ante la ausencia de un mercado internacional del gas natural —explicado básicamente por los problemas que encierra su transporte a grandes distancias— se han conformado cuatro espacios de intercambio: América del Norte, cuyo pivote tanto por la producción como el consumo se encuentra en Estados Unidos; Europa Occidental, la Unión Soviética y la Europa del Este; y el Japón y el sudeste asiático. Los tres primeros se caracterizan por ser mercados integrados básicamente por ductos, por lo que geográficamente son mercados compactos y bien delimitados. El último, el japonés, está conformado por abastecimientos de gas natural licuado (GNL) proveniente de un universo geográfico diversificado.

La conformación de estos mercados regionales ha hecho a su vez que sea imposible fijar una estructura global de precios que sirva de referencia para los intercambios internacionales. A diferencia del mercado del crudo, en donde pese a la regionalización de los abastecimientos ha existido desde hace años precios de referencia internacionales (precios oficiales, cotizaciones en el mercado libre, mercado de futuros), las cotizaciones internacionales del gas natural se establecen y negocian de manera casuística por las partes que firman un contrato.

Empero, a pesar de no tener marcos de referencia internacionales, los precios del gas son sumamente sensibles a los precios de algunos productos petrolíferos, como el combustóleo, las naftas y el gas licuado. Como se aprecia en el cuadro 3, los precios internacionales del gas natural, medidos con una unidad energética común (la BTU),

ha estado a la zaga de los precios internacionales del crudo. Esto muestra que, a pesar de su calidad, su cotización sigue estando ligada a los precios de los combustibles residuales.

La ausencia de un mercado internacional autónomo del gas natural y su dependencia del mercado de productos petrolíferos ha hecho que en la coyuntura actual —un mercado de crudo saturado— la expansión del gas natural se vea limitada y sufra la aguda competencia tanto de los combustibles líquidos como sólidos.

Existen sin duda otros problemas que afectan la expansión de los mercados regionales, como los del transporte y la innovación tecnológica. Empero, en dichos mercados el transporte no es un problema mayor, pues son mercados que cuentan ya con una infraestructura bastante desarrollada (básicamente de ductos). El problema es construir nuevas redes capaces de incrementar el flujo entre productores y consumidores, como las planeadas por Canadá para aumentar su potencial de abasto a la costa noratlántica de Estados Unidos, o el ducto por mar planeado por los ingleses para vincularse al mercado de la Europa continental. Sin embargo, la puesta en marcha de estos

CUADRO 3

EVOLUCION DE LOS PRECIOS DE GAS COMPARADOS CON LOS DEL CRUDO
1977-1986
US \$/Millón de BTU

<i>Japón</i>	<i>GNL cif Japón</i>	<i>Europa Occidental</i>	<i>Estados Unidos^a</i>	<i>Petróleo crudo (cif) países AIE^b</i>
1977	2.1	1.7	1.9	2.5
1979	2.8	2.1	2.6	3.6
1981	5.8	3.6	4.8	6.6
1983	5.1	3.7	4.5	5.4
1986	3.9	3.5	2.5	2.7

^a Promedio de precios de importación (cif) por gasoducto.

^b Precio promedio de importación (cif) para los países de la AIE.

FUENTE: BP. *Review of World Gas*, Londres, septiembre, 1987, p. 18.

proyectos dependerá de la evolución de los precios del gas y de los combustibles concurrentes.

La innovación tecnológica será sin duda otra variable que influirá en la evolución futura del gas natural, sobre todo en los países industrializados. Esta podrá abaratar costos en la extracción y en su utilización industrial. Se han mencionado ya, por ejemplo, los proyectos de obtener gasolinas a partir del metanol. Empero, también en este renglón, la evolución del precio del gas seguirá siendo un elemento importante.

Por lo anterior, el análisis de esta segunda parte se centrará en los problemas que enfrentan hoy, tanto productores y consumidores de los mercados subregionales para fijar los precios de este combustible. Se omite el estudio del mercado conformado por los países socialistas, por lo que la mención a la Unión Soviética se hará en la medida que es un gran abastecedor de los países de Europa Occidental.

1. El mercado de la "América del Norte"

Este mercado está formado por cuatro países cuyo pivote gravita en los centros consumidores de Estados Unidos. La función de los otros países, Canadá, Argelia y México —hasta 1984— ha sido la de proveedores residuales; es decir, sus exportaciones al mercado norteamericano representan un porcentaje muy bajo respecto al consumo.* Empero, la importancia crucial de los países proveedores es que satisfacen los déficit de algunas regiones que por razones de transporte u operativas no pueden ser abastecidas por los productores norteamericanos. México y Canadá, por su ubicación geográfica, cuentan sin duda con una ventaja comparativa frente a Argelia y los proveedores potenciales.

En Estados Unidos a diferencia de los países europeos y del Japón, el consumo de gas natural ha disminuido tanto en términos absolutos como relativos durante el decenio pasado y el actual. En este país, el consumo alcanzó el ápice en 1972; desde entonces, ha experimentado altibajos y un descenso significativo en la década actual, lo que ha provocado una sobreoferta.

* Las exportaciones de Canadá, el principal proveedor de este mercado, han representado sólo el 4 por ciento.

A diferencia de Europa y Japón, donde los dos choques petroleros que han sacudido al mercado de crudos han estimulado la industria del gas natural para ganarle terreno al crudo, en la Unión Americana no se ha seguido una política definida al respecto. Durante varios años, y hasta 1978, la industria del gas natural estuvo sometida a un sistema de control diferenciado. La producción destinada a venderse en los Estados productores (lo que se conoció como mercado *intra-state*) no estaba sujeta a control federal, por lo que los precios se establecían por las fuerzas del mercado. Por el contrario, la producción destinada a venderse fuera de los Estados productores (o mercado *interstate*) estaba sujeta a control de precios.

A raíz del primer choque, el gobierno norteamericano, por distintas razones, tardó en adoptar una política energética ante el nuevo escenario petrolero. El gas natural no constituyó ni en los planes de los presidentes Nixon, Ford, ni en el primer proyecto energético de James Carter, un recurso "alternativo" a la dependencia del petróleo. Fue en 1978, y después de intensos debates en el Congreso, que el gobierno norteamericano se empeñó en estimular la producción nacional de gas para contrarrestar el consumo y las importaciones de crudo.

