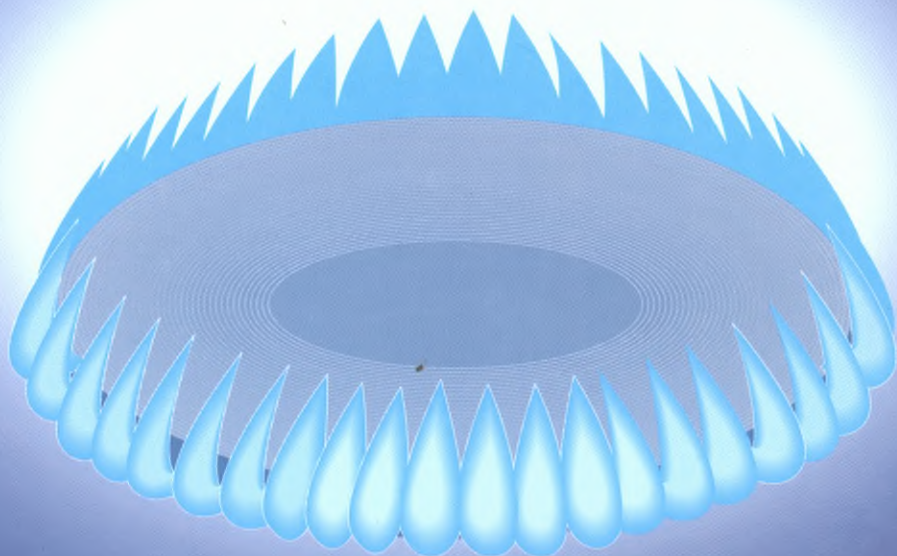


REPUBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
COMISION NACIONAL DE ENERGIA
COMUNIDAD ECONOMICA EUROPEA
EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS

ORGANIZACION DEL SECTOR DEL GAS

LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL



338-476657

SE 471,0

€15

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía
Comisión Nacional de Energía
Banco Mundial - ESMAP -

Organización del Sector del Gas

La Experiencia Internacional

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía



Comisión Nacional de Energía

5A6B

© **Comisión Nacional de Energía**

Avenida 40A N° 13-09 Piso 5, Edificio UGI

Tels: 288 7432 - 288 7438 • Fax: 288 7419

Santa Fé de Bogotá, D.C., Colombia.

Diciembre de 1992

Organización del Sector del Gas: La experiencia Internacional

Editor

Francisco J. Ochoa F.

Secretario Ejecutivo Comisión Nacional de Energía

Asesora editorial

María Elisa Zambrano

Diseño, diagramación y portada

John Brian Cubaque Rey

Tel : 255 0415

Armada electrónica

EdiSoma Ltda.

Corrección

Jorge Ospino

Traducción

Jeannette de Escobar

Mariana Paredes

Transcripción de cintas

Julia Constanza Moya de Angulo

Impresión

Editorial Presencia

El material incluido en este libro puede ser reproducido, siempre y cuando se cite la fuente en forma completa.

Las opiniones expresadas en el contenido, son de la exclusiva responsabilidad de los autores y no comprometen a la Comisión Nacional de Energía.

El presente libro recoge las deliberaciones del seminario: "Organización Institucional del Sector del gas: La Experiencia Internacional", realizado en la ciudad de Santa Marta, entre el 5 y el 7 de diciembre de 1991.

La realización de este encuentro fue posible gracias a la colaboración brindada por las siguientes instituciones: Ministerio de Minas y Energía, Comisión Nacional de Energía, Banco Mundial - "Energy Sector Management Assistance Program" ESMAP-, Departamento Nacional de Planeación, Ecopetrol, Comunidad Económica Europea, Olade y Eurcogas.

La organización del seminario estuvo a cargo de la Comisión Nacional de Energía y contó con la coordinación logística de Foros Técnicos Ltda.

Indice

Prefacio	9
Tabla de conversiones	12

Instalación

Andrés Restrepo Londoño	17
--------------------------------------	-----------

CAPITULO 1

Aspectos generales

John Homer

El contexto internacional: Entusiasmo y estructuras de la industria	31
--	-----------

Chakib Kelil

El gas natural en América Latina: estructuras del mercado y perspectivas futuras	48
---	-----------

Antoine Chueca

Compañías petroleras y el negocio del gas	79
---	-----------

CAPITULO 2

Modelo Francés

Philippe Bourcier

Modelo Francés	101
----------------------	------------

Julián García

Comentarios al modelo Francés	125
-------------------------------------	------------

Preguntas y respuestas	136
-------------------------------------	------------



CAPITULO 3

Modelo Español

José Musté	
Modelo Español	145
Jaime García Peña	
Comentarios al modelo español	165
Preguntas y respuestas	170

CAPITULO 4

Modelo Europeo

Philippe Combescot	
Modelo Europeo	177
Guido Nule	
Comentarios modelo europeo	187

CAPITULO 5

Modelo Canadiense

Edgar Buzzalino	
Modelo Canadiense	195
Alberto Lara	
Comentarios al modelo canadiense	203

CAPITULO 6

Modelo Argentino

6 Fernando Binelli	
Modelo Argentino	215

Hernán Del Castillo Comentarios al modelo argentino	226
---	------------



CAPITULO 7

Modelo Estadounidense

John Kean Modelo estadounidense	235
---	------------

Mariano Rey Comentarios al modelo estadounidense	246
--	------------

CAPITULO 8

Modelo Colombiano

Jorge Eduardo Cock Reordenamiento institucional del sector del gas en Colombia	253
---	------------

CAPITULO 9

Comentarios de los asistentes	283
--	------------

Clausura

Juan Camilo Restrepo El gas: motor de la transformación energética del país	295
--	------------

Prefacio

La crisis eléctrica que sufrió el país durante 1992 puso en evidencia una vez más las bondades de tener una oferta diversificada de energía y la racionalidad en desarrollar e impulsar energéticos de menor costo, como el gas natural y el GLP. El patrón de consumo doméstico de energéticos en el país está inusualmente concentrado en la electricidad, cuando se compara con otros países. La masificación del consumo del gas natural o GLP no sólo le brindaría a los colombianos diferentes alternativas de combustible residencial, comercial e industrial sino que traería ventajas económicas ya que esos combustibles son más eficientes para ciertos usos, como son la cocción y el calentamiento de agua.

Por otro lado, la utilización del gas natural se está impulsando a nivel mundial. Se están desarrollando nuevas tecnologías para utilizar el gas eficientemente en la generación de energía eléctrica a grande escala. Es un combustible que presenta beneficios ambientales ya que tiene menos emisiones nocivas que otros combustibles fósiles. así mismo, se ha fortalecido la búsqueda de nuevos usos para el gas natural, especialmente en el transporte y en los sistemas de refrigeración.

En este libro se presentan los modelos de organización del sector en Francia, España, Canadá, Argentina, Estados Unidos y una propuesta para Colombia elaborada por Jorge Eduardo Cock por encargo de la Comisión Nacional de Energía.



En Francia, la organización institucional está dominada por el Estado. La importación y el transporte son monopolios nacionales y gran parte de la distribución está en manos de Gaz de France. Por esto, el sistema que utilizan los franceses para controlar la gestión de la empresa estatal y para asegurar un sistema de tarifas justas tanto para el productor como el consumidor son de especial interés.

En España también hay una presencia muy fuerte del Estado en las áreas de producción y transporte, pero a nivel de distribución hay más participación privada que en Francia. No obstante, el Estado realiza un fuerte control sobre las empresas de distribución para brindarle garantías al consumidor.

Los modelos de estos países europeos contrastan con los de EE.UU y Canadá, donde el sector está dominado por el capital privado en todos sus niveles. En el modelo canadiense, se aprecia un sistema de transporte privado que no pertenece ni a los productores ni a los distribuidores. Este esquema es ejemplar en cuanto a la eficiencia en la prestación del servicio.

El caso argentino, es el de una experiencia de transición entre el modelo europeo y el norteamericano. En este país, el sector del gas está pasando de una organización estatal a una privada.

Cada modelo se acompaña de un comentario realizado por un experto colombiano, haciendo énfasis en su aplicabilidad a la situación de nuestro país.

Por último, se presenta una propuesta de organización institucional para Colombia que contempla reformas en todas las áreas, como la producción, la distribución y las tarifas y subsidios.

La Comisión Nacional de Energía espera con esta publicación contribuir a la discusión sobre la mejor manera de organizar el sector del gas en nuestro país, para que pueda afrontar con eficiencia, el programa de masificación, pilar fundamental de la política energética del gobierno

Organización
del Sector
del Gas
Experiencia
internacional





Tablas de equivalencias

Significado	Español	Inglés
Gas Licuado de Petróleo	GLP	LPG
British Thermal Unit	BTU	BTU
Gas Natural Comprimido	GNC	CNG
Toneladas de Petróleo Equivalente	TPE ó TEP	TOE
Millones de Pies Cúbicos Diarios	MPCD	
Giga Pies Cúbicos	GPC	
Tera Pies Cúbicos	TPC	TCF
Millone de BTU	MBTU	
Gas Natural Licuado	GNL	LNG
Millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo	MTEP	MTOE
Kilowatio-hora	Kwh	
Craqueo		Cracking
Millones de Metros Cúbicos	Mm3	MCM

Factores de conversión usuales en gas natural

Volumen	
1 metro cúbico	= 35.31 pies cúbicos
1 pie cúbico	= 28.32×10^{-3} metros cúbicos
1 barril	= 42 galones americanos
Energía	
1 Termia	= 3.968.3 BTU = 100×10^{-6} TPE
1 BTU	= 251.99 Calorías = 251.9×10^{-6} Termias = 293.07×10^{-6} Kwh = 25.199×10^{-9} TPE
1 Kwh	= 859.85×10^{-3} Calorías = 3.412.1 BTU = 85.985×10^{-6} TPE
1 TPE	= 10×10^{-9} Calorías = 39.683×10^6 BTU = 11.630 Kwh

Equivalentes caloríficos aproximados del gas natural



1 millón de metros cúbicos (1 Mm³)
= 0.83 x 10 ³ Toneladas de Petróleo = 1.19 x 10 ³ Toneladas de Carbón = 0.365 x 10 ³ Barriles de Petróleo = 9.65 Gwh de Electricidad
Poder calórico aproximado del gas natural
1.000 BTU/ pies cúbicos 9.400 Kcal/ metro cúbico
Poder calórico aproximado del propano
3.795 x 10 ⁶ BTU/ barril

Fuente: Oil Industry Conversion Factors, OPEC

Presentación

Andrés Restrepo Londoño ■
Presidente de Ecopetrol

Andrés Restrepo Londoño

Presidente de Ecopetrol

En nombre de la Junta Directiva de la Empresa y en el mío propio, quiero darles la más cordial bienvenida y agradecerles el haber atendido la invitación que les formulara el Sr. Ministro de Minas y Energía para discutir en profundidad los principios que deberán orientar y optimizar el desarrollo de la industria del gas en nuestro país.

Los modelos de desarrollo económico y las orientaciones político-pragmáticas que imperan hoy día, se observan en la composición de los asistentes a este evento en el cual, a diferencia de la mayor parte de los foros que se realizaron en el pasado, los participantes no son sólo expositores profesionales de una determinada actividad, sino que hoy contamos igualmente con muy importantes representantes del capital privado nacional y extranjero. Deseamos estructurar el sector para la apertura en tal forma que a medida que se incremente el suministro, la demanda pueda ser atendida en forma oportuna, competitiva y eficiente.

Podría pensarse quizás que el nivel de suministros asegurado es insuficiente y que resulta prematuro sentarnos a elaborar sobre hipótesis porque corremos el riesgo de generar expectativas insatisfechas. En este sentido quiero ser muy claro con los representantes de los medios de opinión que se interesen en nuestras deliberaciones: las fuentes de suministro con que contamos hoy en día no nos permiten, como sería nuestro deseo, iniciar de inmediato la masificación del consumo del gas en todo el territorio colombiano. Contamos, sin embargo, con recursos sustanciales como el gas de la Guajira en la Costa Atlántica y con otros más circunscritos en cuanto a sus áreas de influencia que han dado origen a una dinámica pero disímil y errática estructura de distribución. Este hecho y la confianza de que nuestra geología,



mediante políticas adecuadas y estables nos brindará los recursos necesarios, hacen oportuno este tipo de eventos, para que obtengamos experiencia del pasado, corriamos cuando aún es tiempo y dinamicemos los desarrollos que hoy son posibles y que no son pocos.

Como se trata de elaborar en conjunto un análisis sectorial abierto a todas las ideas, me limitaré en esta presentación a dar en forma descriptiva un resumen de la evolución y de la estructura actual, que sirva de conocimiento común y de ayuda- memoria a los participantes. Las políticas que a la postre adopte el Gobierno se nutrirán, ciertamente, de lo que acá se discuta.

Breve recuento histórico

En aras de la brevedad inicio este recuento al final de los años 70. Concluye ese periodo con dos grandes cambios de indudables y trascendentales consecuencias: El país deja de autoabastecerse en materia de petróleo y se vuelve importador de crudo y gasolina, precisamente cuando explotaba en el mundo la gran crisis petrolera que disparó los precios a niveles nunca imaginados. Simultáneamente, se descubría en la costa norte, concretamente en la península de la Guajira, un gran campo de gas natural con más de 4.150 giga-pies cúbicos de reservas recuperables probadas.

Era necesario, entonces, buscarle un uso productivo y fue así como se inició, un poco a la fuerza y a regañadientes, esta industria. Su desarrollo se efectuó en dos frentes. Por una parte, se adelantó una agresiva campaña de sustitución de combustibles industriales líquidos, especialmente fuel oil y diesel, por gas natural, en las plantas termoeléctricas de la Costa Atlántica y en las grandes empresas. Por otra parte, se inició la distribución domiciliaria de gas natural en Colombia.

La empresa petrolera estatal desarrolló una agresiva campaña de promoción del gas; financió la conversión de los quemadores y demás equipos diseñados para la combustión de fuel oil u otros combustibles líquidos, en electrificadoras e industrias; construyó

líneas de transporte para conectar a usuarios importantes y subsidió el precio mismo de venta del gas, entregándolo a tarifas inferiores a su costo de producción y transporte.

En cuanto al sector residencial, su consumo, muy bajo comparado con el industrial y termoeléctrico, y la necesidad de una infraestructura de distribución compleja y costosa, son características que hicieron del consumo doméstico de gas un negocio completamente distinto, y en apariencia menos atractivo que el industrial. Algunas empresas privadas, inicialmente distribuidoras de gas propano, empezaron a construir redes urbanas de distribución de gas natural doméstico. Tal fue el caso en Bucaramanga, Barranquilla y Cartagena.

Las limitaciones de capital, la falta de financiamiento y las dificultades de introducción de un servicio nuevo, condujeron a un ritmo lento de expansión de las redes y el cubrimiento de las ciudades donde operaban.

A pesar de que los primeros pasos tendientes a masificar el uso del gas natural se dieron en la segunda mitad del decenio de los 70, el verdadero avance del programa con la orientación y reglamentación del Estado, se inició en 1986. En los años que han corrido desde entonces, la industria del gas se ha desarrollado mucho más rápidamente que en los 10 años anteriores.

De esta manera, los logros totales alcanzados hasta el momento, se pueden resumir así:

En la actualidad se consumen 167 MPCD en generación eléctrica, 98 MPCD en industrias, 21 MPCD a nivel domiciliario para cocción de alimentos y calentamiento de agua, 15 MPCD en transformaciones petroquímicas, 3 MPCD en vehículos automotores y 100 MPCD como consumos internos de Ecopetrol.

Al sector de gas natural se le incluye como un subsector del sector petrolero, por consiguiente no es considerado, dentro del sistema nacional de planificación energética, como un sector independiente



Para poder ampliar la cobertura residencial fue necesario conectar los centros productores de gas natural con los principales centros de consumo, ampliando la red de gasoductos existentes.

El programa de gas ha beneficiado a más de 397.366 nuevos usuarios, se han construido 397 km de red sobre un total de 1.356 km anteriormente existentes, se han convertido 1.900 vehículos de gasolina a gas (principalmente buses) y se cuenta con 14 estaciones de servicio.

Este esfuerzo, sin embargo, está muy lejos del deseable, para darle al país la coherencia en los consumos de energía que el gobierno se ha propuesto.

Estructura institucional y financiera

Puesto que la utilización domiciliar del gas natural en Colombia es relativamente reciente, no se dispone aún de una infraestructura institucional bien definida que garantice un adecuado desarrollo del recurso.

El sector de gas natural se considera como un subsector del sector petrolero, y por consiguiente no está integrado dentro del sistema nacional de planificación energética como un sector independiente. No existe una legislación específica que regule todas las actividades; explotación, producción, transporte y distribución de este producto, se rigen, por analogía, según el Código de Petróleos. Aunque en algunos casos es fácil adaptar las normas petroleras al gas, no siempre es ello posible y, con frecuencia, se han visto vacíos de carácter normativo que fuerzan la expedición de reglamentos ad-hoc, aplicables a situaciones específicas pero no al caso general.

En el aspecto normativo que regula las características y calidad de los elementos utilizados para aprovechamiento del gas, tales como tuberías, acoples, medidores, reguladores de presión, válvulas, quemadores, aparatos electrodomésticos, etc., sólo hace un par de años el Instituto Colombiano de Normas Técnicas -



Icontec, ha comenzado a expedirlas. Actuando en concordancia con Ecopetrol, ese instituto espera presentar el primer compendio de normas sobre redes de transporte, distribución e instalaciones domiciliarias, en el primer trimestre del próximo año.

En el gas natural están bien definidas tres etapas del negocio, normalmente ejercidas por personas diferentes en casi todos los países: producción, transporte y distribución.

Debido a las limitaciones de oferta, la estructura de producción y consumo está distribuida por bloques regionales. De estos bloques el más importante es el de la Costa Atlántica, cuyo consumo representa el 71% del total.

La región de Santander cuenta aproximadamente con el 13% de las reservas nacionales, con un consumo que pesa un 27% sobre el total del país.

En la región del Huila existe en la actualidad un pequeño excedente de gas y su consumo está orientado básicamente al sector domiciliario.

Finalmente, existe la región del Meta, con el Campo de Apiay y una producción disponible (después de consumos del Campo) de 12 MPCD aproximadamente, que se han destinado al consumo domiciliario e industrial de la región productora y del Distrito Capital de Santafé de Bogotá.

La totalidad del gas natural producido en el país, tanto el de las asociaciones como el de los concesionarios, lo compra Ecopetrol, en condiciones establecidas por medio de contratos y de negociación directa entre las partes. Los precios de los futuros descubrimientos deberán ser determinados por la Resolución 61, que los relaciona con el precio internacional del fuel oil.