Por entonces, el control de precios que privaba en el mercado *interstate* había desalentado la producción destinada a los mercados consumidores, creando un déficit que incrementó las importaciones, sujetas también a control. Fue en ese entonces que México se reintegró como proveedor del mercado norteamericano.⁸

Como resultado de las deliberaciones del Congreso, se votó la *National Gas Policy Act* (NAGPA) y la *Powerplant and Industrial Fuel Use Act* (FUA). La NAGPA tenía como objetivo establecer estímulos a la producción de gas y al desarrollo de nuevos campos. Para ello se extendió el control de precios en el mercado *intra-state* sobre los viejos pozos productores (que se conocieron como "viejo gas") cuyos costos de producción son más bajos y se aceptó una liberación parcial y gradual de los precios del llamado "nuevo gas" o de "alto costo", como es el caso de los yacimientos de Alaska, donde los gastos

⁸ México exportó gas a Estados Unidos entre 1959 y 1974. En 1977, debido a un incremento sustancial de las reservas de gas asociado, el gobierno mexicano pretendió convertirse en un abastecedor de importancia del mercado norteamericano (PEMEX pensaba exportar 2000 MMPC diarios a partir de 1979), pero por razones de diferente índole sólo llegó a vender, entre 1980 y 1984, un promedio de 300 MMPC diarios. Véase Morales, Isidro. "Las negociaciones del gas entre 1977 y 1979", *Foro Internacional*, Vol. xxvi, Núm. 104, abril-junio, 1986, pp. 511-549.

e inversiones han sido sumamente elevados. La NAGPA estableció además 22 tipos de gas sujetos a un control diferenciado.⁹

Por lo que toca a la FUA, redactada en un momento en que se consideraban escasas las reservas de hidrocarburos, limitó la utilización del gas natural en la generación de fuerza y electricidad.

Entre 1978 y 1981 la industria petrolera y gasera de Estados Unidos resintió las modificaciones de la política energética que se había puesto en marcha, que culminó —en el último año mencionado y bajo la administración de Ronald Reagan— con la liberación definitiva de los precios internos del crudo. En un momento en que los precios internacionales del petróleo se habían ido nuevamente al alza y, por ende, el de los combustibles competidores, la posición de muchos productores fue ajustar los precios a un nivel similar a la equivalencia calorífica del crudo.¹⁰

Lo anterior trajo como resultado un efecto paradójico en el mercado norteamericano. La exploración y producción en los yacimientos del "nuevo gas" conoció un gran estímulo por el incremento en los precios. Las compañías comercializadoras, propietarias de los gasoductos de transmisión y que hasta hace poco eran las que firmaban directamente los contratos de compraventa con las compañías productoras, lograron abrir un mercado para este "nuevo" gas, mucho más caro que el "viejo", mezclando los diferentes tipos de gas y vendiéndolos a un precio promedio, inferior sin duda al precio de compra del "nuevo gas" pero muy superior al del "viejo". El resultado fue que la producción barata, cuyo precio controlado se encontraba por abajo del mercado, subsidió (e incluso se sacrificó pues muchos pozos de "viejo gas" fueron cerrados por no permanecer rentables), la producción de los nuevos yacimientos.

Consecuentemente la producción de los nuevos yacimientos de gas se incrementó, pero el consumo se desalentó, sobre todo cuando los precios del crudo empezaron a descender. La sobreoferta de gas se inició a principios de los ochenta, como resultado de este auge en la exploración y perforación que conoció la industria gasera y petrolera (no hay que olvidar que un gran monto de los descubrimientos de gas se dan conjuntamente con los descubrimientos de los yacimien-

⁹ Véase International Energy Agency. *Energy Policies and Programmes of IEA Countries*, París, OCDE, 1979, pp. 140-141 y USDOE. *Op. cit.*, pp. 122-125.

¹⁰ Véase Adelman, M.A. "The changing structure of the oil and gas market", en Paul Tempest, ed., *International Energy Markets*, Graham and Trotman Pub., Londres, 1983, p. 17.

tos petroleros) y se fue agravando en la medida en que los precios de los combustibles petrolíferos y del carbón empezaron a tener precios más competitivos.

La situación se hizo más compleja cuando la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), encargada de supervisar las regulaciones concernientes a esta industria, desencadenó un conflicto de intereses entre las diferentes compañías involucradas en la industria gasera.

La complejidad del asunto se comprende mejor si se toma en cuenta la multiplicidad de actores que conforman la industria gasera norteamericana. La producción, por ejemplo, está controlada aproximadamente en 35 por ciento por compañías "independientes", es decir, poco integradas o diversificadas, mientras que el resto está dominado por los grandes consorcios que, en principio, tienen una mayor facilidad para absorber o compensar sus pérdidas.

La red de ductos de transmisión es muy amplia y se encuentra sumamente extendida (comprende más de un millón de millas y la mayoría es subterránea), pero se encuentra en manos de compañías privadas. Estas compañías se han encargado de comprar directamente a los productores mediante acuerdos de largo plazo que, además y ésto hay que subrayarlo, les obliga a comprar los montos pactados pase lo que pase en los mercados de consumo. Son acuerdos que incluye la cláusula conocida de: *Take it or pay it*. Este tipo de acuerdos son lo que han creado el mayor conflicto en la situación actual.

Los ductos, por otro lado, se encuentran regulados por disposiciones diversas provenientes de la FERC y de las leyes estatales. Existen además, compañías distribuidoras en los mercados locales encargadas de vender, al consumidor final, el gas comprado a las compañías propietarias de los ductos de transmisión.

Como se puede ver, los precios al consumidor final son el resultado de los intereses en juego de las compañías productoras, de las propietarias de ductos, de las distribuidoras y de las disposiciones locales y federales. Esto ha hecho que los precios del gas al consumidor final se modifiquen con mayor lentitud que el resto de los combustibles alternativos. Tomando en cuenta que 20 por ciento del mercado de gas puede ser sustituido, casi automáticamente, por dichos combustibles, queda claro por qué cuando los precios del petróleo empezaron a caer, el consumo de gas siguió perdiendo terreno y el superávit se agravó.

En 1985 se estimó que las disposiciones de la NGPA inhibían la producción rentable de unos 849 a 1 132 MMmc de viejo gas. En ese mismo año la FERC emitió la Orden 436 en la que permitía a las compañías de gasoductos transportar libremente el gas natural del productor al consumidor final. Esta disposición ha sido de particular importancia si se recuerda que hasta entonces los contratos de compraventa eran firmados por los productores y las compañías de ductos. Esto había hecho que el consumidor final no tuviera libre acceso a concertar acuerdos con las compañías productoras, lo que generó cuellos de botella y agravó la situación de la industria. Debido a que los yacimientos de viejo gas estaban amenazados, productores y consumidores finales presionaron por llegar a acuerdos directos que les permitiera la compraventa de viejo gas a precios inferiores a los que vendían las compañías de ductos. Estas compañías, como era de esperarse, se negaban a este tipo de acuerdos y a transportar volúmenes que no correspondieran a los contratos firmados por ellas, ya que la naturaleza de los mismos —con cláusulas de compra o pago obligatorio— las exponía a incurrir en pérdidas ante cualquier recorte. Las compañías propietarias de ductos preferían seguir recortando sus adquisiciones de viejo gas —ya que ahí las pérdidas eran menores— y vender el combustible que transportaban a un precio mayor a los del mercado para compensar los costos y riesgos que estaban afrontando.

Con la Orden 436, se abrió el libre acceso entre los distribuidores y consumidores finales y las compañías productoras, de manera que los nuevos contratos se podían hacer entre ellos, limitándose los propietarios de ductos a transportar solamente el gas. Empero, la Orden 436 no obligaba a dichos propietarios, ya que el papel de intermediarios se los dejaba a su voluntad.¹¹ No obstante, esto permitió el surgimiento de un mercado *Spot* hasta entonces prácticamente inexistente. Mientras que en 1982 sólo 3 por ciento del gas era transportado fuera de los contratos de compraventa entre productores y compañías de ductos, en 1986 casi la mitad del gas comercializado se podía adquirir de esa manera. Con todo, aún muchos de los consumidores finales no han podido acceder libremente al sistema de transporte para adquirir directamente el gas de los productores, sobre todo el más barato.

¹¹ USDOE. *Op. cit.*, p. 124.

En 1986, la FERC emitió la Orden 451 que permitió la renegociación de los toques al viejo gas entre productores y compradores, pero les fijó un límite de aproximadamente 2.50 dls. Este tope estaría sujeto a una revisión mensual realizada "de buena fe" entre las partes. El objetivo era incrementar la producción de gas perteneciente a esta categoría.

Empero, estas soluciones parciales no solucionaron el problema de las cláusulas de compra obligatoria que afectan los contratos aún vigentes entre los productores y las compañías de ductos. Esto hizo que los recortes de estas compañías se siguieran haciendo prioritariamente en las adquisiciones del viejo gas. En 1986, la sobreoferta de gas alcanzaba los 56 600 MMmc.

En un intento por llegar a una solución, en 1987 la FERC emitió la Orden 500, en la que entre otras medidas, propuso una solución intermedia: por cada pie cúbico de gas que una compañía de ductos aceptara transportar como parte de un contrato con el productor, este último deduciría una cantidad igual de los compromisos de compra obligatoria de los propietarios de ductos. Esta cláusula generó aún más confusión y polarizó los intereses en juego, pues los productores al temer que sus reservas se devaluaran amenazaron con recortar parte de su producción, lo que provocó compras de pánico por parte de distribuidores y consumidores. En 1987, los excedentes de gas sumaban los 70 750 MMmc y a principios de 1988, los precios habían subido, en espacio de pocos meses, a 2.00 dls el millón de BTU cuando en octubre del año anterior eran de 1.30 dls.¹²

Lo anterior muestra lo difícil que ha sido para la industria norteamericana del gas natural adaptarse a la ruda competencia que enfrenta en la actualidad. El problema ha sido más bien financiero-institucional que de carácter geológico o infraestructural. Los expertos calculan que la sobreoferta de gas persistirá al menos hasta 1990, por lo que muy probablemente la actividad exploratoria, de desarrollo y de producción en esta industria seguirá descendiendo.

En 1985 el Departamento de Energía calculaba que de liberarse plenamente los precios del gas, abrirse por entero el libre acceso a los sistemas de transporte y levantarse las restricciones al uso del gas en el sector industrial y en la generación de fuerza motriz (eliminar por consiguiente la FUA), se podrían obtener los siguientes resultados:

¹² Véase *Petroleum Economist*, mayo, 1987, p. 168 y febrero, 1988, p. 52.

a) incremento en 15 por ciento de las reservas norteamericanas; b) mayor rentabilidad y eficiencia en la producción del gas barato; c) eliminación de la "burbuja de gas"; d) estímulo a la perforación en los campos existentes y a las inversiones para maximizar la recuperación de los yacimientos; e) ahorro neto de 16 a 24 mil millones de dólares entre 1988 y 1995 debido a la mayor eficiencia en la producción, el transporte y el uso del gas natural y, f) una reducción en el consumo petrolero de 300 000 a 350 000 bd en el mismo periodo mencionado.¹³

La reducción de los precios del petróleo y la sobreoferta de gas en Estados Unidos ha afectado también el mercado de las importaciones de este combustible, sobre todo las provenientes de Canadá.

Las exportaciones canadienses alcanzaron el ápice en 1979. Después, sus volúmenes se han reducido progresivamente. Desde 1975, Canadá vinculó, mediante una fórmula, el precio del gas al costo equivalente en BTU de su petróleo importado. Con el segundo choque de precios y la sobreoferta de gas en el mercado norteamericano, las exportaciones canadienses empezaron a perder terreno.

Desde julio de 1984, el Consejo Nacional de Energía (NEB)¹⁴ abandonó la fórmula de precios que hasta entonces había regulado la exportación de gas y aceptó que las cotizaciones fueran negociadas directamente entre las compañías canadienses y los compradores norteamericanos, sujetas a la aprobación del NEB. Empero, el NEB estableció algunos principios a respetar en las negociaciones: los precios de exportación debían cubrir los costos de transporte; no debían ser menores a los precios del gas vendido en Toronto (una de las principales zonas consumidoras del Este canadiense y cuyos precios de venta servían antes de referencia para calcular los precios de exportación); y no debían ser menores a los precios de los combustibles alternativos para el comprador.¹⁵

Estas disposiciones hacían claro que el gobierno canadiense no deseaba que los productores de Alberta, Columbia Británica y Saskatchewan entraran en una guerra de precios con los productores

¹³ USDOE. *Op. cit.*, pp. 115 y 127.