El gas natural es transportado desde los campos productores hasta los centros de consumo por gasoductos de uso público. La mayoría de estos gasoductos pertenecen a compañías privadas o de capital mixto. Por lo general, Ecopetrol suscribe contratos de



uso exclusivo de estos productos, con el fin de transportar tanto el gas de su propiedad como el gas comprado a las asociaciones en boca de pozo. El gas de las concesiones lo transporta generalmente el concesionario, en virtud de sus compromisos contractuales.

Todo el gas transportado es de propiedad de Ecopetrol, ya sea porque lo ha producido directamente o porque lo ha comprado a los asociados o concesionarios de los campos productores.

Debido a la forma como se inició en Colombia esta industria, es necesario separar el sistema de distribución a los usuarios domésticos del utilizado con los industriales. En cuanto a los primeros fueron empresas privadas las que acometieron las obras iniciales de distribución doméstica del gas. Su principal objetivo era la prestación lucrativa de un servicio y por lo tanto, orientaron su labor hacia la distribución en los estratos socioeconómicos más altos de las distintas poblaciones y ciudades. Se descuidó un poco el aspecto social y los estratos socioeconómicos bajo y medio quedaron sin atención por parte de estos distribuidores.

Una vez que el Estado comenzó a reglamentar la prestación de este servicio se exigió a las empresas que atendieran a la totalidad de las viviendas urbanas, propósito que en buena parte se ha cumplido en las ciudades que fueron pioneras en el desarrollo de la industria del gas.

En aquellos proyectos de ejecución posterior, esta condición se ha incluido como parte esencial de los contratos de concesión y en algunos casos, como el de la ciudad de Santafé de Bogotá, el gas natural está destinado, por ahora, en forma exclusiva a los estratos más pobres de la población. Esto se debe a la limitación de los volúmenes disponibles y a la necesidad de sustituir el peligroso combustible doméstico, denominado cocinol.

Los consumidores domésticos, por sus consumos relativamente bajos en comparación con los clientes industriales, y por requerir de una infraestructura de distribución compleja y costosa, son la parte menos atractiva del negocio para el distribuidor urbano.



Debido a ello, en los últimos años, el gobierno ha procurado que los distribuidores urbanos lo sean tanto para el sector domiciliario como para el sector industrial, de tal manera que las mayores utilidades obtenidas en la distribución industrial, de alguna manera complementen la rentabilidad, a veces insuficiente, de un sector domiciliario que exige enormes inversiones.

En resumen, la atención de los usuarios domiciliarios que se abastecen de las redes urbanas, la efectúan las empresas distribuidoras locales que son sociedades de capital mixto o de capital privado. Las entregas a los grandes consumidores (termoeléctricas e industrias con altos consumos), se realizan desde los gasoductos troncales que abastecen las ciudades y el gas lo vende directamente Ecopetrol.

La distribución del GNC la vienen realizando compañías de capital mixto. Estas empresas pueden tomar el gas de los gasoductos troncales o de los gasoductos urbanos, dependiendo de su cercanía y de los niveles de presión disponibles.

La generación termoeléctrica y los usos industriales representan el 66.0% del total del gas consumido. El sector residencial tan sólo pesa el 5.2% y el gas comprimido para uso en el transporte 0.7%.

Economía energética y políticas tarifarias

Colombia tiene una estructura de consumo de energía atípica que distorsiona la asignación eficiente de los recursos. En el sector residencial, subsiste una alta participación de la energía eléctrica y de las gasolinas para los usos de cocción de alimentos y calentamiento de agua, mientras fuentes energéticas más económicas, como el GLP o el Gas Natural, representan una pequeña porción. En términos de energía útil, la electricidad participa con el 48.8% del

Fueron empresas privadas las que iniciaron la distribución doméstica del gas. Su principal objetivo era la prestación lucrativa del servicio y orientaron su labor hacia la distribución en los estratos socioeconómicos mas altos



consumo sectorial y el GN lo hace tan sólo con el 3.8%. A nivel del subsector de la energía eléctrica, el 46% de la demanda tiene su origen en el sector residencial, mientras el industrial representa apenas el 35%.

En el consumo del sector industrial, el gas pesa 20.9% del total. De éste, la gran mayoría (42%) se explica por la utilización en las termoeléctricas.

Esta estructura de consumo atípica distorsiona la asignación eficiente de recursos y su corrección representaría grandes ahorros para la economía nacional.

La estructuración de tarifas de servicios públicos en Colombia se ha convertido en un problema secular. El gas natural no ha sido, desafortunadamente una excepción y sufre las secuelas de unas tarifas de venta subsidiadas que no alcanzan a cubrir ni siquiera el costo de producción y transporte del producto. Teniendo en cuenta que el precio promedio de compra del gas a los asociados en boca en pozo es de US\$1.00/MBTU y que el costo promedio de transporte es de US\$0.23/MBTU, el costo en gasoducto troncal estaría alrededor de US\$1.23/MBTU.

Los precios de venta vigentes son inferiores al costo promedio de suministro. Para el caso del sector eléctrico el subsidio es considerable. En el año de 1990 ascendió a \$15.731 millones.

La tarifa de venta para el sector residencial e industrial está por debajo del costo de suministro (US\$0.88/MBTU y US\$0.97/MBTU respectivamente).

Pero no sólo los precios absolutos son bajos, sino que sus valores relativos en comparación con los otros energéticos no envían al consumidor las señales correctas.

En un estudio reciente, realizado por la firma consultora Estudios Técnicos S.A. para la Comisión Nacional de Energía, se establecen los costos de oportunidad de los distintos energéticos enfrentados a sus precios efectivos. De ese análisis se desprende que es



necesario ampliar los diferenciales relativos en los precios de los principales energéticos a un nivel acorde con dichos costos. En efecto, esta relación de la gasolina con el cocinol, el gas propano y la energía eléctrica alcanza valores entre 1.1 y 3.9, mientras que sus precios relativos sólo alcanzan niveles entre 0.1 y 2.3 como casos extremos para cocinol y energía eléctrica.

Es claro, entonces, que nos enfrentamos a un problema institucional e igualmente a un problema de asignación racional de los recursos, el cual debe ser resuelto en buena medida a partir del gas natural, siempre y cuando dispongamos de este suministro. Veamos, entonces, para terminar, los aspectos referentes a la oferta.

Fuentes de suministro

Las reservas probadas, 3700 GPC, nos permiten mantener el consumo actual de aproximadamente 450 MPC diarios durante un lapso de 22 años, pero lo que se trata no es de mantener, sino de aumentar sustancialmente la demanda para poder derivar los beneficios esperados de la reorientación de nuestros patrones de consumo energético.

Este análisis global, ha generado el relativo estancamiento del sector, manteniendo el círculo vicioso entre reservas y demanda. Sin embargo, un análisis regional nos permitirá romper el inmovilismo y nos plantea múltiples alternativas. Veamos algunas:

En primer lugar, el país puede incrementar sin temor, aunque respetando los costos de oportunidad, el consumo de gas en la Costa Atlántica y su área de influencia por cuanto técnicamente es posible incrementar el suministro a medida que la demanda crece y no se le debe temer a la falta del mismo en el largo plazo por su fácil acceso a un suministro internacional y por cuanto en el mediano plazo podría contar también con fuentes internas que se verán luego.

En el área del Huila y Tolima se tienen reservas probadas que sólo han permitido la masificación de su consumo en la ciudad de



Neiva y sus municipios vecinos. Recientemente en el municipio de San Luis, Tolima, en pruebas iniciales, se obtuvieron 7 millones de pies cúbicos diarios, lo cual unido al campo de río Ceibas y a los demás recursos conocidos del área nos permite pensar en la producción de fertilizantes, amoníaco y urea, y en el suministro a toda el área del norte del Huila y sur del Tolima, incluido Ibagué. Sin embargo, en el mediano plazo nos encontraríamos con que las reservas empleadas para esos fines no alcanzan para la amortización de largo plazo de los programas.

En el piedemonte llanero existen importantes poblaciones que podrían ser atendidas con un suministro adicional poco significativo, e igualmente esta zona justifica la instalación de una planta de amoníaco-urea. Con el conocimiento actual que se tiene sobre las reservas del área y el bajo nivel de consumo que esto representa, del orden de 15 a 20 millones de pies cúbicos diarios, no me cabe duda de que estos proyectos se pueden impulsar en forma inmediata.

Con un poco de imaginación es posible idear esquemas de consumo masivo en áreas como Medellín, mediante la sustitución del gas quemado en Barrancabermeja por fuel oil, siempre y cuando la política de precios tenga en cuenta este costo de oportunidad. Pero aquí también, una vez más, nos encontramos con la necesidad de asegurar el suministro de largo plazo.

¿De dónde podría entonces provenir ese suministro? Dado que el problema se plantea con más intensidad en el mediano plazo, las reservas actuales pueden ser manejadas a manera de puente para lograr la masificación del consumo siempre y cuando razonablemente contemos con la seguridad de un suministro posterior y mi convencimiento es positivo en este sentido, por las siguientes razones:

- La interconexión y suministro que actualmente se negocia con Venezuela.
- El desarrollo de grandes proyectos de gas licuado harán de este producto una especie de "Commodity" adquirible en los

mercados internacionales en la misma forma en que hoy adquirimos nuestros faltantes de gasolina.



- Las reservas que ciertamente se incorporarán al patrimonio geológico conocido del país, si se cuenta con el estímulo que representa la existencia de una red de transporte y un mercado.
- Y más importante que todos, las nuevas reservas del Casanare. Con la prudencia que exige el manejo la información de un campo apenas en sus etapas preliminares de evaluación, podemos afirmar que sus reservas de gas son sustanciales y que ellas podrán abastecer a principios del próximo siglo los déficits que podrían generarse si los programas de masificación se llevan a cabo. Como se trata de gas asociado, hasta donde llega nuestro conocimiento técnico actual, parece aconsejable reinyectar la mayor parte del mismo para maximizar la recuperación de líquidos. No obstante, dado que al cabo de unos años de producción necesariamente se liberarán grandes cantidades de gas que de no contar con una demanda adecuada posiblemente tendría que ser quemado a la atmósfera, se precisa definir en qué medida esta fuente puede brindar el completo progresivo de suministro que requieran los programas de masificación, proporcionando el puente entre los usos de las reservas actuales y su propia demanda.

Se tratará entonces en el futuro inmediato de tomar importantes decisiones y definir políticas que nos permitan la interconexión de los sistemas, de tal forma que se apoyen los unos a los otros y de encontrar un justo medio, entre la inyección con miras a la maximización de producción y la creación de unos consumos, que no sólo tendrían efecto benéfico en los equilibrios energéticos del país, sino también en el mercado futuro de esos mismos productos reinyectados.

En el sector residencial subsiste un alto consumo de energía eléctrica y gasolina para uso doméstico, mientras fuentes energéticas más económicas, como el GLP o el gas natural, representan una pequeña porción



A manera de conclusión, del análisis anterior podemos determinar que el Seminario que hoy se inicia no versará entonces sobre hipótesis alejadas de nuestras posibilidades, sino que existen multitud de alternativas y una clara necesidad de implementarlas. ¿Quién proveerá los capitales, bajo qué marea institucional? ¿Cuál será la secuencia? ¿Cuáles serán los mecanismos reguladores? ¿Cuál es el papel del Gobierno en esta materia? Para eso estamos acá.

Capítulo 1

Aspectos generales

John Homer ■

*El contexto internacional:
Entusiasmo y estructuras de la industria*

Chakib Kelil ■

*El gas natural en América Latina:
Estructuras del mercado y perspectivas futuras*

Antoine Chueca ■

Compañías petroleras y el negocio del gas

John Homer

División de Operaciones del Sector Energía Banco Mundial

El contexto internacional: Entusiasmo y estructuras de la industria*

El recurso del gas natural

La demanda de energía requiere fuentes de energía disponibles a un costo razonable y que sean relativamente benignas con respecto al medio ambiente. El gas natural es una fuente de este tipo y goza actualmente de un período de entusiasmo y crecimiento considerables. Los países, especialmente aquellos que tienen sus propias fuentes de gas natural, se muestran entusiastas sobre la utilización de sus reservas a un ritmo mucho más rápido y las entidades internacionales, tales como el Banco Mundial, están en una buena posición para apoyar y estimular realmente ese entusiasmo.

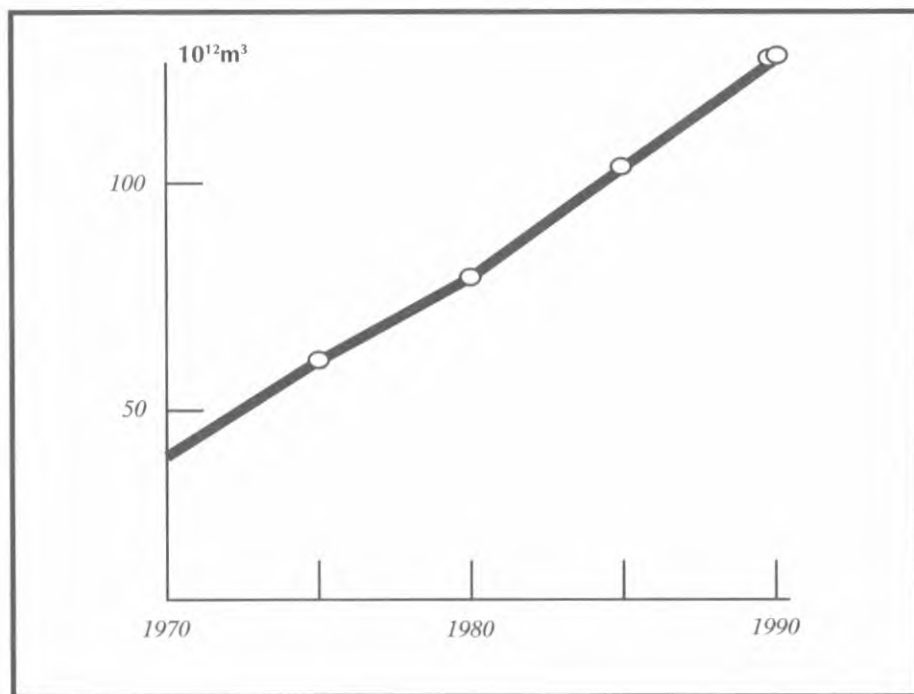
Para comenzar me referiré a las grandes cifras: las reservas mundiales de gas natural son considerables y el tamaño de las reservas comprobadas creció un 1% en el último año, con descubrimientos en 1991 suficientes para más que reemplazar las reservas consumidas. Actualmente el mundo tiene una reserva de energía utilizable de cerca de 130 billones de metros cúbicos de gas distribuidos ampliamente a través de 85 países. En términos de energía, las reservas de gas natural son iguales a las reservas mundiales de petróleo, ambas de cerca del equivalente de 700 mil millones de barriles de petróleo. El mundo tiene suficientes reservas comprobadas para durar 60 años a las tasas de consumo actuales.

* *Las opiniones expresadas en este documento son del autor y no representan necesariamente las opiniones del Banco Mundial*



La mitad de esas reservas de gas se encuentran en 58 países en desarrollo, para los que la relación entre reservas totales y producción total actual es de 160 años (*Figura 1*). En comparación, los datos internacionales muestran una relación de 30 años para Colombia y una de 90 años para toda Sur América. Incluso en proyecciones desarrolladas hace uno o dos años, se espera que el consumo de gas natural en los países en desarrollo crezca un 6% anual hasta el año 2005, en comparación con un 3% anual para el petróleo y un 4% para la hidroelectricidad. El consumo de gas puede verse favorecido aún más en los siguientes diez años que lo indicado por estas cifras, a medida que el potencial del gas natural sea desarrollado más plenamente por parte de los gobiernos al ayudar a solucionar, simultáneamente, varios de sus problemas reales energéticos y ambientales.

FIGURA 1
Crecimiento mundial de las reservas de gas natural



Entusiasmo por el gas natural



El entusiasmo por los proyectos de gas natural se debe a una serie de elementos. En primer lugar, está la *ventaja estratégica* de utilizar los propios recursos energéticos de un país. La importancia de depender más de sí mismo en términos de energía es un beneficio obvio al ayudar a proteger el desarrollo económico de un país contra las interrupciones internacionales en el suministro de energía y los aumentos no predecibles en los precios internacionales del petróleo. Los ahorros en divisas son también atractivos. Una mayor utilización del gas natural de un país puede, con frecuencia, liberar su propio petróleo crudo o los productos derivados de él para exportar, recibiendo así un ingreso considerable por la gran diferencia entre el precio internacional del petróleo y su costo de producción.

En segundo lugar, se reconoce que hay un *costo marginal relativamente bajo* en la producción de gas natural. El costo de producción varía de acuerdo a las circunstancias, pero el costo marginal del gas natural entregado al sistema de transmisión de gas de un país estuvo dentro de un rango de US\$0.25 a US\$1.30/GJ en países con ubicación geológica, mercado y calidades de gas diversos, para una serie de países estudiados por el Banco Mundial. El costo económico total del suministro de gas natural, incluyendo este costo marginal así como un valor de depreciación basado en los precios de los combustibles que reemplazaría, generalmente está por debajo del costo económico de combustibles alternos. En comparación, los precios internacionales de combustible están dentro del rango de alrededor de US\$1.20/GJ para carbón de vapor hasta cerca de US\$3.5/GJ para petróleo o GNL (Gas Natural Licuado). La conclusión global debe ser que el gas natural puede ser producido de fuentes autóctonas a costos más bajos que el costo de importar petróleo y gas y, en muchos casos, más bajo que el costo de importar carbón.

Hay una comprensión cada vez mayor, de que el gas natural puede ayudar a solucionar los problemas de contaminación ambiental en un futuro inmediato, así como los de largo plazo



El tercer elemento de entusiasmo es el desarrollo de *nueva tecnología* que está poniendo a disposición plantas de generación de energía alimentadas con gas, altamente eficientes y a gran escala. El desarrollo durante las dos últimas décadas de turbinas de gas grandes (150 MVe) y eficientes (35%) significa que los países en desarrollo con reservas de gas natural pueden beneficiarse de un suministro de electricidad a un costo relativamente bajo utilizando unidades de ciclo combinado alimentadas con gas (que están formadas por dos o más turbinas a gas con tubo de escape en calderas de recuperación de calor que dan vapor a una turbina de vapor). La eficiencia de la estación de energía de ciclo combinado alimentada con gas puede alcanzar ahora el 50%. Los costos son relativamente bajos, cerca de US\$600/kv. de capacidad eléctrica instalada, y el tiempo de construcción es más corto que el de las plantas alimentadas con carbón. Utilizar el gas natural para la producción de electricidad en vez de petróleo o carbón tiene la ventaja de minimizar el impacto ambiental de la generación de energía con combustibles fósiles.