¹⁴ Al igual que en Estados Unidos, la industria gasera canadiense ha estado regulada por las autoridades centrales y provinciales (en este caso de la provincia de Alberta, la principal región productora) que han intentado conciliar los intereses de las zonas productoras del Oeste con las consumidoras del Este. Al respecto, el NEB es la instancia reguladora más importante.

¹⁵ Kates-Garnick, Barbara e I.C. Bupp. "Canadian natural gas and US markets", Cambridge Energy Research Associates (Private Report), Cambridge, Mass., octubre, 1985, p. 7.

norteamericanos para mantener o incluso ampliar sus mercados de exportación. Por el contrario, el gobierno canadiense ha disminuido las cargas fiscales que pesaban sobre su industria de petróleo y gas para reanimarla ante el golpe que ha recibido por la caída de los precios. Fue bajo esta perspectiva que fueron redactas, en 1985, el *Western Accord* y el *Agreement on Natural Gas Prices*. Este último, decretó la liberación de los precios internos de gas natural y ajustó los criterios para negociar los precios y montos de las exportaciones.¹⁶

Una de las facultades del NEB es calcular las reservas disponibles que el país tiene para las exportaciones, para lo cual ha decidido preservar para el consumo interno el equivalente a 25 años de su producción y contabilizar el monto de reservas comprometido para la exportación. Aún más, dicho organismo ha manifestado su interés por tomar también en cuenta el costo-beneficio de la oferta canadiense. El objetivo de estas medidas es evitar que las reservas baratas de Canadá sirvan para proteger o subsidiar el desarrollo de las reservas caras norteamericanas.

Por razones económicas e institucionales, Canadá ha tenido un repliegue como exportador en el mercado norteamericano. Esto resulta importante subrayarlo pues en caso de que la producción y las reservas norteamericanas se sigan reduciendo y la sobreoferta interna se elimine, Estados Unidos se verá obligado en el mediano plazo a incrementar sus importaciones de sus proveedores regionales. Canadá tendría la capacidad de hacerlo, pero es evidente que no lo haría a cualquier precio, por lo que la fijación de los precios de compraventa seguirá siendo un punto clave para el desarrollo de la industria y los mercados entre estos países. Un incremento a futuro de las exportaciones canadienses exigirá también la construcción de nuevas líneas de transmisión. En la actualidad, existen tres proyectos de gran envergadura para ampliar la red de suministros entre los dos países. Uno de ellos está pensado para incrementar las ventas en la región noratlántica norteamericana, sin duda la región donde las exportaciones canadienses son sumamente competitivas, aunque Canadá también podría ampliar sus mercados en la región de California y del Centro Norte. En estas posibilidades, la evolución futura del precio seguirá siendo un punto clave.¹⁷

¹⁶ Véase. Lucas, D.A. "Changing oil and gas supply: OPEC and non-OPEC", ponencia presentada ante el International Research Center for Energy and Economic Development, Boulder, Colorado, 12-13 de noviembre de 1986.

¹⁷ Kates-Garnick, B. e I.C. Bupp. *Op. cit.*, pp. 16-17.

Desde 1984, México, un exportador mucho más modesto que Canadá, dejó de vender gas a Estados Unidos. Para entonces, el panorama de la industria del gas natural y de hidrocarburos en general de ese país se había modificado drásticamente. Estando la explotación, comercialización y exportación de estos recursos enteramente en manos del Estado y de PEMEX, el déficit gubernamental y el endeudamiento externo de la empresa provocaron recortes drásticos en las inversiones del sector energético. PEMEX y el gobierno mexicano han decidido seguir políticas más conservadoras, incluso en el mercado de exportación, que las seguidas hasta 1982. A esto hay que agregar que en los últimos años ha habido reajustes considerables en los cálculos sobre las reservas probadas de gas natural. El Golfo de Sabinas, situado en el Norte del país, y que en los años del auge se estimó tenía 101 370.6 MMmc, ahora se sabe que sólo tiene 37.75 MMmc, es decir, 3.2 por ciento de las reservas que se habían estimado. El Paleocanal de Chicontepec, donde se ha estimado que existen amplios depósitos de gas natural y cuyo desarrollo resultó sumamente costoso durante los años del auge, en la coyuntura actual su explotación se encuentra todavía más en entredicho.¹⁸

Todo lo anterior parece indicar que en México el potencial de exportación de gas natural se ha reducido de manera significativa. Empero, 80 por ciento de las reservas mexicanas son de gas asociado, por lo que su óptimo aprovechamiento seguirá planteando desafíos a PEMEX y al gobierno mexicano. El flujo de gas natural asociado puede ser controlado mediante la explotación equilibrada de los yacimientos de crudo situados en la zona marina de Campeche y en Reforma-Chiapas. En el caso de los primeros, el contenido de gas asociado es menor que en los segundos, por lo que una eventual reinserción de México al mercado de exportación norteamericano se podría asegurar —dependiendo de los volúmenes— mediante la rotación en la explotación de las regiones mencionadas.¹⁹ PEMEX es por otra parte el principal consumidor de gas natural en este país. Sin embargo, de proseguir con las políticas de ahorro y mayor eficiencia promovidas por la empresa, se podrían liberar para la exportación, volúmenes que ahora se consumen internamente.

¹⁸ Véase Sordo, Ana Ma. y Carlos Roberto López. *Exploración, reservas y producción de petróleo en México, 1970-1985*. México, El Colegio de México (en prensa).

¹⁹ Véase Beteta, Mario R. "México's natural gas policies", en Bijan Mossavar-Rahmani, ed., *Natural Gas Trade In Transition*, Harvard International Energy Studies, Núm. 1, Cambridge, Mass. 1987, pp. 56-60.

Las posibilidades de que México se reintegre como exportador de gas natural a Estados Unidos son por ahora escasas. Los precios no son solamente poco atractivos y la competencia en el mercado norteamericano muy intensa, sino que existen también obstáculos de tipo financiero y de infraestructura de transporte.

2. El mercado de gas de los países de Europa Occidental

En Europa, el debilitamiento del mercado de crudos también ha hecho que la industria gasera enfrente un exceso de oferta y obligado a los principales proveedores, que se habían beneficiado de su posición de fuerza en el mercado, a colocar sus ventas a precios más competitivos y en términos más flexibles.

Si bien el mercado europeo es mucho más reciente que el norteamericano, su estructura es más compleja debido a la diversidad de actores que lo componen. Poco menos del 50 por ciento del consumo de Europa Occidental es importado; aproximadamente la mitad de esas importaciones provienen de países de la misma región (en 1986 sumaban los 62 627.9 MMmc), cuyos oferentes más importantes son Holanda, Noruega y en menor escala Dinamarca. La otra mitad es provista por productores extrarregionales, siendo los más importantes la Unión Soviética y Argelia. España es el único país que hasta ahora compra GNL de Libia.

Del lado de los importadores, la República Federal Alemana es el principal importador de la región (compra un tercio de las importaciones) y del mundo. En el extremo se encuentra Gran Bretaña, que en 1986 producía 79 por ciento de su consumo.

El mercado europeo está altamente integrado por ductos, ya que mediante ellos, 89.3 por ciento de las importaciones se transporta. El resto está en manos del comercio de GNL.

Si bien el peso del gas natural en la balanza energética de estos países es menor que en Estados Unidos, su consumo ha tenido un crecimiento constante, como ya se dijo, desde la década pasada. Dicho crecimiento se ha concentrado en el sector residencial y comercial en detrimento del industrial y de generación de fuerza motriz, pero existen posibilidades de que en el futuro el consumo se incremente en estos dos últimos sectores, dependiendo de la evolución de los precios y de la innovación tecnológica.²⁰

²⁰ *Petroleum Intelligence Weekly*, 14 de diciembre, 1987, p. 2.

A diferencia del mercado norteamericano, en Europa no existen controles en los precios de intercambio y en la infraestructura de servicios. Esto ha hecho que algunos autores hablen de un monopolio por la parte de los consumidores-importadores y de una estructura de oligopolio por parte de los exportadores.²¹ Desde la óptica económica, el interés de los importadores es contar con una oferta segura en el corto y mediano plazo a precios competitivos, y por parte de los vendedores mantener o incrementar sus mercados de exportación. Empero, dada la complejidad de actores que componen el mercado europeo, la complementariedad o conflicto de intereses rebasa el ámbito económico.

La industria gasera europea se encuentra tanto en manos de compañías privadas como públicas, lo que obliga a que los intereses económicos tengan que conciliarse con los políticos. En tres países, la industria gasera se encuentra casi completamente en manos de compañías privadas: Gran Bretaña, Holanda y Alemania Federal. Empero, ello no quiere decir que la intervención del gobierno sea inexistente. El caso de Gran Bretaña es ilustrativo, ya que hasta hace poco la *British Gas Corporation* (BGC) estaba en manos del gobierno y a pesar de que en la actualidad se ha privatizado, las políticas fiscales han sido decisivas para estimular la exploración y producción en los yacimientos del Mar del Norte a raíz del debilitamiento del mercado de crudos.

Francia e Italia son países cuyas compañías públicas controlan casi la totalidad de la producción y distribución de gas. El caso de Noruega es distinto, pues si bien posee una compañía estatal sumamente importante —*Statoil*— existe otra compañía con capital mixto —*Norsk Hydro*.

En el caso de los proveedores extrarregionales los intereses nacionales parecen dominar la escena. Para la Unión Soviética, sus exportaciones de hidrocarburos al mundo capitalista representan aproximadamente 80 por ciento de sus ingresos en divisas (60 por ciento de las ventas de crudo y productos y el resto de gas natural). Esto quiere decir que las exportaciones de gas son parte del poder de compra de los soviéticos frente al mundo occidental. Además, en sus ventas de gas, la URSS ha procurado obtener a cambio el acceso a tecnología

²¹ Mossavar-Rahmani, Bijan, Oystein Noreng y Gregory F. Treverton. *Natural Gas in Western Europe: Structure, Strategies, and Politics*. Harvard International Energy Studies, Núm. 3, Cambridge, Mass., 1987, pp. 26-48.

para desarrollar su propia industria gasera que en estos momentos no está en condiciones de generar internamente. El ejemplo más conocido fue la construcción del gasoducto —en 1982— que incrementó las entregas a Europa Occidental. La URSS tuvo que comprar las compresoras y la mayoría del tubo-acero de 56 pulgadas principalmente de Japón, de Alemania Federal y de Italia. El acceso al equipo y a la tecnología occidentales resulta crucial para los soviéticos, pues el talón de Aquiles de su industria gasera es la recolección y transmisión del gas natural a grandes distancias (recuérdese que existen yacimientos importantes de hidrocarburos en Siberia).²²

Lo anterior hace pensar que los soviéticos tendrán interés por incrementar su parte de mercado en Europa Occidental, y que tienen las posibilidades de hacerlo debido a los incrementos en su producción y a la capacidad ociosa con que cuentan sus ductos de transmisión (283.16 MMmc).²³ Sin embargo la ampliación del mercado encontrará dificultades, ya que la URSS tendrá que competir con la oferta noruega, que por razones geográficas y políticas se ha considerado más segura.

En el caso de Argelia, *Sonatrach*, la compañía de Estado, ha buscado sobre todo maximizar los ingresos de sus ventas. En la coyuntura actual, ha logrado que parte de la reducción de los precios de compra sean absorbidos por sus clientes.

El precio de compraventa ha sido uno de los conflictos mayores que se han manifestado en la actualidad. No obstante, en no pocas ocasiones detrás de ese conflicto subyacen intereses comerciales, diplomáticos y de seguridad entre las partes involucradas. A manera de ejemplo se reseñarán los siguientes casos:

i) La apertura de mercados para las reservas noruegas ubicadas en los yacimientos marinos de Sleipner y Troll

La explotación y comercialización de estos yacimientos ha resultado crucial para el futuro de la industria gasera noruega y de los consumidores europeos. Troll es considerado como uno de los campos gigantes más importantes del Mar del Norte (36 790 MMmc) y

²² Véase Gustafson, Thane. "The Soviet Union and World Energy Markets. Gorbachov's Energy Crisis", Cambridge Energy Research Associates, Private Report, noviembre de 1985.

²³ *Petroleum Economist*, marzo de 1987, pp. 93-95.

puede compensar la caída de la producción holandesa proveniente del campo de Groningen. El desarrollo y la explotación de Sleipner y Troll es costosa, pero podrán hacer que Noruega ocupe el lugar que hasta ahora ha tenido Holanda como abastecedor intrarregional. Sin embargo, el desarrollo de estos yacimientos se enfrentó con dificultades.