Esto me lleva al cuarto elemento de entusiasmo, probablemente el más importante de todos, los *beneficios ambientales* del gas natural. Hay una fuerte reacción internacional a los crecientes problemas de la contaminación ambiental y una comprensión cada vez mayor de que el gas natural puede ayudar a solucionar los problemas de un futuro inmediato así como los de largo plazo. Estrechamente entrelazados con los aspectos estratégicos de la energía de la última década, están los grandes cambios en la posición gubernamental sobre problemas ambientales especialmente la contaminación del aire. Inicialmente, el enfoque principal de la atención ambiental estaba centrado en problemas de contaminación local. Más recientemente, esto se amplió para incluir problemas de contaminación de aire, especialmente asociados con la lluvia ácida de manera tal que el debate se extendió para incluir la contaminación extralímites. La discusión transnacional ha llevado a un debate internacional complejo a medida que surgió una nueva amenaza al medio ambiente mundial en la forma del efecto invernadero, que fue confirmado por un creciente consenso de opinión de las comunidades científicas. La amenaza surgió de las siempre crecientes emisiones de Gases Invernadero,

en parte por la quema de combustibles fósiles, que podrían provocar un cambio serio en el equilibrio del clima mundial, incluyendo el calentamiento global.



En el contexto ambiental, el gas natural ofrece varias ventajas a la vez: elimina las emisiones de partículas y dióxido de azufre; evita los problemas de la eliminación de desechos sólidos, de las cenizas del carbón y de los desechos sulfurados de la desulfurización del gas de chimenea; reduce el desperdicio de calor y reduce a la mitad las emisiones de anhídrido carbónico. Con la cuestión del calentamiento global como centro de inquietud, las entidades internacionales están estimulando la reducción de las emisiones de Gases Invernadero, especialmente las emisiones de anhídrido carbónico. El cambio de carbón y petróleo a gas natural disminuye las emisiones de anhídrido carbónico por producto económico útil y por lo tanto debe estimularse. El Servicio Ambiental Global establecido recientemente es un fondo internacional con el objeto de abordar los problemas ambientales globales internacionales, está apoyando varios proyectos piloto interesados en el aumento del uso del gas natural.

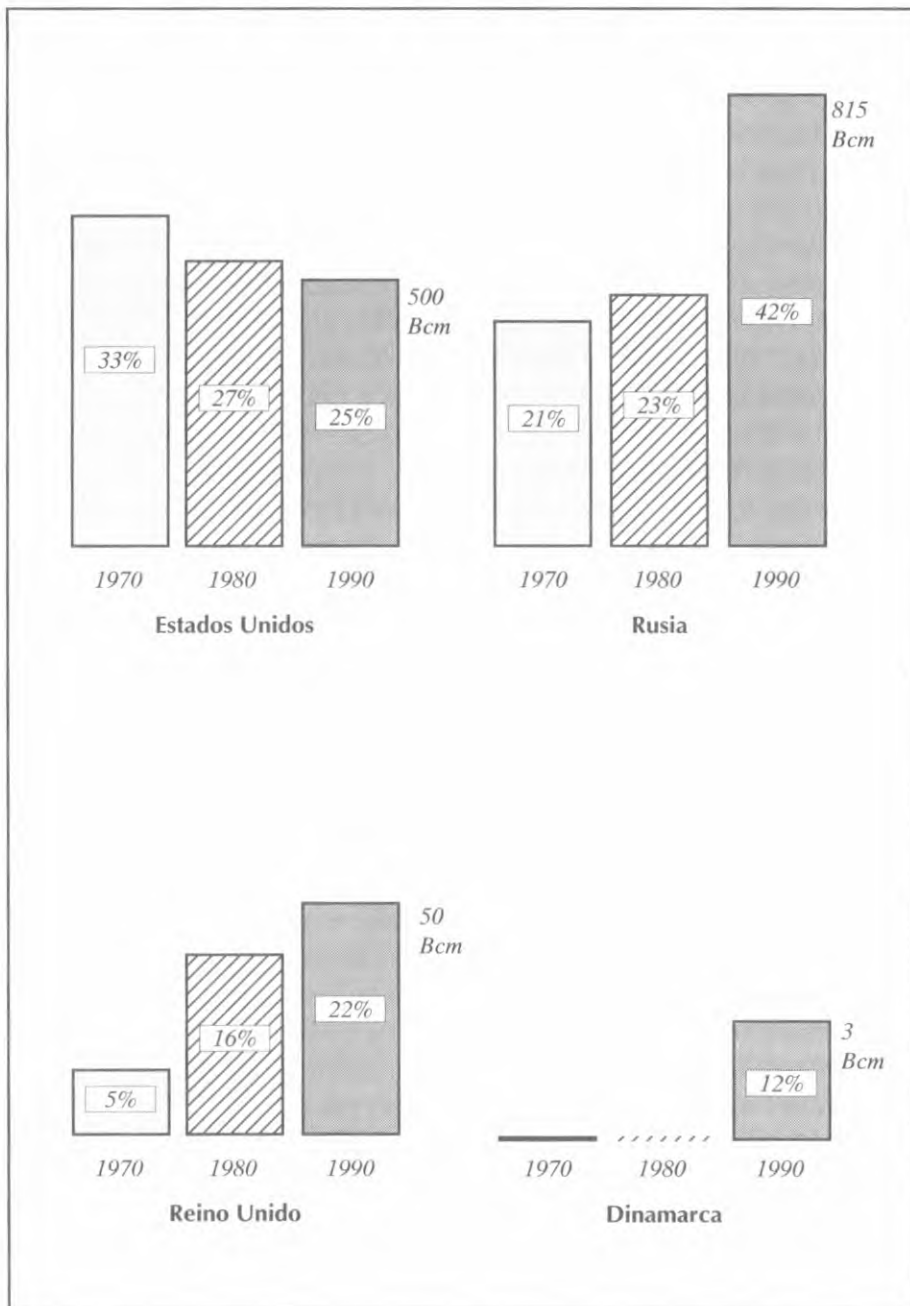
Desarrollo histórico de los mercados de gas natural

En respuesta a la oportunidad presentada por el gas natural, los gobiernos del mundo están desarrollando sus mercados de energía, y muchos están ajustando sus políticas para estimular una mayor inversión comercial en su industria de gas natural. Como guía, los países se refieren a la enorme experiencia de otros 70 países aproximadamente alrededor del mundo que operan industrias de gas. Pero no hay un modelo estándar para el mercado. Los mercados varían considerablemente de país en país. La posición competitiva del gas varía de la misma manera. El grado de penetración del mercado varía de acuerdo con esto.

Históricamente, los mercados locales de gas natural crecieron en los países alrededor de la producción local de gas, en muchos casos basados en el gas natural asociado a la producción de petróleo. Los aumentos en el precio del petróleo al final de los 70 y



FIGURA 2
Penetración del mercado de gas natural
como porcentaje de demanda primaria de energía





principios de los 80 permitieron un aumento en los precios del gas y el cubrimiento de los costos de transporte del gas de manera que el mercado del gas se abrió a regiones más remotas de la fuente. El gas natural reemplazó el gas producido del carbón, en algunos casos en un lento programa de adición, y en otros en una rápida y masiva conversión financiada con fondos públicos. Más recientemente, el comercio internacional de gas ha crecido y permitido a países con una producción autóctona insignificante o pequeña importar gas y desarrollar considerables mercados de gas.

Varios mercados de gas son muy antiguos. Los chinos desarrollaron sus mercados de gas natural hace mucho tiempo, más de 2000 años. Norteamérica tuvo que esperar pacientemente hasta el final del siglo pasado para el desarrollo de su mercado de gas natural. Una vez empezado, y particularmente durante los años 20, hubo una expansión rápida, y para 1970 el gas natural suministraba una tercera parte de la necesidad de energía en los EE.UU. En la URSS el gas natural se volvió una fuente significativa de energía en los 40 y hoy en día suministra casi la mitad de sus necesidades de energía. En Europa Occidental, la industria de gas natural empezó en pequeña escala en los 50 con Italia y Francia, pero el descubrimiento del gran campo Groningen en los Países Bajos y las subsiguientes exportaciones que surgieron de él, dieron el impulso real al desarrollo del mercado de gas natural, que ahora es el 18% del mercado de energía de los países de la CEE y del que se espera una mayor expansión. Posteriores descubrimientos en el Mar del Norte abrieron los suministros para el Reino Unido y Noruega

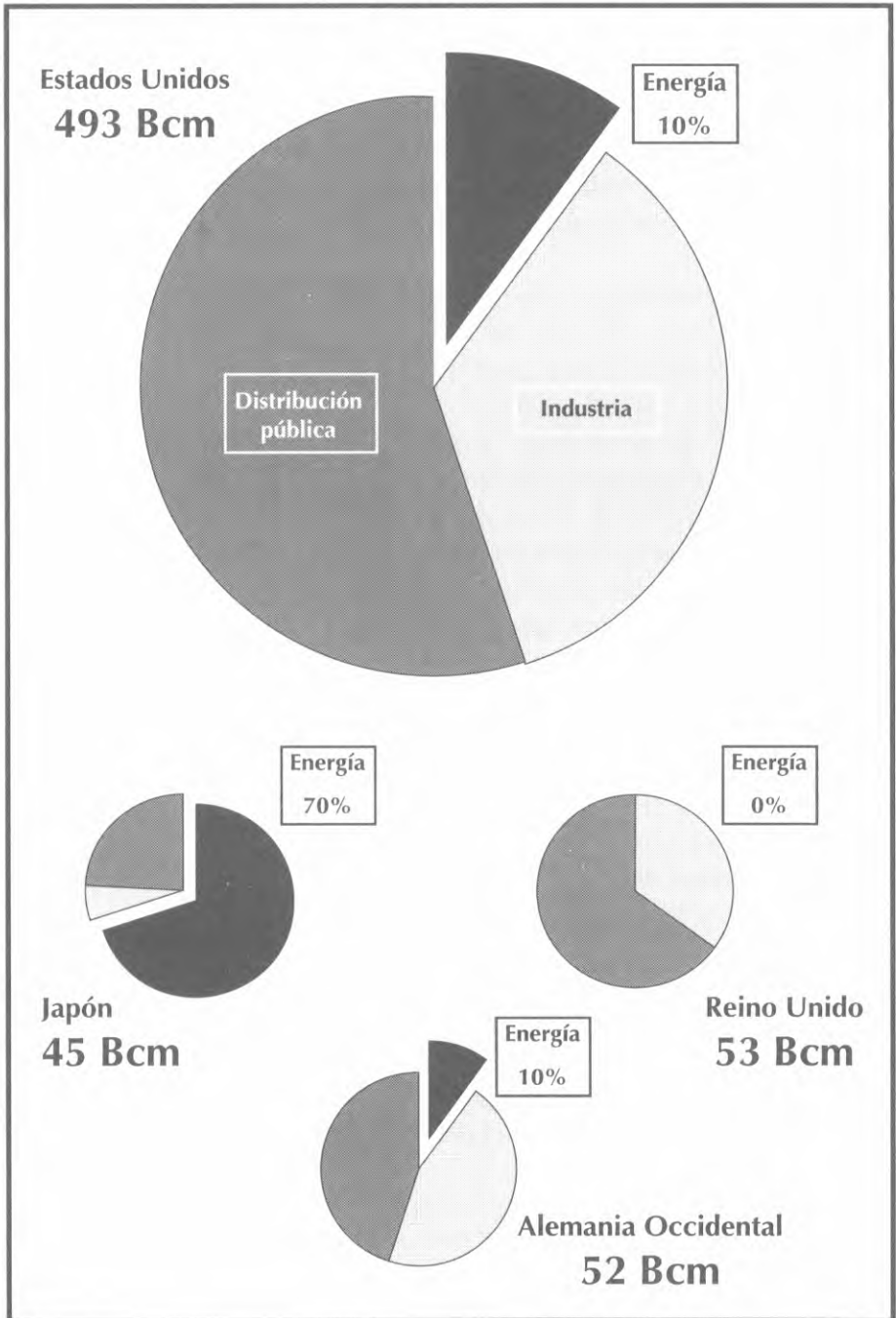
El sector del mercado de combustible favorecido por el gas surge de su posición competitiva comparada con otros combustibles tales como petróleo, carbón y electricidad, pero está también fuertemente influenciado por las políticas estratégicas de energía que los gobiernos adoptan y por el diseño estructural de la industria.

Como ejemplo, se presentan los patrones bien diferentes de los mercados en los EE.UU., el Reino Unido, Alemania y Japón (*Figura 3*). Hasta muy recientemente, el gobierno del Reino Unido no permitía el uso del gas natural en la generación de energía. Por



FIGURA 3

Mercados para gas natural - 1988



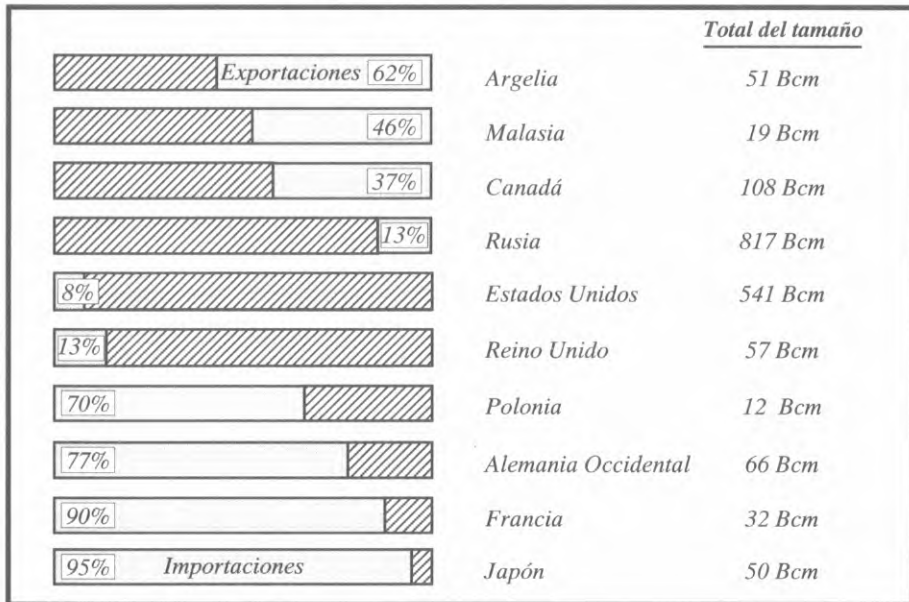


otro lado, Japón, cuyo mercado depende principalmente de la energía importada incluyendo el GNL de alto precio, utiliza gas en la generación de energía y en el mercado residencial/comercial pero encuentra que el gas no es competitivo en el sector industrial.

La mayor parte del petróleo es comercializado internacionalmente, pero la mayor parte del gas es consumido en el país de origen. Con los precios más altos del petróleo, el comercio internacional del gas natural aumentó, y ahora representa alrededor del 15% del consumo mundial total de gas natural. La mayor parte del comercio se hace por las principales rutas de oleoductos de transmisión en y hacia Europa Occidental y Central y hacia los EE.UU. Pero un significativo 3 1/2% del comercio total se hace en Gas Natural Licuado (GNL) que se desarrolló como un negocio de embarque en los 60 para transportar gas de los EE.UU. y Argelia hacia el Reino Unido y Francia y se expandió mucho a la cuenca del Pacífico en importantes rutas de suministro de energía al mercado japonés. Ahora Japón toma cerca de dos terceras partes del comercio de GNL de 72.000 Mm³ de gas al año (Figura 4).

FIGURA 4

Origen y suministro del gas





Aquí se hace énfasis sobre los diferentes papeles que tienen los países en el comercio internacional. En gran medida estos equilibrios de importación/exportación y obviamente el volumen de gas que manejan, establece las diferencias básicas en la estructura de la industria de gas de un país. El tamaño de la industria de gas en la URSS es muy impresionante. La URSS es el mayor productor de gas natural y el mayor exportador. Exporta un imponente 110.000 Mm³ por año que sólo representa el 13% de su producción. Como ejemplos de más pequeños pero no obstante significativos exportadores, Malasia exporta cerca de la mitad de su producción al Japón como GNL, Canadá exporta el 40% hacia los EE.UU. como gas por línea de conducción y Argelia exporta el 60% tanto de GNL como de gas por línea de conducción. Los EE.UU. y el Reino Unido se caracterizan por ser casi autosuficientes en gas con sólo cerca del 10% de importaciones, mientras que otros dependen en gran medida de las importaciones: Alemania Occidental importa tres cuartas partes de su gas, Francia el 90% y Japón el 95%.

Organización general y estructura de la industria de gas

De los 70 países del mundo que tienen sus propias industrias de gas, también nos gustaría poder sacar conclusiones sobre la mejor manera de promover desarrollos en gas natural y de organizar la industria de gas. Mientras existen reglas generales, con frecuencia no tienen la claridad que deseáramos, ya que, como lo señalamos antes, existe una gran variedad de situaciones que son frecuentemente únicas en sí mismas y reflejan no solamente el mercado para el gas y la autosuficiencia en el recurso de gas, sino también los programas históricos de inversión de la industria y un legado del cambio técnico y político.

El gas se diferencia del petróleo y el carbón en que el costo del transporte como tal representa una parte importante de su precio al consumidor. En el caso del suministro a larga distancia de gas, por línea de conducción o transportador de GNL, los costos de transporte pueden estar por encima del 80%. De la misma forma,



la propiedad y el manejo de costo del eslabón de transporte en la cadena es una consideración importante. El acceso libre de nuevas empresas a los sistemas establecidos de transmisión de gas también es un aspecto a considerar.

En una industria de gas sencilla, los proyectos consisten en una fuente única de suministro (con frecuencia un campo) comunicado por un línea de conducción a un consumidor único (con frecuencia una industria o planta de energía única)(Figura 5, pág. 12). Sin embargo, a medida que el mercado madura, los sistemas de líneas de conducción de gas se interconectan más y múltiples fuentes de suministro se unen físicamente a múltiples consumidores.

A medida que el mercado madura y el control de los componentes de la cadena de gas se torna más diverso, se desarrollan patrones entrelazados para permitir un manejo conjunto y una participación conjunta en los riesgos financieros y una responsabilidad conjunta en el compromiso de garantizar los suministros al consumidor. En cadenas de suministros que trascienden los límites nacionales, como en el transporte de GNL o en los oleoductos internacionales de transmisión, la propiedad de asociaciones tanto hacia arriba como hacia abajo con respecto al punto de transferencia del gas se ha vuelto parte normal del negocio en estos días. La industria dentro del país también se ha vuelto más compleja a medida que los mercados se vuelven más maduros y los contratos de ventas se vuelven más sofisticados.

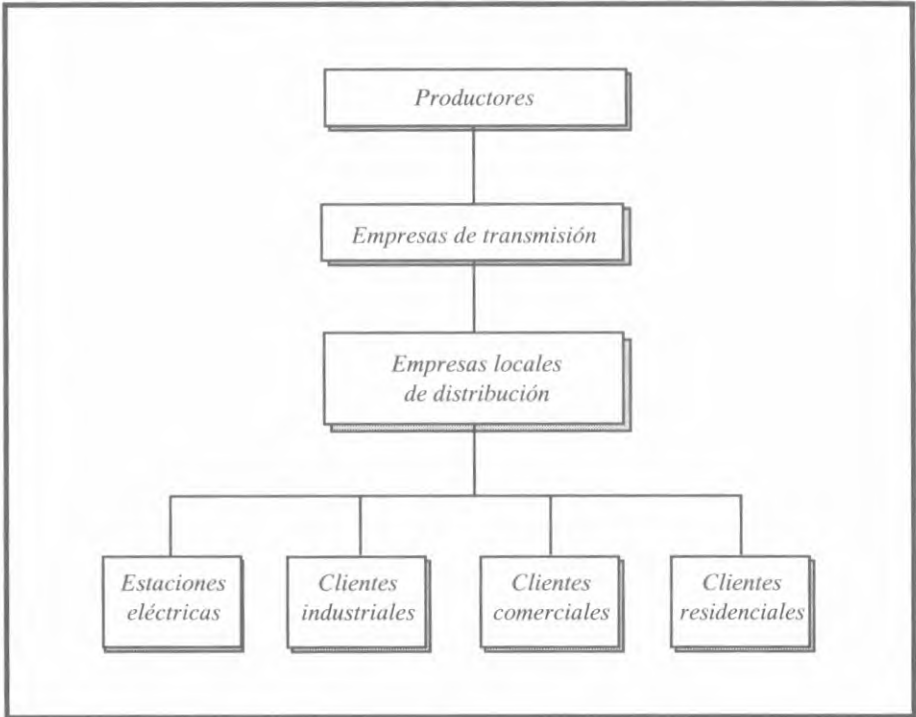
La experiencia de los países alrededor del mundo que operan las industrias de gas indican que no hay un modelo estándar para el mercado. Los mercados y la posición competitiva del gas varía de país en país

Propiedad privada y pública

Tradicionalmente, fuera de Norte América, el sector público ha tendido a desempeñar un papel fundamental en las industrias de gas de muchos países y un papel dominante en los países de Europa Central y Oriental. En la mayoría de los países tanto el Estado como el sector privado



FIGURA 5
Estructura de la industria del gas
Suministro simple y modelo de mercadeo



tienen sus papeles que jugar. En aquellos países donde el sector privado ha jugado un papel principal en las inversiones y en la operación de una industria de gas, el Estado tendría, no obstante, un papel vital en el fomento de los desarrollos del gas y en la regulación de la industria.

En nuevos mercados de gas, el sector público puede tener que asumir una gran parte del riesgo inicial de construir el sistema básico de transmisión y desarrollar el mercado. A medida que la industria se desarrolla, la necesidad del sector público de ser la fuerza motriz de la industria tiende a disminuir y el papel de la empresa privada aumenta. Este cambio -hacia el creciente compromiso privado en las industrias de gas- se está acelerando hoy en día. ¿Cuál es la razón de esto?



En primer lugar, debido a la amplia reestructuración económica y política que se está llevando a cabo en muchos países, el papel económico del Estado, como inversionista y propietario de bienes, está siendo examinado. La privatización del gas y de otros servicios públicos también tiene sus atractivos políticos como el de ser un medio, por una sola vez, de conseguir ingresos para el Estado sin aumentar la carga de impuestos.

La segunda razón es el muy rápido crecimiento de la producción y utilización mundial de gas, que requiere la movilización de enormes cantidades de capital, justo al mismo tiempo con la inquietud por la suficiencia de la disponibilidad global de capital. Los requerimientos de capital para la reconstrucción de Europa Central y Oriental y para la infraestructura básica de los países en desarrollo, incluyendo un gran aumento en las necesidades del sector energético, imponen enormes tensiones sobre el sistema financiero internacional. Por otra parte, en muchos países la disponibilidad de capital público para inversión está limitada por la necesidad de reducir los déficits fiscales y pagar la deuda externa, de manera que el suministro privado de fondos se torna más atractivo.

Un tercer y último factor en la consideración del sector privado en la inversión en gas ha sido la relación cada vez más estrecha entre las industrias de energía y de gas. La mayor parte de la demanda incrementada proyectada de gas en el mundo proviene del sector energético, en donde la adopción por parte de la industria de plantas de energía de ciclo combinado como opciones de carga base, ha conducido a que el gas natural sea la opción de combustible en la mayoría de los países que disponen de él. Los cambios estructurales en el sector de energía, con una creciente privatización y competencia que desafían la dominación de las tradicionales empresas públicas de servicios, están por lo tanto teniendo un impacto directo al considerar el desarrollo de la industria de gas.

Me gustaría ilustrar más la cuestión de la propiedad haciendo referencia a industrias seleccionadas de gas en Norte América, Europa y Asia. Los patrones de propiedad de las industrias de gas en algunas de las grandes industrias de gas más antiguas muestran una gran variedad.



En lo que se refiere a la posición global, la industria de gas está integrada verticalmente en el Reino Unido y Francia, pero no en otros ejemplos. También, en la mayoría de los demás países hay una compañía nacional de transmisión, y compañías locales con participación pública para distribuir el gas. La única excepción es Alemania Occidental.

En lo que se refiere a las licencias de producción, con frecuencia existe una gran participación privada. En Europa Occidental existen alrededor de 80 compañías individuales, la mayoría privadas, participando en la producción de gas natural, incluyendo las principales compañías petroleras internacionales como Shell, Esso y BP. En la mayoría de los países, los gobiernos están involucrados en la asignación de licencias de exploración y producción y, en algunos casos, en la producción a través de compañías de propiedad gubernamental y de controles de exportación/importación.

Los gobiernos están involucrados en las compañías de transmisión en todos los países de Europa, salvo Alemania y ahora el Reino Unido. En algunos países, las compañías de transmisión tienen el derecho a la primera opción de gas producido dentro del país. En Francia, Gaz de France tiene un monopolio de importación casi total.

Las compañías locales de distribución de propiedad del gobierno usualmente tienen el derecho de instalar y operar la red de distribución y la venta de gas a consumidores menores en países en los que la transmisión y la distribución están separadas.

La industria alemana de gas se caracteriza por su estructura compleja y sólo una pequeña participación del gobierno. La producción de gas de Alemania Occidental es básicamente privada. Hay 13 compañías regionales de transmisión y 13 redes distintas de alta presión operando entre las compañías importadoras y 500 compañías distribuidoras. Ruhrgas es accionista en 5 compañías regionales de transmisión y en líneas de conducción de asociaciones dentro de Alemania, y antes de la reunificación con Alemania del Este, 70% del flujo de gas en Alemania corría por líneas de conducción de propiedad de Ruhrgas.



En los EE.UU., más de 10.000 pequeños productores suministran cerca de una tercera parte de la producción de gas y las grandes compañías de petróleo y gas suministran el resto. Existen 23 líneas de conducción interestatales principales que transportan gas de las áreas de producción, principalmente de Texas y Luisiana, a los mercados. La mayor parte de la industria es privada, salvo la participación del gobierno local en las compañías de distribución.

La organización y estructura del mercado de gas en los EE.UU. cambió en los 80 de la cadena tradicional de gas a una estructura más compleja y dinámica. En la cadena tradicional de gas, los productores vendían gas a las líneas de conducción, que a su vez lo vendían a las compañías de distribución. Finalmente, las compañías de distribución lo entregaban a los usuarios finales. La utilización de las fuerzas de mercado y el acceso libre han dado como resultado la separación de servicios para desligar los papeles del comerciante de líneas de conducción y el transporte. Los productores venden gas directamente a todos los niveles excepto a los consumidores residenciales y comerciales, y tienen el derecho de transportar su gas a través de las líneas de conducción existentes a una tarifa predeterminada. Las compañías de líneas de conducción y los corredores/comerciantes de gas compiten en la venta de gas a los mismos consumidores.

En Europa Central y Oriental están sucediendo grandes cambios. En países tales como Polonia y Hungría, las industrias combinadas de petróleo y gas han sido empresas de propiedad completa del Estado con integración vertical, abarcando la totalidad de la industria de gas desde la fuente hasta la boquilla del quemador. Los cambios que han sido propuestos, tienen por objeto simplificar las relaciones con el gobierno, fortalecer la responsabilidad administrativa y crear un marco de trabajo para una mayor eficiencia

**El gas se diferencia
del petróleo y el carbón
en que el costo del transporte
como tal, representa
una parte importante de su precio
al consumidor**



y apertura de la industria a la inversión comercial. La exploración y producción hacia arriba estarán seguramente abiertas a la inversión privada, las actividades hacia abajo serán reestructuradas, con grandes cambios en la fijación de los precios del gas que reflejen los valores económicos. En la URSS, en donde la industria del gas es una parte tan importante de la economía energética, se pueden también esperar grandes cambios en los próximos años.

En el Lejano Oriente también hay cambios. Tomando como ejemplo a Malasia, las actividades hacia arriba siguen siendo desarrolladas por compañías privadas de gas y petróleo y la distribución por los líneas de conducción principales manejada por la compañía nacional, pero la organización hacia abajo está siendo desarrollada por una asociación formada por intereses japoneses que crearán las futuras redes de distribución en las principales ciudades de Malasia.

Marcos regulatorios

La cuestión de la regulación es un área importante de resolver. Un marco regulatorio apropiado es considerado esencial si los monopolios de industrias naturales, tales como gas o electricidad, van a funcionar eficientemente. Los objetivos de la regulación sobre el gas serán:

- Garantizar la operación segura con el adecuado seguimiento de normas comprobadas de ingeniería
- El suministro confiable y efectivo en cuanto al costo de gas al consumidor
- Lograr un equilibrio adecuado entre los intereses en conflicto de las compañías de producción, las compañías de transmisión y distribución y los consumidores.

Las regulaciones deben estar diseñadas para permitir el crecimiento de nuevas industrias de gas pero también deben establecer con claridad las normas de base cuando y si la industria crece



exitosamente. En los casos más exitosos de economías de mercado libre, la regulación asegura que el monopolio privado o público en la industria funcione como si estuviera en un mercado competitivo, y asegura la existencia de condiciones competitivas cuando hay más de una compañía involucrada. La experiencia muestra que estas son metas difíciles de alcanzar pues se debe lograr un equilibrio entre una complejidad excesiva basada en la acción legal y el compromiso de sentido común. Se considera importante que la regulación, en este contexto, no debe dictar lo que la industria hace, ni los precios que deben cobrarse, pero debe establecer el marco y las guías para las decisiones de los inversionistas privados y los consumidores. Por lo tanto, tiene gran valor el debatir las diversas posibilidades y establecer un marco apropiado en una etapa inicial de desarrollo de la industria.

Conclusión

Hoy les he transmitido el entusiasmo general existente por los proyectos de gas natural en el escenario internacional y también he tratado de revisar, me temo que en una forma muy breve, la gran variedad de estructuras y cambios que están sucediendo en las industrias de gas alrededor del mundo. Espero que la información les haya impresionado, si no por su complejidad, por la riqueza y flexibilidad de la industria de gas como se está desarrollando hoy en día. Creo que es un telón de fondo útil a las discusiones que ocuparán el seminario en los próximos días.

Reconocimientos

Al escribir este ensayo se han utilizado muchas fuentes de experiencia. Agradezco especialmente la ayuda de mis colegas del grupo de Gas y Petróleo del Banco Mundial en Washington. Agradezco la contribución de Cedigaz al proporcionar la referencia principal de datos sobre volúmenes y mercado de gas.

Chakib Khelil

Banco Mundial

El gas natural en América Latina: Estructura del mercado y perspectivas futuras

Ultimamente ha surgido un renovado interés en el uso de gas natural, que ha sido consecuencia en gran medida de las fórmulas competitivas y flexibles para la fijación de los precios que aplican algunos importantes exportadores de gas natural licuado (GNL) (Argelia) y de la presión creciente que ejercen los grupos ambientales y antinucleares, los que han influido en importantes decisiones de política energética tomadas por algunos países (Italia) y en el favorable crecimiento económico que los países con los principales mercados de gas natural (Estados Unidos, los países de Europa Occidental y el Japón) han experimentado durante el pasado decenio. La preocupación por la protección del medio ambiente ha despertado de nuevo el interés en el gas natural y, en particular, en los combustibles para vehículos de él derivados, como gas natural comprimido (GNC), gas licuado de petróleo (GLP) y metanol (derivado del metano). Asimismo, en muchos países en desarrollo (particularmente en Argentina y Venezuela) se están preparando planes para establecer plantas de metilterbutil éter (MTBE) con miras a satisfacer la gran necesidad que habrá en el futuro en los países europeos de productos amplificadores del octanaje de los combustibles para vehículos con objeto de facilitar la conversión de la gasolina con plomo a la sin plomo.

La mayor parte de los países en desarrollo que tienen importantes reservas de gas natural las han explotado con el fin de satisfacer parcialmente sus necesidades de energía (Argentina, México, Pakistán y Venezuela). Otros (Argelia e Indonesia) también han



podido aprovechar sus considerables superávits para hacer exportaciones a los mercados de Estados Unidos, los países de Europa Occidental y el Japón, en forma tanto gaseosa como líquida. En la región de América Latina y el Caribe, Bolivia exporta gas natural a Argentina (aproximadamente 1,7 millones de toneladas de equivalente en petróleo (MTPE) al año. Durante un corto período a principios del decenio de 1980, México también hizo algunas exportaciones de gas natural a Estados Unidos. Recientemente Bolivia firmó un contrato para empezar a suministrar al Brasil en 1992 electricidad generada a base de gas natural. En el pasado Argentina también ha discutido con Brasil y Chile planes de exportarles gas natural, y estudios realizados han demostrado la viabilidad de construir un gasoducto entre Argentina y Uruguay. Por último, Chile está exportando metanol principalmente a Corea y el Japón; en Argentina se están haciendo planes para establecer otras plantas de metanol (Enron, Total), y Venezuela ha estado considerando la posibilidad de exportar GNL y metanol al mercado estadounidense.

En vista de las dificultades económicas que enfrenta la mayor parte de los países en desarrollo y de la escasez de divisas, que se necesitan para muchos proyectos relacionados con la energía, esos países están examinando más cuidadosamente todas sus opciones en esa esfera. En particular, están estudiando la forma de ampliar el suministro autóctono de gas natural, y en ciertos casos de complementarlo con algunas importaciones, así como de lograr una utilización óptima del gas natural en la combinación de energéticos que utilizan. La región de América Latina y el Caribe contiene el 6.3% de las reservas de gas comprobadas del mundo, que al 1º de enero de 1989 ascendían a 96.500 millones de toneladas de equivalente en petróleo (TPE). Sin embargo, la producción comercial de gas natural de la región sólo representó el 4% del total mundial en 1988. Para fines comparativos, cabe

En América Latina, la penetración del gas natural en los mercados de los sectores residencial/comercial, industrial y de energía, aumentó del 18% en 1971 al 22% en 1986, correspondiéndoles a Brasil y Colombia las tasas más altas de crecimiento de la región



señalar que en ese año a los países de América Latina y el Caribe les correspondió aproximadamente el 13% de las reservas de petróleo comprobadas del mundo, con un volumen total de 123.200 millones de toneladas (al 1º de enero de 1988), mientras que su producción de petróleo crudo equivalió al 11% del total. La producción de electricidad de la región representa el 5% del total mundial.

En este trabajo se analiza la evolución de los principales mercados nacionales de gas natural de la región de América Latina y el Caribe en el período de 1971-87, y se presenta un panorama posible del consumo y la oferta de gas natural en la región en el año 2000. Aunque se exponen muchos factores importantes que frenan el desarrollo del sector de gas, particularmente los relacionados con la oferta de gas natural y la expansión de la red de distribución, no se ha tratado de analizar esas cuestiones ni de presentar otras opciones, aspecto que va más allá de su ámbito. El panorama posible de la oferta y el consumo de gas presentado se fundamenta en el supuesto de que persista la situación que ha prevalecido hasta ahora, a saber, que los precios del gas natural se mantengan en un nivel inferior o aproximadamente igual a los del fuel oil para fines industriales y de otros sustitutos para fines residenciales/comerciales. Si bien esta es la situación que existe en general, las políticas de precios difieren de un país a otro. Dado que a corto plazo la inelasticidad-precios e ingresos de la demanda residencial e industrial es alta ¹, el efecto de la posible demanda de gas natural sólo sería importante después del final del decenio, en el supuesto de que los gobiernos adoptasen políticas racionales de fijación de los precios del gas natural y de los derivados del petróleo hacia mediados de los años noventa. El análisis que sigue se basa en datos publicados por OLADE² y el Organismo Internacional de Energía (OIE)³

1 "The Demand of Natural Gas: A Survey of Price and Income Elasticities", M.A. Al-Sahlawi. *The Energy Journal*, Volumen 10, número 1, enero de 1989.

2 OLADE, *Annual Energy Statistics* (1986).

3 *International Energy Agency World Statistics* (1989).

Evolución de la demanda en el período 1971-87

Consumo final de energía.