En 1984 se iniciaron las negociaciones para que Inglaterra, el principal cliente de Noruega (56 por ciento de las exportaciones noruegas se dirigen a ese país), comprara parte de las reservas ubicadas en Sleipner. Empero a principios de 1985, las negociaciones se interrumpieron y el gobierno británico decidió que no se comprometería a incrementar sus importaciones de Noruega. La respuesta oficial era que las reservas británicas de gas se habían recientemente incrementado y que un acuerdo de ese tipo podía obstaculizar su desarrollo y comercialización futura. La decisión británica se produjo en el momento en que la BGC se estaba privatizando como muestra de la voluntad del gobierno de otorgar incentivos a los intereses privados para la explotación de los yacimientos del Mar del Norte. La negativa británica causó el desconcierto del gobierno noruego y del parlamento británico, pues llegó a trascender que una de las razones para no aceptar el acuerdo era que los noruegos se habían negado a realizar un acuerdo comercial que permitiera a la industria británica participar en el desarrollo del campo de Sleipner.²⁴ Las autoridades británicas mencionaron también la posibilidad de construir un ducto que uniera, por el canal de la Mancha, el mercado inglés con el resto de la Europa continental, lo que le permitiría acceder a las exportaciones soviéticas.

Sin embargo, a fines de 1986, Noruega logró firmar un acuerdo con otros clientes: Francia, Alemania, Holanda, Bélgica y Austria en el que aseguró la venta de un tercio del total de reservas de Sleipner y Troll. El acuerdo resultó importante, pues tres de esos países —Francia, Alemania y Austria— son clientes de la Unión Soviética, lo que indica que Noruega se convertirá en un contrapeso a las exportaciones soviéticas, aunque por ahora estas primeras ventas tienen el objetivo de compensar la caída de las exportaciones holandesas.

²⁴ Véase Matlary, Janne H. *Perspectives on the role of norwegian gas*, Norwegian Institute of International Affairs, Oslo, Núm. 322, junio, 1985, y de la misma autora. *British Gas Policy. The gas sector in Denmark, Sweden and Finland*, Norwegian Institute of International Affairs, Oslo Núm. 339, noviembre, 1985.

El acuerdo también es importante por razones políticas y financieras: políticas porque los compradores han tradicionalmente visto en la oferta noruega un factor de seguridad, sobre todo frente a la alternativa de incrementar sus adquisiciones de la Unión Soviética; financieras porque el acuerdo intenta abatir costos en la explotación e innovación tecnológica en un momento en que el desplome de precios ha afectado el desarrollo de la industria de hidrocarburos. En efecto, el proyecto cuesta 7 200 millones de dólares de 1986 e incluye la construcción de un gasoducto marino que conecta los campos noruegos con Zeebrugge, en Bélgica. Troll se encuentra además a una profundidad de 340 metros, lo que representa un reto tecnológico, pues excede el límite de profundidad de los yacimientos que se explotan en la actualidad en el Mar del Norte.

El acuerdo también sentó un precedente en la fijación de precios de compraventa. Pues se fijarán de acuerdo a una fórmula que tome en cuenta los precios de los combustibles competidores, como el carbón, lo nuclear, la hidroelectricidad y por supuesto los productos petrolíferos. Esto asegurará precios altamente competitivos que permitirán, en el futuro, ampliar la oferta noruega. Otro elemento importante es la flexibilidad del acuerdo para su renegociación, sobre todo en lo tocante a precios, su fórmula para calcularlos y el monto de los volúmenes.²⁵

ii) El incremento de la oferta soviética

A fines de 1981 se llegó a un acuerdo entre 7 países europeos y la Unión Soviética para echar andar el proyecto Urengoy, es decir la construcción de un gasoducto desde Siberia con salida a Europa. Esto ampliaría la presencia soviética en el continente y se calculaba que a finales de los ochenta, la URSS obtendría 7 000 millones de dólares en divisas por sus ventas. El acuerdo generó un conflicto entre Estados Unidos y Europa Occidental, que desembocó en el embargo del material procedente de Estados Unidos (sobre todo turbinas) requerido por el proyecto. Lo que más irritó a Washington no fue tanto que se incrementara la dependencia de Europa de los abastecimientos soviéticos, sino el intercambio de divisas y de tecnología que se derivaban de este acuerdo. Si bien el proyecto se llevó a cabo y el

²⁵ *Petroleum Economist*, enero de 1987, pp. 12-14.

embargo norteamericano se suprimió a fines de 1982, desde entonces, en Europa y en las relaciones interatlánticas, la adquisición de la oferta soviética ha estado enmarcada en el esquema de la seguridad. La CEE ha sugerido por ejemplo, que no más del 30 por ciento de las importaciones de gas provengan de una sola fuente.

En la Unión Soviética, lo que está en juego es el financiamiento y modernización de la infraestructura de su industria gasera, sumamente necesaria si se recuerda que en este país el gas natural se ha convertido en el recurso "puente" para avanzar hacia la era nuclear.

A pesar de que el desarrollo de las reservas noruegas se han vuelto en competidoras del gas soviético, los especialistas opinan que la oferta soviética puede colocarse a precios sumamente competitivos. Empero, los incrementos futuros encierran conflictos potenciales con Estados Unidos, por las razones ya expuestas. En la actualidad, la URSS provee 15 por ciento del consumo de los países de Europa Occidental y 30 por ciento de sus importaciones. Sus principales clientes son Alemania Federal, Francia e Italia.²⁶

iii) Las relaciones energéticas entre Francia y Argelia

Por razones de política bilateral, Francia ha sido condescendiente con la política de precios seguida por Argelia. En 1982, por ejemplo, el gobierno francés aceptó subsidiar las exportaciones argelinas, ya que pagaba el 13 por ciento sobre el precio de venta para evitar una reducción drástica en los precios de exportación de ese país. El subsidio estaba enmarcado en el contexto de la "relación especial" que hay entre ambos países y supeditado a que Argelia se comprometiera a comprar bienes franceses. Italia tuvo un problema similar con este país, con el agravante de que estaba de por medio la viabilidad del ducto transmediterráneo que une a los dos países. Ante la resistencia argelina de reducir sus precios, Italia terminó también pagando un subsidio a las exportaciones argelinas.²⁷

Las exportaciones argelinas no tienen el mismo peso que las noruegas, holandesas y soviéticas. No obstante, debido a su vinculación política con ciertos países, sobre todo Francia e Italia, se prevé que seguirá siendo un abastecedor importante en el mercado europeo.