En los países de América Latina y el Caribe, el consumo final de energía (Figura 1) aumentó a una tasa media del 14,98% anual en



FIGURA 1

Consumo final de energía por sectores en América Latina

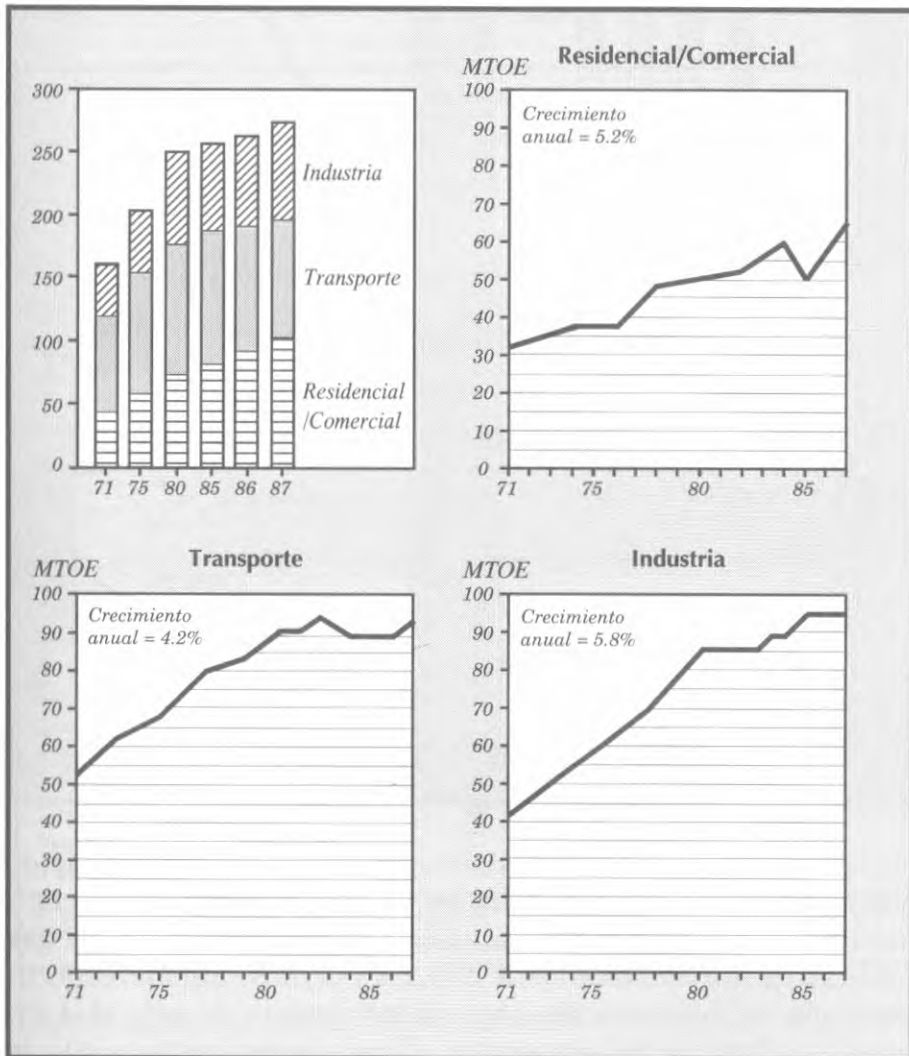
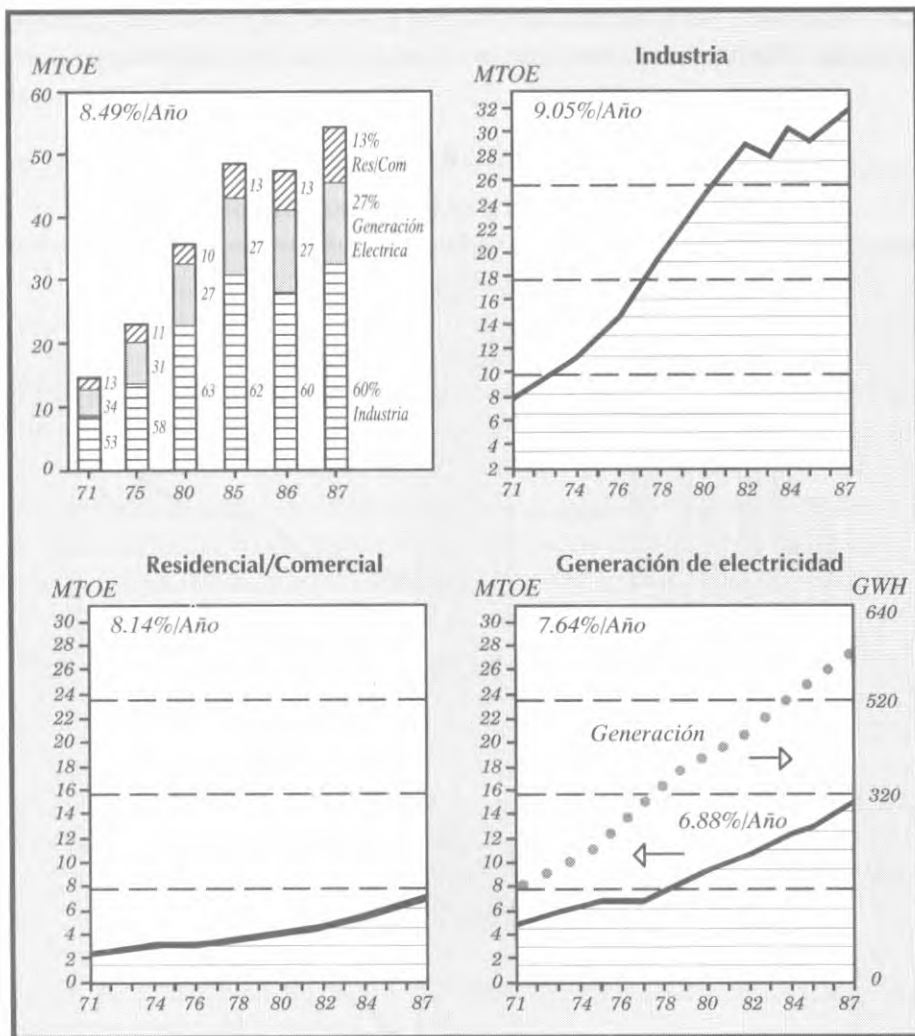




FIGURA 2
Consumo de gas natural
por sectores en América Latina



el período 1971-87. Durante dicho período, se registró un rápido crecimiento del consumo en los sectores residencial/comercial e industrial, que absorben una considerable proporción del gas natural, de aproximadamente el 5.2% y el 5.8% anual, respectivamente, en comparación con un incremento de sólo el 4.2% anual en el sector de transportes. Como consecuencia de ello, la



energía utilizada para fines de transportes representó únicamente el 37% del consumo total en 1986, frente a un nivel del 41% en 1971, mientras que el consumo de energía para fines industriales subió del 34% del total en 1971 al 38% en 1987. Como contraste, en los países de América Latina y el Caribe el consumo de gas natural se elevó a una tasa media anual del 8.49% durante el período 1971-87: en el sector industrial del 9.05%. En el sector de energía eléctrica, el consumo de gas natural subió a razón del 6.88% anual, frente a un aumento anual del 7.64% en las actividades de generación. La distribución por sectores del consumo de gas natural fue, pues, la siguiente:

Año	Distribución (%)		
	Residencial/ comercial	Energía eléctrica	Industria
1971	13	24	53
1987	13	27	60

CUADRO 1

Mercado para el gas natural

Consumo (MTEP)* y participación en el mercado**

País	1971		1980		1987		Tasa de crecimiento
	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	1971-87%
Argentina	4,1	19	7,8	28	N.D.	N.D.	7,8
Bolivia	0,0	0	0,3	18	0,3	23	7,1
Brasil	0,1	0,3	0,3	0,5	2,3	3	21,7
Colombia	0,4	6	1,9	18	2,7	21	12,7
Chile	0,1	2	0,1	2	0,1	2	0
México	5,2	19	15,1	24	17,5	23	7,9
Perú	0,3	6	0,5	5	0,6	8	4,4
Trinidad y Tobago	0,8	80	1,5	88	3,3	99	9,3
Venezuela	3,4	36	7,6	37	11,5	44	7,9
Total parcial	14,4	18	35,8	22	N.D.	N.D.	8,3

* MTEP: millones de toneladas de equivalente en petróleo.
** Abarca el mercado de los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica.

En el Cuadro 1 se puede ver la evolución del consumo de gas natural en la región y también por países, así como su penetración



en los mercados de los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica. La participación del gas natural en el mercado de los nueve países de América Latina y el Caribe considerados aumentó del 18% en 1971 al 22% en 1986, correspondiéndoles al Brasil y Colombia las tasas más altas de crecimiento de la región.

Sustitución entre combustibles

El crecimiento global del consumo de energía (*Figura 1*) no revela, sin embargo, la considerable sustitución entre combustibles que hubo como consecuencia de las dos conmociones de los precios del petróleo ocurridas a principios de los decenios de 1970 y 1980. En el *Cuadro 2* se puede observar los importantes cambios registrados en las necesidades de diversos combustibles y de energía eléctrica de los países de América Latina y el Caribe desde 1971, en comparación con los cambios correspondientes en las necesidades totales de energía.

El aumento de la demanda de petróleo crudo y derivados de petróleo no estuvo a la altura del incremento total registrado en la energía primaria. El crecimiento del consumo de gasolina y queroseno fue el más afectado por la competencia entre combustibles. El alcohol y el diesel han desplazado a la gasolina como combustible para fines de transportes. En el sector residencial/comercial, el queroseno ha sido desplazado sobre todo por el GLP, el gas natural y la electricidad. Durante el período, el consumo de electricidad, gas natural y GLP ha experimentado una similar tasa de crecimiento muy elevada en relación con el consumo total de energía, mientras que la tasa de aumento del carbón y el fuel oil, que se utilizan sobre todo en los sectores industrial y de energía eléctrica, ha sido de un nivel relativamente promedio. Si bien su tasa relativa de crecimiento ha sido espectacular, el alcohol sólo ha revestido importancia en Brasil.

El crecimiento de la energía hidroeléctrica y nuclear fue mucho más rápido que el de la electricidad generada de todas las fuentes. Entre las fuentes de generación distintas de la energía hidroeléctrica y nuclear, el gas natural y el carbón experimentaron un similar crecimiento rápido, siguiéndoles al fuel oil y el diesel. El uso de

CUADRO 2

Sustitución entre combustibles en los países de América Latina y el Caribe



	1971	1973	1975	1977	1979	1980	1982	1984	1986	1987
<i>Alcohol</i>	100	137	172	283	991	1.237	1.638	2.791	3.650	N.D.
<i>Energía hidroeléctrica/nuclear</i>	100	125	153	187	230	253	283	334	374	386
<i>Electricidad (todas las fuentes)</i>	100	119	137	159	191	204	219	244	268	281
<i>Gas natural (electricidad)</i>	100	118	140	146	195	199	219	234	261	294
<i>Carbón (electricidad)</i>	100	98	83	105	129	137	166	209	274	283
<i>Fuel oil (electricidad)</i>	100	115	137	165	185	205	202	212	200	N.D.
<i>Diesel (electricidad)</i>	100	114	174	182	233	242	201	171	140	N.D.
<i>Gas natural *</i>	100	131	137	159	207	219	251	276	291	314
<i>Carbón *</i>	100	106	124	143	160	165	170	208	237	249
<i>Toda la energía primaria</i>	100	120	132	148	172	180	187	193	206	217
<i>Petróleo crudo *</i>	100	119	128	141	158	160	164	158	166	173
<i>GPL</i>	100	117	139	152	187	206	246	283	319	N.D.
<i>Diesel *</i>	100	118	148	173	202	214	216	220	229	N.D.
<i>Fuel oil *</i>	100	116	139	156	171	172	149	165	204	N.D.
<i>Gasolina</i>	100	119	119	127	142	147	153	138	138	N.D.
<i>Queroseno</i>	100	111	120	132	143	139	140	124	121	N.D.

* Para todos los usos, incluida la generación de energía eléctrica.



este último combustible para la generación de electricidad aumentó rápidamente hasta 1980, pero después disminuyó a un ritmo veloz, probablemente como consecuencia de la interconexión de los sistemas de energía eléctrica.

Mercado del sector residencial/comercial

En el Cuadro 3 puede observarse el consumo de gas natural para fines residenciales/comerciales y las tasas de penetración en los mercados de los países de América Latina y el Caribe.

El consumo de gas natural del sector residencial/comercial de todos los países aumentó considerablemente en términos absolutos. La tasa media de crecimiento registrada durante el período, 8,5% anual, es mucho mayor que la tasa media del 5,2% correspondiente al uso de energía en dicho sector durante el mismo período, lo que explica que como promedio la participación del gas natural en el mercado haya aumentado del 11% en 1971 al 15% en 1986. En Argentina, Colombia y México hubo un aumento sustancial en el consumo de gas natural, que resultó en la expansión de su participación en el mercado del sector, como

CUADRO 3

Mercado para el gas natural en el sector residencial/comercial
consumo (MTEP) y participación en el mercado (%)

País	1971		1975		1980		1985		1986		1987		Tasa de crecimiento 1971-87
	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	%
Argentina	1,2	27	1,7	31	2,5	38	4,3	56	4,8	59	N.D.		9,7
Brasil	0,1	3	0,2	3	0,2	2	0,2	2	0,2	2	0,2	2	4,4
Colombia	-	-	-	-	-	-	0,03	1	0,04	1	0,06	2	41,4
México	0,1	2	0,2	3	0,4	3	0,6	4	0,7	5	0,7	4	12,9
Venezuela	0,4	23	0,3	18	0,04	12	0,4	10	0,4	11	0,5	11	1,4
Total parcial	1,8	11	2,4	11	3,5	11	6,5	14	6,1	15	N.D.		8,5



se indicó antes. Por otra parte, la participación en el mercado del sector no cambió en Brasil, y en Venezuela incluso disminuyó. Es interesante comparar estos datos con los correspondientes a los países de Europa Occidental, en los que la participación del gas natural en el mercado del sector residencial/comercial en 1987 era la siguiente: República Federal de Alemania (24%), Bélgica (31%), Francia (26%), Italia (36%), Países Bajos (75%) y Reino Unido (52%). El Reino Unido y los Países Bajos, que son los únicos países del grupo que tienen reservas propias de gas, son los que muestran tasas más altas de penetración. Por otra parte, en Argelia y Pakistán la participación del gas natural en el mercado del sector fue del 30% y el 32%, respectivamente, en 1986.

Mercado para el gas natural en el sector industrial.

En el Cuadro 4 se ilustra la evolución del consumo de gas natural en el sector industrial durante el periodo 1971-87.

CUADRO 4
Mercado para el gas natural en el sector industrial
consumo (MTEP) y participación en el mercado (%)

País	1971		1975		1980		1985		1986		1987		Tasa de crecimiento
	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	%
Argentina	1,7	24	2,5	35	2,9	36	4,1	48	4,1	48	N.D.		6,0
Bolivia	0,03	18	0,1	37	0,2	56	0,1	43	0,1	53	0,2	73	12,6
Brasil	0,04	-	0,3	2	0,8	3	1,6	5	1,8	6	2,1	7	28,1
Colombia	0,1	4	0,3	10	0,6	18	0,8	21	0,8	20	0,8	20	13,9
Chile	0,06	3	0,05	3	0,07	3	0,06	3	0,07	3	0,07	3	1,0
México	3,4	37	5,7	39	11,9	52	15,1	46	12,7	41	14,1	43	9,3
Perú	0,3	24	0,4	20	0,4	19	0,5	22	0,5	21	0,5	19	3,2
Trinidad y Tobago	0,5	89	0,4	86	0,9	87	2,1	94	2,2	94	2,2	93	9,7
Venezuela	1,6	58	3,4	74	4,7	67	6,0	69	6,3	67	6,9	68	9,6
Total parcial	7,7	22	13,1	26	22,5	30	30,3	35	28,6	33	N.D.		9,1



En el sector industrial el consumo de gas natural experimentó un espectacular aumento del 9,1% anual durante el período, superior al incremento medio del 5,8% registrado en el consumo total de energía. Esto resultó en una sustancial expansión de la participación media del gas natural en el mercado de ese sector en 1986 (33%) en relación con 1971 (22%). Las tasas más altas de crecimiento del consumo de gas natural en el sector industrial fueron las correspondientes a Bolivia, Brasil y Colombia, siendo Chile y Perú los dos únicos países en que dichas tasas fueron inusitadamente bajas. La razón principal del considerable aumento en el consumo de gas natural en la región fue el desplazamiento hacia el uso de ese combustible en vez de fuel oil a principios de los decenios de 1970 y 1980; en el caso de algunos países, esto se hizo para evitar las importaciones de fuel oil (Argentina, Brasil) y en otros (Colombia, México, Venezuela), para poder exportarlo cuando aumentaron los precios del petróleo crudo y los derivados de petróleo. Además de alentar la constitución de reservas propias de gas natural mediante la fijación de precios racionales, Brasil también consideró necesario establecer bajas tarifas especiales para la electricidad a fin de estimular a las industrias a que la utilizaran como combustible en vez de fuel oil. Este programa cesó de aplicarse en 1985. Para fines comparativos, cabe señalar que la participación del gas natural en el mercado del sector industrial de los países de Europa Occidental fue como sigue en 1987: República Federal de Alemania (25%), Bélgica (24%), Francia (27%), Italia (30%), Países Bajos (48%) y Reino Unido (30%). En Argelia, Nigeria y Pakistán, las cifras correspondientes fueron el 47%, el 11% y el 53%, respectivamente, en 1986.

Mercado del sector de energía eléctrica para el gas natural

El *Cuadro 5* ilustran la evolución del consumo de gas natural en el sector de energía eléctrica.

Aunque la tasa de aumento anual del consumo de gas natural en el sector de energía eléctrica (6,88%) fue elevada, no alcanzó a la tasa más alta de crecimiento (7,6%) registrada en las actividades de generación. En consecuencia, el gas natural perdió parte de su participación en el mercado de energía eléctrica, que bajó del 17%

CUADRO 5

Mercado para el gas natural en el sector de energía eléctrica consumo (MTEP) y participación en el mercado (%)



País	1971		1975		1980		1985		1986		1987		Tasa de crecimiento
	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	%
<i>Argentina</i>	1,2	14	2,0	18	2,4	17	3,7	23	3,7	22	4,6	21	8,8
<i>Bolivia</i>	-	-	-	-	0,09	19	0,06	13	0,07	13	0,07	12	-3,5
<i>Colombia</i>	0,3	9	0,5	11	1,3	18	1,7	19	1,7	18	1,8	17	11,9
<i>Chile</i>	0,02	1	0,03	1	0,04	1	0,06	1	0,06	1	0,06	1	7,1
<i>México</i>	1,7	19	2,1	14	2,8	16	2,0	9	2,5	9	2,7	10	2,9
<i>Perú</i>	-	-	0,06	2	0,6	2	0,08	2	0,09	2	0,09	2	3,4
<i>Trinidad y Tobago</i>	0,3	96	0,4	98	0,6	96	1,0	99	1,0	98	1,1	99	8,5
<i>Venezuela</i>	1,4	37	1,8	30	2,5	21	3,9	24	3,7	22	4,1	22	7,0
<i>Total parcial</i>	4,9	17	6,9	17	9,8	17	12,5	16	12,8	15	14,5	14	7,0

* Porcentaje de la generación total de energía eléctrica producido utilizando gas natural como combustible.

en 1971 al 14% en 1987. Sin embargo, en términos absolutos todos los países registraron un aumento significativo en el uso de gas natural por el sector de energía eléctrica (con excepción de Bolivia, donde hubo una pequeña disminución a causa de la contracción económica). El crecimiento más alto ocurrió en Argentina, Colombia y Trinidad y Tobago. En este último país la mayor parte de la generación de electricidad corresponde actualmente a turbinas a gas. Si bien en la mayoría de los países el crecimiento del consumo de gas natural fue mayor que el de la generación de energía eléctrica, como lo indica el hecho de que en 1987 la participación en el mercado fuera más alta que en 1971, hubo dos excepciones en este sentido: México y Venezuela. En estos dos países el gas natural no mantuvo su participación en el mercado del sector de energía eléctrica debido a que ejecutaron proyectos de energía hidroeléctrica y nuclear, así como el fuel oil y energía térmica a partir del carbón. Para fines comparativos, cabe mencionar la participación del consumo de gas natural en el sector de



energía eléctrica de los países de Europa Occidental en 1987: República Federal de Alemania (6%), Bélgica (3,5%), Francia (0,3%), Italia (15%), Países Bajos (58%) y Reino Unido (0.7%).

En general, los países de Europa Occidental han seguido la política de no utilizar gas natural para la generación de energía eléctrica. Pero ahora se está modificando esa política, particularmente en Bélgica, Italia y el Reino Unido. En otros países en desarrollo que han utilizado gas natural para la generación de energía eléctrica, su participación en dicho mercado en 1987 fue la siguiente: Argelia (83%), Nigeria (72%) y Pakistán (26%).

Evolución de la demanda prevista para el año 2000

En el Cuadro 6 se resumen las tendencias de la demanda de gas natural en los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica de los países de América Latina y el Caribe

CUADRO 6

Mercado para el gas natural
en los países de América Latina y el Caribe,
por sector consumo (MTEP) y participación en el mercado (%)

Sector	1971		1975		1980		1985		1986		1987		Tasa de crecimiento %
	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	
<i>Residencial/</i>													
<i>comercial</i>	1,8	11	2,4	11	3,5	11	6,5	14	6,1	15		N.D.	8,5
(%)	(12,5)		(10,7)		(9,8)		(13,2)		(12,9)				
<i>Industrial</i>	7,7	22	13,1	26	22,5	30	30,3	35	28,5	33		N.D.	9,1
(%)	(53,5)		(58,5)		(62,9)		(61,5)		(60,1)				
<i>Energía</i>													
<i>eléctrica</i>	4,9	17	6,9	17	9,8	17	12,5	16	12,8	15	14,5	14	7,0
(%)	(34,7)		(30,8)		(27,3)		(25,3)		(27,0)				
<i>Total</i>	14,4	18	22,4	20	35,8	22	49,3	23	47,4	22		N.D.	8,3

durante el período de 1971-81, y se muestra el consumo de gas natural y su participación en el mercado de cada sector.



Durante el período de 1971-86, el consumo total de gas natural se triplicó con creces, aumentando a una tasa media del 8,3% anual, mientras que en los mismos países la tasa media de aumento del consumo de energía fue del 6,8% anual y la de la energía final, del 4,98%. Esto hizo aumentar la participación del gas natural en el mercado conjunto de los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica, de un promedio del 18% en 1971 a 22% en 1986. Como se señaló más arriba (*Cuadros 3-5*), las tendencias históricas del consumo de gas natural varían de un país a otro y de un sector a otro. Los siguientes factores explican las diferencias en el aumento del consumo de gas natural.

- ❑ La participación inicial del gas natural en la combinación de energéticos utilizada en cada sector;
- ❑ Las tasas de crecimiento económico de cada uno de los países considerados. Todos los países tuvieron un elevado crecimiento económico durante el período de 1971-80, y posteriormente la mayoría sufrió una profunda recesión (con excepción de Colombia), de la cual algunos todavía están tratando de recuperarse (Argentina, Bolivia, México, Perú y Trinidad y Tobago);
- ❑ El ritmo de industrialización, que fue rápido en la mayoría de los países de la región considerados en este estudio;
- ❑ La diversificación de las fuentes de energía;
- ❑ El uso de carbón autóctono o importado;
- ❑ Los precios y los impuestos sobre los derivados de petróleo y gas;

La industria del gas podrá mantener el nivel global de sus ventas a los usuarios industriales y ampliar su participación en ese mercado desplazando en particular al fuel-oil



- ❑ La disponibilidad y precios del gas natural autóctono, y
- ❑ El crecimiento de la población.

Estos factores seguirán influyendo en el aumento de la demanda de gas natural hasta el año 2000. Sin embargo, sólo cuatro de los países considerados cuentan con un mercado maduro para el gas natural, teniendo en cuenta el alcance de los sistemas de transmisión/distribución, el nivel de penetración del gas en el mercado de los diversos sectores y la trayectoria y experiencia con las operaciones correspondiente. Los cuatro países son Argentina, México, Trinidad y Tobago y Venezuela, que representan aproximadamente el 89% del volumen total de gas natural consumido en 1987 por los países de América Latina y el Caribe, que se estima en 54 MTPE. La participación en la demanda total de gas de la región de algunos de los demás países considerados -Bolivia, Brasil, Colombia, Chile y Perú- sólo aumentará a un ritmo lento debido a los estrangulamientos en la infraestructura de transmisión/distribución (Bolivia, Brasil, Colombia, Perú), que actualmente se está ampliando, y debido a la limitada disponibilidad o ubicación inadecuada de las reservas de gas natural (Brasil, Chile), razón por la cual más adelante pudieran tener que hacer importaciones de países vecinos (Argentina, Bolivia, Perú). Por otra parte, el Ecuador y el Uruguay también podrían convertirse en usuarios marginales de gas natural, pues el Ecuador tiene reservas probadas en el Golfo de Guayaquil y el Uruguay podría realizar importaciones de Argentina. En ambos países, además, el sector industrial constituye un mercado potencial para el gas natural.

Varios estudios⁴ realizados por el Banco han demostrado que a largo plazo el costo marginal del gas natural suele ser más bajo que el de otros combustibles competitivos a los que desplazaría, a saber, el GLP y el queroseno en el caso del mercado del sector residencial, y el fuel oil en el del mercado de los sectores industrial y de energía eléctrica. En algunos casos específicos, la electrici-

4 "Marginal Cost of Natural Gas in Developing Countries: Concepts and Applications". Documento No. 10 del Departamento de Energía del Banco Mundial, agosto de 1983.

dad generada utilizando gas natural podría ser competitiva con la hidroelectricidad.

Las proyecciones de la penetración del gas natural en el mercado se basaron en correlaciones desarrolladas entre el aumento de la demanda de gas natural y de energía en cada sector, por una parte, y el crecimiento económico, por la otra.



Panorama para el mercado del sector residencial y comercial en el año 2000

Debido a que la construcción de un sistema de gasoductos para la transmisión y distribución de gas a fin de atender la demanda del sector residencial/comercial tiene un uso bastante intensivo de capital, se prevé que la demanda de ese sector se concentrará en países que no necesiten hacer importantes inversiones adicionales para abastecer a los usuarios. Estas condiciones propias de los mercados maduros se dan sobre todo en Argentina, país donde el 38% de todo el gas natural utilizado ha sido absorbido por el sector residencial/comercial y la tasa de penetración subió del 27% en 1971 al 59% en 1986. La razón es que en Argentina se utiliza gas natural para fines de calefacción doméstica durante la fría estación invernal. Bolivia y Chile son los únicos otros países de la región de América Latina y el Caribe en que puede necesitarse calefacción durante largos períodos en los meses de invierno. Chile utiliza una mezcla de propano y aire para ese fin en Santiago, que fácilmente podría sustituirse con gas natural si Argentina lo suministrase. El Uruguay también podría ser un usuario de gas natural para calefacción doméstica si importase gas natural argentino.

En general, es razonable prever que la demanda del sector residencial/comercial se ajuste a las tendencias del crecimiento de la población urbana y del ingreso disponible de los hogares en los países en que el gas natural ya ha alcanzado un alto grado de penetración en este sector. Este es el caso de Argentina. En los otros países considerados en este estudio, existe un amplio mercado potencial (que ahora se atiende con GLP y queroseno y, en



pequeño grado, también con electricidad) en el sector residencial/comercial que sólo podrá abastecerse más activamente que en el pasado si se cuenta con una reglamentación adecuada en materia de precios y remuneración de los inversionistas. Se prevé, pues, que en los últimos años, a saber, que el crecimiento de gas natural guarde relación con el crecimiento de la economía y el crecimiento relativo del uso de gas natural en comparación con el de otros combustibles en dicho mercado.

Ha habido, por consiguiente, una correlación entre el crecimiento del consumo de energía en el mercado del sector residencial/comercial y el crecimiento del PIB. Las proyecciones de la demanda futura de gas se han basado en las hipótesis utilizadas por el Banco Mundial para proyectar el crecimiento económico. Este modelo, que no toma en cuenta el precio relativo del gas natural, constituye un supuesto razonable, ya que en la mayoría de los países las autoridades gubernamentales han fomentado el uso de gas natural por considerar que es un recurso relativamente barato y abundante. Incluso si se fijase el precio del gas natural en el

CUADRO 7

Demanda de gas natural y mercado potencial del sector residencial/ comercial

País	Demanda del sector residencial/comercial en el año 2000 MTEP	Mercado Potencial		Mercado para el gas natural en el año 2000 participación en el mercado (%)
		%del total	MTEP	
Argentina	14,1	80	8,5	60
Bolivia	0,8	80	0,05	5
Brasil	39,0	50	0,4	1
Colombia	6,0	40	0,3	5
Chile	1,5	60	0,3	19
México	34,2	80	2,4	7
Perú	2,6	70	0,05	2
Trinidad y Tobago	0,3	10	-	-
Venezuela	7,8	60	0,5	6
Total	106,3	65	12,5	11



mismo nivel del de otros combustibles sobre la base del equivalente en energía, los usuarios residenciales/comerciales seguirían prefiriéndolo porque no necesita instalaciones de almacenamiento como sucede con el GLP. El modelo parte del supuesto de que a nivel de los consumidores el gas natural sólo sustituiría al carbón y a los combustibles derivados del petróleo, y que no reemplazaría a la electricidad que se utiliza, por ejemplo, para producir agua caliente y cocinar. Por consiguiente, el mercado potencial para el gas natural en el sector residencial/comercial se define como el no atendido por la electricidad. En el *Cuadro 7* se presenta una estimación, basada en este enfoque, de la demanda de gas natural de este sector en el año 2000.

Perspectivas para el mercado del sector industrial en el año 2000

Las estimaciones de la demanda de gas natural del sector industrial están relacionadas con las tasas de crecimiento económico previstas, los cambios estructurales en la economía tal como se reflejan en el PIB industrial y la competitividad en materia de precios frente al fuel oil y el carbón. En el sector industrial el gas natural ha logrado una penetración rápida, con un crecimiento anual medio del 9,05% que se compara con el del 51,8% registrado por la energía total en el período de 1971-87. Debido a que el costo marginal a largo plazo del gas natural es menor que el costo de oportunidad estimado para el fuel oil en todos los países considerados, parece razonable predecir que la industria del gas podrá mantener el nivel global de

sus ventas a los usuarios industriales y ampliar su participación en ese mercado desplazando en particular al fuel oil, combustible que se podría exportar (en Brasil, Colombia, México, Venezuela) o cuya importación podría evitarse (en Argentina y Chile). Si bien

A causa de su complejidad,
el sector del gas natural
no tiene una situación jurídica
bien definida en la mayor parte
de los países de América Latina
y el Caribe



para ampliar su participación en el mercado industrial es importante que el gas tenga un precio competitivo, la existencia de equipos a gas con combustión que produzca poca contaminación y que sea fácil de controlar constituye una ventaja adicional al respecto. Los datos disponibles también respaldan esta afirmación⁵, pues demuestran que la elasticidad-precio a largo plazo del gas natural cruzada con el precio del fuel oil se aproxima a 0,9 (Argentina). Sin embargo, también es posible que la penetración del gas natural pueda verse frenada por la falta de mercados adecuados y precios razonables para el fuel oil que quede desplazado en las condiciones de reglamentación del mercado que se dan actualmente en la mayoría de los países de la región. En los casos en que no resulte lucrativo exportar el fuel oil, será necesario estudiar la viabilidad, por ejemplo, de mejorar las refinerías locales para convertir el fuel oil en fracciones más livianas. No obstante estos elementos de incertidumbre, en el *Cuadro 8* se presenta una estimación de la demanda probable de gas natural en el sector industrial.

CUADRO 8
Demanda de gas natural y mercado potencial
del sector industrial

País	Demanda del sector industrial en el año 2000	Mercado Potencial	Demanda de gas Inatural en el año 2000	
	MTEP	% del total	(% del mercado)	
			MTEP	Total
<i>Argentina</i>	10,8	77	7,8	72
<i>Bolivia</i>	0,9	85	0,8	85
<i>Brasil</i>	74,2	62	6,7	9
<i>Colombia</i>	6,9	80	2,8	40
<i>Chile</i>	2,9	64	0,1	3
<i>México</i>	86,5	90	42,7	49
<i>Perú</i>	3,5	70	0,7	21
<i>Trinidad y Tobago</i>	6,7	93	6,3	93
<i>Venezuela</i>	32,0	80	26,0	80
Total	224,4	78	93,9	42

Perspectivas para el mercado del sector de energía eléctrica en el año 2000



El uso de gas natural para la generación de energía eléctrica aumentó considerablemente en los países de América Latina y el Caribe en el período de 1971-87, a razón de aproximadamente el 6,88% al año, tasa que sin embargo fue algo inferior a la del 7,64% registrada en la generación de energía eléctrica de todas las fuentes. Por esta razón, la utilización de gas natural para generar energía eléctrica no mantuvo su participación en el mercado total de gas natural, que creció a una tasa anual del 8,49% durante el período; esa participación bajó del 34% en 1971 al 27% en 1987. Esta tendencia refleja la disminución de la participación del gas natural en la generación de energía eléctrica en dos importantes países consumidores de gas natural: México y Venezuela. El pronóstico relativo a la demanda del sector de energía eléctrica se ha derivado de un estudio que está realizando actualmente el Banco sobre la situación financiera del sector de energía eléctrica de los

CUADRO 9
Demanda de gas natural y mercado potencial del sector de energía eléctrica

País	Mercado del sector generación de energía eléctrica en el año 2000 (TWH)	Mercado Potencial % del total	Demanda de gas Inatural en el año 2000 (%) del mercado	
			MTEP	Total
<i>Argentina</i>	79,0	24	10,0	24
<i>Bolivia</i>	2,8	37	0,1	12
<i>Brasil</i>	420,0	10	—	—
<i>Colombia</i>	62,3	22	4,9	22
<i>Chile</i>	17,9	10	—	—
<i>México</i>	215,0	78	4,6	6
<i>Perú</i>	19,0	20	0,3	5
<i>Trinidad y Tobago</i>	5,1	98	1,8	98
<i>Venezuela</i>	140,8	36	5,6	11
Total	961,9	30	24,1	7



países de América Latina y el Caribe en colaboración con OLADE y otras entidades regionales. Se ha utilizado un modelo sencillo, basado en datos correspondientes a 1981-87, para establecer una correlación entre la tasa de crecimiento del sector de generación de energía eléctrica y el consumo de gas natural en el sector de energía eléctrica teniendo presentes las hipótesis de crecimiento económico del Banco. En el *Cuadro 9* se presentan las estimaciones preparadas.

Panorama de la demanda global de gas natural en el año 2000

En el *Cuadro 10* se resume la demanda de gas natural prevista en el año 2000 y el mercado potencial correspondiente a todos los sectores y países considerados.

CUADRO 10
Demanda de gas natural en el año 2000 y mercado potencial consumo (MTEP) y participación en el mercado (%)

País	Residencial			Industrial			Energía eléctrica			Total		
	Mercado potencial*	Demanda	%	Mercado potencial	Demanda	%	Mercado potencial	Demanda	%	Mercado potencial	Demanda	%
Argentina	11,3	8,5	60	8,3	7,8	72	6,8	6,8	24	26,4	23,1	43
Bolivia	0,6	0,05	5	0,8	0,8	85	1,0	0,1	12	2,4	0,9	34
Brasil	19,5	0,4	1	46,0	6,7	9	15,1	-	-	80,6	7,1	6
Colombia	2,4	0,3	5	5,5	2,8	40	4,9	4,9	22	12,8	8,0	23
Chile	0,9	0,3	19	1,9	0,1	3	0,6	-	-	3,4	0,4	8
México	27,4	2,4	7	77,8	42,7	49	60,4	4,6	6	165,6	49,7	25
Perú	1,8	0,05	2	2,4	0,7	21	1,4	0,3	5	5,6	1,5	9
Trinidad y Tobago	-	-	-	6,2	6,2	93	1,8	1,8	98	8,0	8,0	94
Venezuela	4,7	0,5	6	25,6	25,6	80	18,2	5,6	11	48,5	32,1	35
Total parcial	68,6	12,5	11	174,5	93,8	42	110,2	24,1	7	353,3	130,4	19

* El mercado que potencialmente podría atenderse con gas natural en un sector específico. Por demanda se entiende la demanda de gas natural en el año 2000. El porcentaje corresponde al mercado del sector respectivo (no al mercado potencial)

Perspectivas para la oferta de gas natural en el año 2000



Todos los países considerados en este estudio cuentan con importantes reservas de gas. Como se indica en el Cuadro 11, en 1987 la vida de esas reservas oscilaba entre 32 años en el caso de Colombia y 121 años en el de Venezuela; estas cifras excluyen las reservas de Chile, que tienen una vida sumamente larga que en realidad refleja su ubicación remota en relación con el principal mercado. La existencia de reservas adecuadas no constituye una garantía del suministro, puesto que hay que explotarlas cuando se necesitan y el gas tiene que suministrarse a precios que sean competitivos con los de otros combustibles. También es posible que la ubicación de las reservas no sea apropiada para abastecer a mercados importantes. Por ejemplo, en Chile las reservas están

CUADRO 11
Necesidades de oferta de gas natural
nivel de las reservas (MMMC)* y vida (años)

País	Oferta (MMMC)		Reservas (MMMC)			Coeficiente reservas/oferta-vida(Años)	
	1987	2000	Anual	1987	2000	1987	2000
Argentina ¹	20,7	31,2	15,2	682	542	33	17
Bolivia ²	2,4	3,5	2,9	144	143	41	41
Bolivia ³	2,4	5,9	2,9	144	128	41	22
Brasil	3,2	11,7	10,8	106	107	33	9 ⁴
Colombia	3,4	10,7	3,0	109	56	32	5 ⁴
Chile	0,2	0,5	1,4	142	156	710	312
México	27,4	73,4	88,0	2.166	2.655	79	36
Perú	0,7	1,3	15,4	24	211	34	162
Trinidad y Tobago	4,9	11,5	5,9	297	267	61	23
Venezuela	21,8	61,1	217,4	2.646	4.933	121	81
Total	84,7	215,6	360,0	6.316	9.266	75	43

* Miles de millones de metros cúbicos de gas natural.

1 Esta hipótesis parte del supuesto de que las importaciones de Bolivia continuarán después de 1992, pero no comprende la posibilidad de exportar ni a Brasil ni a Chile.