²⁶ Gustafson, Thane. *Op. cit.* y Mossavar-Rahmani, B. et al. *Op. cit.*, pp. 49-67.

²⁷ Mossavar-Rahmani, B. et al. *Op. cit.*, pp. 49-67.

3. El mercado del gas natural en los países del sudeste asiático

El gas natural fue descubierto y desarrollado en muchos países del sur y sudeste asiático y en Australasia antes del primer choque petrolero. Pero la comercialización del gas fue limitada debido a que el costo de las redes de distribución, necesarias para llevar el gas a los mercados urbanos, no justificaban el reemplazo del petróleo por dicho combustible. Como en otras regiones, muchos de los descubrimientos eran resultado de las exploraciones realizadas en el sector del petróleo. Cuando los precios del crudo se dispararon, la industria de gas natural empezó a cobrar auge no sólo porque resultaba rentable, sino porque algunos países buscaron reducir sus presiones de la balanza de pagos o incluso incrementar las exportaciones de crudo.

En la actualidad, existen mercados locales en India, Pakistán, Bangladesh, Burma, Tailandia, Malasia, Indonesia, Australia, Nueva Zelanda y Taiwán. En muchos de estos países, la expansión de la industria del gas se ha frenado por falta de una política energética encaminada a ese objetivo. Sin embargo, es posible que el consumo interno de este producto se incremente en la mayoría de ellos, siendo el freno principal la infraestructura de transporte y distribución.

A diferencia de los mercados europeo y norteamericano, hay pocas oportunidades en Asia para desarrollar mercados subregionales integrados por gasoductos. Empero existen posibilidades de que Bangladesh provea al mercado local de la India y que Malasia e Indonesia lo hagan a Singapur.²⁸

Sin duda, el mercado subregional más importante está conformado por el comercio de GNL, cuyos principales importadores son Japón, Corea del Sur y próximamente Taiwán (si los precios llegaran a ser suficientemente atractivos, Filipinas podría empezar a importarlo también). Japón es de lejos, el principal importador de GNL y posee el mercado potencial más amplio. En 1986, importó 38 600 MMmc —casi 95 por ciento de su consumo— de los siguientes países: Indonesia (20 500 MMmc), Brunei (7 000 MMmc), Malasia (6 800 MMmc), Abu Dhabi (3 000 MMmc) y Alaska (1 400 MMmc). Existe un acuerdo por el que Australia empezará a proveer al mercado japonés a partir de 1989, y la posibilidad de que la Unión Soviética desarrolle sus reservas de la isla de Sakhalin con este mismo fin.

²⁸ Véase *Petroleum Economist*, octubre 1987, pp. 363-365.

Corea del Sur empezó a recibir cargamentos desde 1986 de Indonesia (1 000 MMmc) y existe un convenio por el que este mismo país proveerá a Taiwán a partir de 1990.²⁹

El consumo de gas de Japón fue producto de una política deliberada para disminuir su dependencia del petróleo y la contaminación generada por la quema de combustóleo o de naftas en la generación de electricidad. Es por ello que en la actualidad, 66.7 por ciento de su consumo se destina al sector de fuerza y electricidad. Por esas razones, el GNL fue importado por primera vez en un momento en que su precio excedía al del petróleo; pero el proceso de conversión fue rápido, de manera que en la actualidad casi la totalidad de las plantas generadoras de electricidad en las principales ciudades tienen instalaciones para quemar gas y una infraestructura adecuada para suplirlas.

Empero, en la medida en que las nuevas plantas nucleares y las que utilizan carbón entren en operación, el consumo de GNL y las plantas que lo utilizan perderán dinamismo. Esto dependerá sin duda de la evolución de precios del GNL, que para los países que lo importan, siguen siendo mayor que los de la energía nuclear. Esto se explica a que sólo una porción mínima del costo de la energía nuclear está sujeta a inflación.³⁰ Sin embargo, la disminución del consumo de GNL estará dictada también por razones de política energética. En efecto, el Ministerio para la Industria y el Comercio Internacional de éste, está impulsando la puesta en marcha de plantas eléctricas mixtas, es decir, que trabajen 50 por ciento con energía renovable (nuclear o hidráulica) y 50 por ciento con capacidad térmica repartida por igual entre el petróleo, gas y carbón. En la actualidad, tanto el petróleo como el gas exceden la cuota que les debería corresponder, por lo que de seguirse esta política es probable que el consumo de GNL disminuya.

Los mercados de Taiwán y de Corea del Sur tendrán mucha menor importancia que el japonés. Al año 2000, la demanda podrá alcanzar 8 MMTON en los primeros, contra 40 MMTON en el segundo. Aún más, el valor de mercado del gas se establecerá en Japón y su utilización en Taiwán y Corea estará condicionada a su rentabilidad

²⁹ Véase British Petroleum. *Review of World Gas*, Londres, septiembre, 1987 p. 19.

³⁰ En 1987, la posición competitiva de los combustibles en este país era de 17-19 dls./barril de crudo para instalar carbón en una nueva planta; 13-15 dls./b para el carbón en las plantas ya instaladas; 15.8 dls./b para el GNL y 12 dls./b para la energía nuclear. Véase *Petroleum Economist*, febrero, 1987, pp. 55-57 y marzo, 1988, pp. 88-89.

económica. Es decir, mientras que en Japón las decisiones gubernamentales y del sector industrial serán las que influyan en el mercado, en los otros países las opciones gubernamentales e industriales serán más cautivas del mercado del GNL.

Hasta ahora, el precio del gas tanto para los mercados locales como del GNL ha estado ligado, al igual que en otras partes, al precio del petróleo. Empero, al igual que en Europa y Estados Unidos, los contratos de compraventa en el futuro tendrán que tomar en cuenta los costos para generar energía del carbón y de lo nuclear.

En la actualidad, la oferta de gas está completamente satisfecha. El único contrato que vence a fines de la presente década es el de las exportaciones de Alaska. La duración del resto de los contratos se prolonga en la década siguiente y más allá del año 2000. Los conflictos que se podrán suscitar serán previsiblemente en la renegociación del precio y en la viabilidad de la oferta potencial actualmente existente.