2 Esta hipótesis comprende las exportaciones actuales a Argentina, pero no a Brasil.

3 Esta hipótesis comprende volúmenes iguales de exportaciones a Argentina y Brasil.

4 Este nivel de vida de las reservas no se considera adecuado de acuerdo con las normas de la industria.



situadas en la región meridional del país, mientras que el mercado principal se encuentra en la zona de Santiago. Para poder determinar con mayor precisión la vida económica de las reservas, sería preciso realizar un estudio más detallado que tome en cuenta su distribución y tamaño. Por lo que respecta a las exportaciones, también es necesario que exista la voluntad política de exportar los recursos nacionales; que se cuente con la tecnología apropiada de producción y transportes y que se brinden incentivos económicos y comerciales adecuados. Dado el nivel más bajo en que se sitúa el costo marginal a largo plazo del gas natural en relación con los precios de otros combustibles, en estos momentos las perspectivas en materia de oferta de la región son prometedoras a pesar de la incertidumbre existente en torno de los precios del petróleo crudo. Sin embargo, diversas limitaciones internas en materia de políticas y reglamentos impuestos por los distintos gobiernos han frenado la penetración del gas natural en el mercado y la expansión de la oferta. Las proyecciones de la demanda parten del supuesto de que en el futuro previsible persistirán las mismas limitaciones existentes en el período 1977-87; incluso si esas limitaciones se eliminasen a mediano plazo, ello no tendría un efecto significativo en las estimaciones para el año 2000 hechas en este trabajo.

Los datos sobre las reservas se obtuvieron de Degolyer & MacNaughton⁶, fuente que se considera fidedigna según las normas de la industria. Las estimaciones de las reservas adicionales que se descubran en el futuro se basaron en la correlación histórica del crecimiento de las reservas. Desde luego, cualquier mejora que se haga en los incentivos para la exploración de petróleo y gas que resulte en la realización de mayores inversiones por las compañías petroleras internacionales y/o nacionales llevaría a un mayor incremento de las reservas adicionales. Las estimaciones de las necesidades en materia de oferta se basaron en estimaciones de la demanda de gas natural, y tomaron en cuenta las necesidades para uso propio de cada país determinadas a través de la compañía petrolera nacional o de otra índole y cualquier necesidad para fines de refinación. La correlación de la demanda



con la oferta total se fundamentó en los datos históricos, y después se utilizó como base para proyectar las necesidades en materia de oferta en el año 2000, que son como se indica en el *Cuadro 11*.

Respecto de los países considerados, con excepción de Brasil y Colombia, el nivel de las reservas y su posible incremento a través del tiempo parecen ser adecuados en los demás países para atender la demanda y hacer frente a las exportaciones previstas para el año 2000. Parece ser necesario que Brasil y Colombia formulen una estrategia más activa para la exploración de gas natural, controlen la demanda de ese combustible mediante la fijación de tarifas apropiadas y la realización de esfuerzos de conservación, y estudien la viabilidad de hacer importaciones de países vecinos. Sin embargo, cuando las necesidades en materia de oferta de gas natural se consideran desde la perspectiva del enorme mercado potencial para ese producto, se perfila la necesidad de que todos los países interesados preparen una estrategia orientada a fomentar la expansión de sus reservas de gas natural mediante el aumento de las inversiones de las compañías de petróleo y gas tanto públicas como privadas.

Principales problemas que enfrenta el sector de gas natural

Ausencia de planes de desarrollo basados en incentivos

El sector de gas natural suele asimilarse en el sector petrolero debido a que el gas o se produce en asociación con el petróleo o se encuentra separadamente en forma libre. En el proceso de refinación del petróleo crudo o de nafta, también se produce gas de ciudad con bajo BTU. Aunque las primeras operaciones en el sector de gas natural (exploración, explotación, producción, elaboración) tienen características y

El sector de gas natural, a diferencia de la electricidad, no está integrado en el sistema nacional de planificación energética como un sector separado



condiciones jurídicas y contractuales semejantes a las del sector petrolero, las operaciones de elaboración secundarias (transporte por los gasoductos principales, distribución a los consumidores de los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica) se asemejan mucho más a las del sector de energía eléctrica, ya que entrañan el uso de instalaciones comunes para la transmisión a granel y la gestión de las operaciones por una empresa de servicios públicos con un monopolio para atender a los consumidores de una zona dada. Con excepción del contrato de importación de gas natural existente entre Argentina y Bolivia, el gas natural es un producto no comercializable, con características muy parecida a las de la electricidad, cuya evolución depende de la demanda local existente. Como se señala en este trabajo, el gas natural compite con prácticamente todas las demás fuentes de energía en los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica. A causa de su complejidad, el sector de gas natural no tiene una situación jurídica bien definida en la mayor parte de los países de América Latina y el Caribe.

En la legislación relativa al petróleo suele incluirse el gas natural como parte del sector petrolero. Por lo general, los contratos de riesgo sobre el petróleo no son muy específicos acerca de los términos y condiciones en que se explotará y producirá gas natural debido a la falta de mercados y, en consecuencia, no abarcan la fijación de precios y la comercialización del gas. Esta cuestión suele abordarse mediante la celebración de negociaciones después de que se descubren reservas. Al mismo tiempo, los mercados no se desarrollan debido a la insuficiencia de reservas. Todo esto lleva a un círculo vicioso que sólo puede romperse si la estrategia energética gubernamental establece explícitamente la función que se espera que cumpla el gas natural en la satisfacción de las necesidades de energía del país y las medidas de política necesarias para brindar los incentivos adecuados para que las compañías petroleras públicas y privadas procedan a la exploración, explotación y producción de gas natural, y para que las empresas de servicios públicos lo transporten y distribuyan. A través de las medidas de política, sería necesario abordar la fijación de precios de los derivados de petróleo y la electricidad, productos con los que competiría el gas natural.



A nivel de la producción, los inversionistas por lo general no perciben sobre sus inversiones un rendimiento razonable que esté en consonancia con los riesgos técnicos y financieros involucrados. Los precios que rigen en boca de pozo suelen ser inferiores al valor económico del gas natural y los derivados de petróleo para permitir que compitan entre sí y que los inversionistas asuman el riesgo relacionado con los cambios de los precios de los derivados de petróleo. Sin embargo, en la región de América Latina y el Caribe –ni siquiera en aquellos países que han tomado medidas para liberalizar los precios de los derivados del petróleo– no se han eliminado por completo los controles sobre el precio del gas natural. El precio del gas natural sigue estando controlado aun en países en que está vinculado, por ejemplo, al del fuel oil (Argentina). En el pasado, en Argentina los precios en boca de pozo del gas natural se negociaban individualmente con cada productor privado. En otros países que tenían reglamentos apropiados para establecer el precio del gas natural en un nivel equivalente al del combustible sustitutivo (Brasil), el precio de entrega seguía negociándose con la compañía privada que hubiera descubierto el gas y vinculándose con el del fuel oil en Rotterdam.

Estructura institucional

En general, no existe una estructura institucional adecuada para promover el desarrollo del sector de gas natural y asegurar la asignación adecuada de recursos para ese fin. El sector de gas natural suele considerarse como un subsector del sector petrolero, razón por la cual, a diferencia de la electricidad, no está integrado en el sistema nacional de planificación energética como un sector separado. La función de los organismos oficiales encargados del gas natural no está claramente definida porque suelen ser al mismo tiempo los responsables de las políticas y los encargos de la reglamentación. En general, estos organismos no cuentan con la organización y dotación de personal adecuados para cumplir sus responsabilidades en el sector de gas, entre otras, la realización de análisis independientes de la legislación pertinente, la celebración de acuerdos contractuales, el estudio del potencial de producción, la reglamentación en materia de instalaciones de transmisión comunes y el estudio de mercados.



Desincentivos para la participación del sector privado y las inversiones del sector público. Por regla general, se subvencionan los precios de combustibles que compiten con el gas natural. Los precios del GLP, el queroseno y el fuel oil suelen ser bajos, lo que impide la penetración del gas natural en los mercados u obliga a los gobiernos a permitir que el nivel de sus precios sea inferior a su costo económico.

En esferas en que el gas natural podría competir con la electricidad, como son la producción de agua caliente y la preparación de alimentos por consumidores residenciales, las tarifas de electricidad se mantienen en un nivel bajo que se justifica por razones de bienestar social o como medio de evitar que aumente la inflación.

Los gobiernos también introducen cambios imprevisibles en los precios, lo que no favorece una buena planificación por las entidades que operan en el sector de gas, las que, por ejemplo, tienen que esperar entre cuatro y seis años para que rindan frutos sus actividades de exploración. Los precios del gas natural en boca de pozo deberían ser tan predecibles como los que rigen en el mercado para el petróleo o el costo marginal a largo plazo del gas natural, según si el país tiene superávit o déficit de ese combustible; además, a nivel de los consumidores, las tarifas del gas natural deben reflejar el costo marginal a largo plazo apropiado o los precios de los combustibles competidores, también según cuál sea la situación de reservas del país.

Por otra parte, a veces los gobiernos no aprueban a tiempo los aumentos de los precios y las tarifas. Particularmente si la economía atraviesa por una situación inflacionaria, este "desfase reglamentario" socava la viabilidad financiera de las inversiones tanto públicas como privadas. Es preciso que se ajusten las tarifas y los precios. Entonces los inversionistas tendrán que decidir si les conviene ampliar sus operaciones futuras en el sector de gas natural. Aunque un gobierno siempre podría decidir ir adelante con ciertos proyectos de gas natural a pesar de que no tengan la debida justificación económica, antes de tomar esa decisión tendrá que saber cuál sería el costo para la economía y determinar



si está dispuesto o no a subvencionar a los usuarios. Por último, puesto que el gas natural no es un producto comercializable, las compañías petroleras privadas internacionales no tienen incentivos para explotar reservas de gas con destino al mercado nacional si la legislación vigente no permite la convertibilidad directa o indirecta de sus utilidades.

Autonomía de las empresas del sector público

A través de sus diversos organismos, los gobiernos son responsables de las políticas y la reglamentación de las empresas públicas y también son sus accionistas. Como consecuencia de las leyes laborales, estas empresas carecen de autonomía administrativa para fijar los sueldos y salarios y contratar o despedir empleados.

Cuando los gobiernos fijan las tarifas y los precios bastante por debajo del costo de oportunidad o del costo marginal a largo plazo, las empresas públicas no tienen la autonomía financiera necesaria para asegurar que podrán obtener una tasa de rendimiento adecuada y financiar una proporción importante de sus inversiones con sus recursos propios. Como se hizo recientemente en el caso de PetroEcuador, es necesario que los gobiernos separen su función de responsables de las políticas y la reglamentación en el sector de su función como accionistas de las empresas públicas y que otorguen autonomía técnica, administrativa y financiera a esas empresas. En su calidad de responsables de las políticas, los gobiernos están encargados de establecer la política energética general y, en el marco de ésta, la relativa al gas natural. Esta función se cumple a través de los organismos estatales pertinentes. Los gobiernos también reglamentan las operaciones del sector de gas mediante la fijación de tarifas apropiadas y la adopción de normas relativas a las instalaciones de transmisión comunes y a la distribución, cerciorándose

Los gobiernos también introducen cambios imprevisibles en los precios, lo que no favorece una buena planificación. Los precios del gas natural en boca de pozo deberían ser tan predecibles como los que rigen en el mercado para el petróleo



al mismo tiempo de que se observen las directrices establecidas en materia de seguridad y diseño de las instalaciones. Es necesario que los gobiernos tomen medidas para eliminar en la mayor medida posible la incertidumbre respecto de las operaciones de gas, pues la incertidumbre hace aumentar los costos de capital y de suministro de los servicios públicos.

Estrategia para el sector de energía

A través de su estrategia energética, los países procuran suministrar energía a la economía al costo más bajo posible. El gas natural debería ser un importante componente de esta estrategia porque en la mayor parte de los países de América Latina y el Caribe considerados es un energético de bajo costo y también porque les permitiría a los países diversificarse y evitar una dependencia excesiva de los derivados del petróleo. Sin embargo, hasta ahora no se han aprovechado las ventajas que brinda el gas natural, porque no se han integrado en los procesos de planificación de los distintos países todos los costos económicos, sociales y ambientales de las modalidades de energía competidoras ni se ha tomado en cuenta el costo adecuado de capital de los proyectos competidores.

Conclusiones

En los nueve países de América Latina y el Caribe aquí considerados y también en el Ecuador y el Uruguay, existe un importante mercado potencial para el gas natural en los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica. Aunque la penetración del gas natural ha alcanzado un nivel importante en el sector industrial de cuatro países –Argentina, México, Trinidad y Tobago y Venezuela–, semejante al que tienen los países en desarrollo con importantes reservas y en los países europeos importadores, la penetración de gas en el mercado de los sectores residencial/comercial y de energía eléctrica es baja, con excepción de Argentina.



atender las necesidades de suministro y exportación previstas hasta el año 2000. Sin embargo, dado que el mercado potencial para el gas natural es de enormes dimensiones, todos los países tendrán que analizar, en el marco de su estrategia energética global, la estrategia relativa al gas natural, con miras a fomentar la constitución de reservas adicionales para ampliar el suministro y, al mismo tiempo, aplicar políticas tendientes a la conservación de ese recurso y estudiar la viabilidad de hacer importaciones de países vecinos. Hay un importante potencial para el comercio intrarregional de gas natural, particularmente entre Argentina, Bolivia, Brasil y el Uruguay, y también existen perspectivas muy buenas de exportar gas natural, en forma de GNL o metanol, a los Estados Unidos y los países del Lejano Oriente.

Sin embargo, existen numerosas limitaciones que, si no se eliminan, seguirán frenando el desarrollo del sector de gas natural de la región. Esas limitaciones se relacionan con:

- ❑ En el plano de las políticas, la función que el gas natural debería cumplir en la estrategia energética nacional y en el comercio intrarregional, el papel del sector privado y la necesidad de asegurar el establecimiento de un marco estable y predecible.
- ❑ En el plano jurídico y contractual, el mejoramiento de los incentivos para la exploración de gas y el desarrollo de las reservas.
- ❑ En el plano reglamentario, la desreglamentación de los precios del gas natural y de los combustibles y energéticos competidores, así como la formulación de normas relativas a las instalaciones de transmisión comunes.
- ❑ En el plano institucional, el fortalecimiento de la organización, dotación de personal y función de los organismos encargados de las políticas y la reglamentación.
- ❑ En el plano de la reestructuración del sector público, la autonomía administrativa que precisan las entidades del sector público.



Respecto del desarrollo del sector de gas natural, es importante destacar la significativa función que los organismos energéticos regionales, como OLADE y ARPEL, deben cumplir en la promoción de condiciones propicias para la expansión del comercio intrarregional y el intercambio entre los países miembros de las lecciones derivadas de la experiencia en este sector.

Antoine Chueca

Presidente de la Sección Económica de la Asociación de los Técnicos del Petróleo, AFTP.

Compañías petroleras y el negocio del gas

El propósito de este documento es presentar una visión general del compromiso de las Compañías Petroleras en el Negocio del Gas, describiendo brevemente sus objetivos y prioridades. Se dará un énfasis especial al segmento hacia arriba (Exploración y Producción), aunque hay una interrelación cercana –más cercana que en otra parte– entre hacia arriba y hacia abajo, o el lado del mercado.

La presentación cubrirá:

- Una visión general de la actividad mundial
- Un análisis de los principales aspectos específicos del negocio del gas, comparado con las actividades petroleras
- Una descripción del marco legal y fiscal en el que tienen lugar las actividades petroleras en diferentes partes del mundo, con especial énfasis en las cláusulas sobre gas, y
- Una visión general del compromiso de las compañías petroleras en las actividades de transporte y mercadeo.

En un alto grado, las actividades en Norte América (EE.UU., Canadá) estarán por fuera del alcance de esta presentación. Las actividades en las economías centralmente planificadas también están excluidas.



Marco mundial

El gas natural se ha convertido en un recurso mundial de energía muy importante durante los últimos 25 años, representando ahora cerca del 22% de las necesidades mundiales de energía. Esto ha sido el resultado de grandes descubrimientos en los sesenta y al principio de los setenta, con hallazgos también significativos desde 1973.

El gas proporciona tanto diversificación de energía como diversificación geográfica en la medida en que la localización de las reservas difiere algo de aquella de los recursos petroleros; a pesar de eso hay un alto grado de concentración de reservas en Europa Oriental y el Medio Oriente (cerca del 70% del total). En total, los recursos de gas son ahora casi equivalentes a los recursos petroleros del mundo.

La producción se ha incrementado significativamente, y ahora está al doble del nivel de 1970, estimulada por los incrementos ampliados en el precio de los recursos y de la energía desde 1973. Ahora representa el equivalente a cerca del 56% de la producción de petróleo. Este crecimiento encubre algunas evoluciones que contrastan con la producción disminuyendo ligeramente en Norte América, una expansión importante de la producción en la URSS e incrementos también significativos en otras partes, en Europa Occidental (ahora en estabilización) y en los países en desarrollo.

Del lado del mercado, mientras que el gas natural crudo contiene cantidades menores –o a veces significativas– de dióxido de carbono, sulfuro de nitrógeno o hidrógeno, en su forma tratada y comercial se convierte en un combustible limpio y conveniente con importantes ventajas en términos de reducción de la contaminación y respeto al medio ambiente.

Del lado de arriba, el gas se encuentra en las cuencas de los ríos y en estructuras similares a aquellas que contienen petróleo crudo básicamente con el mismo origen (kerogen, roca de origen) con un comportamiento de temperatura, atado a la profundidad, a



través de las edades geológicas que permite hacer alguna diferencia entre las áreas y cuencas propensas al petróleo y propensas al gas. Una gran proporción de los recursos de gas, cerca del 85%, cubre el gas no asociado que se encuentra en estructuras diferentes de las estructuras de petróleo, siendo el resto gas asociado con estructuras de petróleo (gas disuelto o gas de la cápsula de gas). Tanto el gas asociado como el no asociado pueden contener proporciones variables de líquidos que serán extraídos durante las operaciones de tratamiento.

Como resultado de los eventos que han tenido lugar en la escena de la energía mundial desde 1973 (nacionalizaciones, mayor participación del gobierno), la mayor parte de los recursos está ahora controlada por entidades del Estado. Sin embargo, las actividades de las compañías petroleras son todavía muy apreciables y crecientes por fuera de los EE.UU. Las 17 compañías más grandes controlan alrededor de un tercio de la producción de gas por fuera de las economías centralmente planificadas (menos del 10% de las reservas comprobadas). En total, las compañías privadas producen más del 80% de la producción del mundo libre.