En 1986, los expertos han calculado que el costo en dólares corrientes para desarrollar, licuar, transportar, almacenar y regasificar el gas era aproximadamente de 3 dls. por millón de BTU, sin contar las regalías e impuestos gubernamentales. En ese mismo año, el precio de importación en Japón era de 3.9 dls. por MMBTU y a principios de 1987 había descendido a 3.1 dls. (véase cuadro 3). Esto da cuenta de la gran incertidumbre en que se encuentra la industria de GNL. Por ahora las ganancias son marginales y se considera que un precio de 18 dls. por barril de crudo, o menos, hará inviable la puesta en marcha de nuevos proyectos. Ahora bien, en el caso de que el precio del crudo se mantenga por arriba de los 18 dls., serán los precios de los combustibles competitivos —como el nuclear y el carbón— los indicadores más importantes que regirán el futuro de la industria.

La oferta potencial del GNL es sin duda abundante y diversificada, pero su desarrollo dependerá, como es de suponer, de los incentivos económicos que encuentren los productores. Aparte de los países que actualmente abastecen el mercado asiático, existen posibilidades en otros, entre ellos Tailandia, Burma, Bangladesh, Australia, Nueva Zelandia, Qatar, Kuwait, Arabia Saudita y la Unión Soviética. Entre otros resalta el papel que podrían jugar Australia, los del Medio Oriente y la Unión Soviética.

De los actuales proveedores, Malasia, Indonesia, Abu Dhabi y Estados Unidos (con las exportaciones de Alaska) seguirán teniendo

un papel destacado. El mayor potencial se encuentra en Indonesia y Abu Dhabi. Los campos indonesios de Arun y Badak podrían proveer hasta 19 MMTON de GNL a los mercados del Este asiático hasta los primeros años del siglo XXI. Además, se han encontrado reservas sustanciales en yacimientos marítimos de la isla de Madura, en Sulawesi y en el Mar de Natuna. El desarrollo de las reservas de ambos países estará sujeta tanto a la evolución del mercado de GNL como al interés de Japón y de los futuros importadores por no depender sobremanera de uno o dos países abastecedores.

Por lo que toca a las exportaciones de Alaska, existen reservas suficientes para que el contrato de compraventa con Japón, que expira en 1989, pueda ser renovado sin mayor dificultad, toda vez que la única salida a la producción de esa región son los mercados asiáticos. Existen enormes reservas de gas en la Bahía de Prudhoe y en otros campos ubicados en el círculo ártico, pero por el momento, el costo para transportar dicho gas a la costa para su licuefacción resulta prohibitivo.

En suma, existen amplias reservas de gas que podrían incrementar el mercado actual de GNL, pero el precio del crudo, del carbón y de la energía nuclear serán los principales parámetros que regirán su desarrollo futuro. En el caso de que los precios del crudo se mantengan deprimidos, por abajo de los 18 dls., es poco probable que se desarrollen nuevos proyectos de GNL. En el caso de que los precios se incrementen y alcancen niveles similares a los conocidos durante la década anterior —lo que es poco probable— el comercio del GNL tendrá que competir con los mercados del carbón y de la energía nuclear. Estos factores también influirán en el comportamiento de la demanda, así como la flexibilidad que el sector eléctrico quiera mantener entre los tipos de combustibles utilizados y la diversificación geográfica de sus fuentes de abastecimiento.

Conclusiones

La caída de los precios del petróleo ha asestado un golpe serio al desarrollo de la industria de gas natural en la mayoría de los países industrializados. Cuando los precios del crudo se elevaron, el gas natural se convirtió en un combustible sumamente competitivo debido a sus cualidades propias y a que su precio estaba más próximo

al de los combustibles residuales que al de los destilados. En la coyuntura actual —un mercado de crudos debilitado y con tendencia a la baja— los productos petrolíferos y el carbón irán recuperando parte del terreno que habían perdido a favor del gas. Esto se explica porque en las regiones consumidoras los precios de dicho recurso no se han adaptado —por razones técnicas y políticas— con la misma rapidez que el resto de los combustibles a la situación reinante en el mercado.

Si el gas natural quiere defender sus mercados que ahora tiene, y eventualmente expandirlos, tendrá que venderse en contratos sumamente flexibles, sobre todo en cuanto a montos y precios pactados, similares al firmado por Noruega para vender sus reservas de los campos de Sleipner y Troll.

La caída de precios del crudo ha afectado también a la industria gasera en lo que toca a las inversiones en exploración y desarrollo. Debido a que gran parte de las reservas de gas actualmente explotadas se encuentran asociadas al crudo, la caída en las inversiones petroleras repercute automáticamente en las finanzas de la industria del gas. En esta perspectiva, la estabilización de los precios del crudo resulta también crucial para el futuro de la actividad exploratoria y productiva del gas natural.

Es en la Unión Soviética donde el gas natural tiene mejores perspectivas. Esto es el resultado de una política deliberada de los soviéticos por hacer de este recurso la energía "puente" en su ingreso a la era nuclear. El buen éxito de esta política dependerá en parte de la posibilidad de seguir contando con los mercados de exportación de Europa Occidental. El gas, junto con el crudo, constituyen la principal fuente de divisas de los soviéticos, necesarias para financiar sus compras de equipo y tecnología necesarias al desarrollo de su propia industria energética. La ampliación de la oferta soviética en Europa occidental se verá en parte frenada por la competencia del gas noruego y eventualmente del de Irán o Qatar, en caso de que llegue a abrirse una salida al mercado europeo vía gasoducto. Empero, el verdadero freno a la expansión del gas soviético será la evolución que tenga el consumo en Europa Occidental, hasta ahora su única salida para obtener divisas y acuerdos de intercambio tecnológico.

En los países industrializados del mundo capitalista, el futuro del gas natural dependerá, aparte de la competitividad que deberá mantener frente a los combustibles alternativos, de los siguientes factores: a) la prioridad que tenga en las políticas energéticas de los

diferentes países (contrasta, por ejemplo, el apoyo que ha tenido el consumo de este combustible en Japón respecto a Estados Unidos); *b*) el impulso que sigan teniendo los proyectos de nuclearización, sobre todo para la generación de energía eléctrica; *c*) el clima político y las opciones comerciales que imperen entre los exportadores y consumidores de este producto (del trabajo se desprende que en la mayoría de los intercambios de gas natural, las partes esperan intercambios de otro tipo —comerciales, financieros, diplomáticos, etcétera— aun en el caso de que la industria esté en manos de compañías privadas) y, *d*) de la situación económica en general que prive en estos países, no tanto para estimular el consumo energético, sino para estimular las inversiones en la innovación tecnológica y abaratar costos en la producción y el transporte.