Por fuera de los EE.UU, las actividades de exploración se han desviado progresivamente de una base de "sólo petróleo" con el gas considerado como un subproducto, hacia un enfoque de "petróleo y gas", con una participación del gas apreciable dentro de la actividad global. En algunas cuencas sedimentarias cercanas a los mercados, tales como en Europa Continental y en el Mar del Norte, han habido desde el principio actividades únicamente de exploración de gas estimuladas por los incrementos en el precio del crudo y por una creciente referencia a precios hacia aquellos de combustibles alternativos, básicamente productos del petróleo. En otras áreas, tales como el Medio Oriente, Africa, América Latina y el sureste asiático, lejos de los

Las 17 compañías petroleras más grandes controlan alrededor de un tercio de la producción de gas por fuera de las economías centralmente planificadas. En total, las compañías privadas producen más del 80% de la producción del mundo libre



mercados grandes, en donde se han encontrado recursos apreciables de gas, la explotación ha sido obstaculizada por los altos costos del transporte y por otras restricciones como se describe más adelante. Las actividades de exploración relacionadas con el gas tienen lugar por la expansión de los recursos de gas en áreas contiguas a las plantas de licuefacción establecidas para la exportación.

Aspectos y restricciones específicas del negocio del gas natural

Transporte y otras restricciones hacia abajo

Básicamente, sobre la base de BTU, el gas es una forma de energía que es cerca de mil veces menos concentrada que el petróleo. Bajo condiciones comparables, el costo de transporte del gas sería de 3 a 4 veces el costo de transporte del petróleo a través de un sistema de tubería, o de 5 a 10 veces (o más) considerando una cadena de GNL con licuefacción, transporte en tanquero de GNL, y regasificación.

El alto costo y los sistemas de transporte intensivos en capital necesarios para mover el gas hacia mercados lejanos crea un lazo rígido entre el lado de arriba y el lado de abajo, y la necesidad de un mercado dedicado con contratos de suministro por un largo período de tiempo (20 a 25 años) y compromisos offtake (volumenes comprometidos y cláusulas de tomar o pagar). La distribución del gas asociado introduce restricciones adicionales en términos de confiabilidad, debido a las variaciones en el tiempo de los niveles de producción de petróleo y de las relaciones gas/petróleo, y los costos, con altos costos de recolección y compresión. Del lado del mercado, también habrá necesidad de una inversión alta con demoras por el desarrollo de ciertos segmentos del mercado, por ejemplo, distribución pública.

En contraste, el transporte del petróleo es altamente flexible también con mayor flexibilidad en el lado del mercado, altamente fragmentado, con contratos de corto plazo regidos por transacciones en el mercado a la vista.



Tanto el alto costo como las condiciones rígidas del transporte del gas explican el volumen bastante limitado transado actualmente en el mercado internacional que representa sólo cerca del 15% del total de volúmenes comerciados (aproximadamente 11% a través de tubería y 4% bajo la forma de GNL).

Políticas de precios/Enfoque netback

- ❑ Bajo condiciones normales de mercado libre, los precios del gas natural en el sitio de mercado reflejarán el valor de combustibles alternativos, con posibles variaciones que reflejen diferencias en las condiciones del suministro, mercados específicos, volumen de offtake, etc. Hablando de manera general, los valores de mercado deberían referirse, sobre una base de equivalencia calórica, al Petróleo Combustible Pesado de bajo contenido de azufre y al Petróleo Doméstico (destilado), las respectivas alternativas para el sector de generación de energía industrial y el Mercado Doméstico, y aumentar de conformidad. En algunos casos, la referencia será un precio de mercado del crudo o un precio de una canasta de crudos. Las condiciones de los aumentos tenderán a crear un rezago en el tiempo, 6 a 12 meses, entre los precios del gas y los precios de combustibles alternativos.
- ❑ Hacia abajo del valor de mercado, el mecanismo de valoración del gas será esencialmente un proceso de netback. Se han considerado dos situaciones extremas: un área de gas madura en el Mar del Norte con instalaciones de tubería costaneras, un rango de proyectos de GNL a lo largo de una distancia de 3.000 a 4.000 millas.

Para un precio del crudo de 20 \$/b, el netback en la boca del pozo será cerca de 3.0 \$/MBTU, aproximadamente equivalente a 17 \$/b, en el primer caso, bajando hasta cerca de 0.40 a 0.50 \$/MBTU en el segundo caso (alrededor de 2.5 \$/b). Obviamente, ni los costos de producción del gas ni la tributación hacia arriba serán comparables en los dos casos.



Este proceso de netback tiende a trasladar –y amplificar– el riesgo en términos de valor o precio, hacia la boca del pozo o hacia el productor. Aun una variación menor hacia abajo del precio de adquisición tendrá un impacto significativo sobre el valor en la boca del pozo del gas producido en áreas alejadas del mercado.

- Considerando tanto los costos de producción como los términos de tributación hacia arriba, la actitud de las compañías productoras será la de pasar por un proceso de selección de los diferentes proyectos de explotación, conservando al final únicamente aquellos que permitan mantenerse por debajo del límite del valor en la boca del pozo.

Mientras que la mayoría de los descubrimientos, aún de tamaño pequeño o mediano, probablemente pueden ser desarrollados en el primer caso (Mar del Norte), sólo los campos muy importantes de bajo costo fluirán en el segundo caso.

Este proceso de selección tendrá lugar para las compañías petroleras, considerando la necesidad de:

- Recuperar la totalidad de su costo técnico (exploración, depreciación y costos operativos para las fases de explotación y producción)
- Pagar impuestos y
- Obtener un componente de *ganancia* agregada que cubra el retorno de la inversión.

Sobre este último punto, una inversión *front-end* importante y largos retrasos para poner a fluir los campos descubiertos significa que se necesitará un alto margen de ganancia *aparente* para obtener un retorno normal y razonable.

La inclusión del costo de exploración o hallazgo, o una medida del costo de renovación, es esencial para asegurar que el proyecto de gas correspondiente no sea sólo una oportunidad por

una sola vez y que un esfuerzo paralelo o futuro de exploración permita renovar el recurso y trabajar y planear sobre un período más largo de tiempo.

- Es claro a partir de esta ilustración esquemática que los precios de la energía artificialmente bajos en los mercados domésticos impedirán la explotación de descubrimientos de tamaño pequeño a mediano, inadecuados para el mercado de exportación.



La razón principal para una clara referencia a los precios del crudo o de los productos del petróleo en la fijación de los precios del gas no sólo surge de la escogencia de combustibles alternativos a nivel del consumidor. Sobre una base más amplia, a nivel de la economía de un país dado, cualquier *barril equivalente* de gas desplazará un barril de petróleo; este barril de petróleo permitirá ya sea una disminución equivalente en las importaciones si el país tiene escaso petróleo, o un incremento correspondiente en las exportaciones para un país exportador de petróleo.

También es esencial cuando se mira a los mercados domésticos que los ingresos estén en gran parte denominados en una moneda fuerte para manejar los problemas potenciales de las tasas de cambio, repatriación de utilidades, etc.

En la mayoría de los casos, en los mercados de exportación, grandes descubrimientos de gas pueden abrirse camino a

una distancia razonable de los mercados, a niveles de precios basados en fundamentos puramente económicos y atados a los precios de combustibles alternativos. El principal riesgo estará relacionado con el comportamiento futuro de los precios del crudo y de la energía.

Es claro que los precios de la energía, artificialmente bajos en los mercados domésticos, impedirán la explotación de descubrimientos de tamaño pequeño o mediano, inadecuados para el mercado de exportación



Lado de arriba del negocio

Actitud de las compañías

Las compañías petroleras internacionales establecerán sus prioridades y líneas de acción hacia arriba considerando un amplio rango de criterios políticos, técnicos, económicos y financieros. En la mayor parte de los casos, estos criterios serán aplicables a todos los hidrocarburos como el petróleo o el gas. Es más frecuente que en una segunda etapa las restricciones específicas del negocio del gas sean tomadas en consideración. Nuevamente, habrá excepciones a esa regla para las áreas conocidas como propensas al gas en donde estas restricciones serán consideradas al inicio de las operaciones.

- ❑ Los primeros criterios cruciales serán técnicos y tratarán con el potencial de hidrocarburos de cada país, cuenca o concesión específicos, y el grado de madurez de las actividades de exploración y explotación en cada país. Habrá necesidad de encontrar el equilibrio correcto entre las áreas de alto potencial, también de alto riesgo (en el sentido geológico), las llamadas áreas de *frontera* y, por el otro lado, las áreas maduras de riesgo de moderado a bajo también con menos remuneración potencial. En otras palabras, las compañías no sólo estarán mirando hacia los *elefantes* que todo el mundo quiere y busca en un ambiente altamente competitivo, sino también hacia los descubrimientos moderados con una *oportunidad geológica* más alta.

Esta visión técnica será ajustada por la percepción del riesgo político (inestabilidad política, cambios frecuentes y repentinos en las políticas, etc.)

- ❑ Otros criterios cruciales, especialmente para las actividades de gas serán las políticas aplicables de fijación de precios ya sea para la exportación o para el consumo local. Como se dijo antes, las prácticas restrictivas podrían disuadir de continuar con actividades hacia arriba.



- ❑ Otros criterios importantes serán:
 - Costos de producción, en gran parte relacionados con tamaño del campo, y el costo del transporte hacia puntos de exportación o hacia el mercado local. Nuevamente este último se volverá crucial para los programas de explotación de gas.
 - Los términos de la tributación para la actividad hacia arriba con las entradas del gobierno proporcionales al potencial y a los costos del hidrocarburo. Estos términos de tributación deberían proporcionar incentivos apropiados para las actividades tanto petroleras como de gas; idealmente, también deberían tener en cuenta las restricciones específicas de las operaciones del gas como ya se describieron. Se debería reconocer que términos de tributación favorables en el lado de arriba pueden volverse puramente "*adornos de vitrina*" en ausencia de políticas realistas de fijación de precios. Estos términos de tributación también deberían ser lo suficientemente flexibles como para permitir un alivio apropiado cuando la industria enfrente una situación de precios deprimidos.
 - Las reglas de participación del gobierno también serán consideradas. Reduce el volumen del recurso y las cantidades de hidrocarburos que permanecerán a disposición de las compañías con, aún en un número de casos, todo el riesgo de la exploración siendo asumido por las compañías.
- ❑ Finalmente, otros aspectos legales resultantes de cláusulas del contrato tales como lapsos apropiados para realizar la exploración, declarar a los descubrimientos comerciales, llevar a cabo planes de desarrollo, etc. también serán tenidos en cuenta.

Marco legal y fiscal

Arreglos contractuales

Un número de los criterios anteriores serán regidos por el marco legal y fiscal resultante de los arreglos contractuales entre gobiernos o entidades estatales y compañías petroleras.



Básicamente existen cuatro tipos diferentes de arreglos contractuales.

Concesión

Bajo el acuerdo de tipo concesión, la compañía tiene un título sobre la producción de hidrocarburos y es propietaria de las instalaciones. Paga impuestos al Gobierno conforme sea pertinente: regalías (gastadas), impuesto corporativo y cualesquiera otros tributos especiales del petróleo.

Repartición de la producción

En el Contrato de Repartición de la Producción (PSC), los derechos sobre el petróleo los conserva el gobierno o, más generalmente, se asignan a entidades estatales que emplean a la compañía como contratista para realizar las operaciones y proporcionar los fondos necesarios. La compañía coge una porción de la producción para recuperar sus costos (costo del petróleo) y obtener una ganancia (porción de la *ganancia del petróleo* sobre el *costo del petróleo*).

Compartir el riesgo

El contrato de compartir el riesgo es básicamente como arriba pero con la recuperación de costos y la repartición de las ganancias de la compañía en términos de *dinero* (valor de la producción). Esto puede crear algunos problemas serios en la definición de los términos de los pagos (moneda local o moneda fuerte/dólar).

Comisión de servicios

Bajo el último tipo, ahora rara vez aplicable, la compañía simplemente recibe una *comisión* para proporcionar servicios técnicos y de administración sin proporcionar los fondos.

Los dos primeros tipos de contratos son de especial importancia para la actividad actual hacia arriba. Los acuerdos de concesión aún rigen las operaciones en la mayoría de los países desarrollados (Europa Occidental y el Mar del Norte, etc.). Los contratos de repartición de la producción ahora tienden a prevalecer en la

mayor parte de los países en desarrollo, algunas veces junto con un número limitado de concesiones viejas que desaparecen progresivamente.

Mientras que las compañías pueden tener una preferencia por los términos de concesión que proporcionan fundamentos legales más firmes y más estabilidad, ahora están acostumbradas a los acuerdos de repartición de la producción.



También debería ser reconocido que, para el mismo tipo de operaciones de producción, las compañías manipularan volúmenes completos de producción en el caso de la concesión, con cantidades más limitadas en los contratos de repartición de la producción (únicamente el costo del petróleo + la porción de la compañía de la ganancia del petróleo) a menos que arreglos específicos de sustentación (al valor de mercado) cubran la porción del gobierno.

Básicamente, tanto los contratos de concesión como los PSC incluyen cláusulas que rigen las fases de exploración y explotación con los siguientes aspectos principales:

- ❑ Un período de exploración de 6 a 10 años, subdividido en 2 o 3 subperíodos con abandono parcial al final de cada uno
- ❑ Cláusulas de declaración de comerciabilidad, y requisitos para proceder con la explotación de descubrimientos comerciales dentro de un límite de tiempo determinado.
- ❑ Derechos automáticos para explotar descubrimientos comerciales por un período de 20 a 25 años (o más), con cláusulas específicas relacionadas con la participación del gobierno, términos de impuestos o condiciones de repartición de utilidades, requisitos del mercado doméstico, fijación de precios, problemas de divisas, etc.

Mientras que las compañías pueden tener una preferencia por los términos de concesión que proporcionan fundamentos legales más firmes y más estabilidad, ahora están acostumbradas a los acuerdos de repartición de la producción



Dentro del alcance de esta presentación no es posible una descripción detallada de estos arreglos pero adelante se describirán algunos de los aspectos más importantes y algunos casos específicos.

Acuerdos tipo concesión: Europa Occidental-Mar del Norte

El grueso de la actividad es realizado por grupos privados.

Los derechos de concesión cubren todos los hidrocarburos (petróleo o gas) descubiertos. Existen requisitos para la participación del gobierno en algunos países principalmente Noruega y los Países Bajos pero ya no se aplican en el Reino Unido.

Con algunas excepciones para el gas, que desaparecen progresivamente, la fijación de precios del petróleo y el gas está determinada por las fuerzas del mercado libre. Existen algunos monopolios de gas estatales que actúan como únicos compradores en los Países Bajos, Italia, Francia y han sido eficaces en el Reino Unido hasta hace poco. La mayor parte de ellos ofrece precios de adquisición basados esencialmente en valores de mercado; partes del mercado se están abriendo progresivamente (estaciones de energía, grandes consumidores industriales).

Los términos de impuestos, incluyendo tributos especiales en el Mar del Norte, producen entradas al gobierno (la participación del gobierno en el margen bruto entre el precio de venta y el costo técnico total) que varían entre 40-50% en Europa Continental y para campos pequeños en el Reino Unido Mar del Norte, hasta 70-80% o más para explotaciones a gran escala (Noruega, Reino Unido). Una tendencia reciente desde 1986 es hacia el aplazamiento completo de las regalías considerando el ambiente deprimido del precio del crudo. Los países de bajo potencial de hidrocarburos (España, Italia, Francia) otorgan alivio tributario especial para los gastos de exploración o permiten la elevación de éstos con propósitos de impuestos.

Historia del caso del Reino Unido para el gas

90

Atrás en los sesenta, todo el gas producido debía ser ofrecido a la British Gas Corporation, una entidad estatal que actuaba como



un comprador monopólico, sin ninguna obligación de pagar valores comerciales, y los precios eran fijados en niveles de alguna manera bajos con condiciones inadecuadas de incrementos relacionados con la inflación, o costo de vida. A pesar de que los incrementos adicionales en los precios están atados a los suministros adicionales, los precios para estos contratos viejos están bastante por debajo de los valores normales de mercado (alrededor del 50%); a la inversa, la tributación específica adicional no se aplica a los viejos campos de gas.

Presionada por la necesidad de suministros adicionales, con importaciones de Noruega, y también por algunas regulaciones que liberaban los suministros (1982-1986), la BGC ha ajustado progresivamente los niveles de precios de nuevos campos para alcanzar una paridad normal con los combustibles alternativos. Los productores ahora tienen la posibilidad de vender gas directamente a las estaciones de energía y a los grandes consumidores industriales.

El resultado de este nuevo ambiente ha sido claramente el restablecimiento de actividades específicas de exploración de gas.

Contratos de repartición de la producción

Países en desarrollo (por fuera de la OPEP)

Los términos de división del costo del petróleo y la ganancia del petróleo varían ampliamente de un país a otro. Algunos países colocan un límite anual sobre el costo del petróleo (hasta 40 u 80% del total de petróleo producido). Las cifras de división de la ganancia del petróleo tienden a estar en promedio alrededor del 60-80% para el Estado y del 40-20% para la compañía (el contratista). Otros aspectos como el tratamiento del exceso del costo del petróleo, el tope de precios, las regalías, el sistema de fila para la división de la ganancia del petróleo también son frecuentes.

En lo que respecta a las cláusulas específicas del gas, ha habido cláusulas que varían ampliamente concernientes al compromiso del contratista en la explotación de recursos de gas. En algunos casos extremos, el gas fue excluido de los términos contractuales con el argumento de que el gas descubierto pertenece únicamente



al Estado, excluyendo a los contratistas de ese segmento específico. Con excepción de Argelia, pero ellos también están revaluando el asunto, la situación actual va de la disposición libre del gas ya sea para la exportación o para el mercado doméstico hasta cláusulas específicas que limitan el acceso al mercado local para entidades estatales. Aun unas cláusulas tan suaves están siendo progresivamente modificadas para abrir el mercado doméstico por lo menos para segmentos específicos del mercado.

Mientras que la fijación de precios del gas para la exportación está basada en las condiciones del mercado libre, (y discutidas libremente con los compradores), los precios domésticos del gas aún permanecen por debajo del valor económico normal en un número de países (en Indonesia y otros). Por el otro lado, otros países, dispuestos a atraer compañías o a proporcionar condiciones favorables para el crecimiento del mercado doméstico establecen cláusulas atando los suministros potenciales del mercado doméstico al valor de mercado establecido por los combustibles alternativos (HFO).

También, cláusulas específicas en los contratos nuevos tienden a reconocer restricciones específicas de tiempo para los proyectos de gas, aumentando el alivio de tiempo entre la declaración de comerciabilidad y el comienzo de la explotación, hasta 5 o 10 años.

En algunos casos (Indonesia, Egipto), la división de la ganancia de hidrocarburos es más favorable para el contratista en el caso de una explotación de gas.

Historia del caso de Egipto para el gas

Los cambios que han tenido lugar en Egipto son una buena ilustración de los términos del gas mejorados con el objeto de estimular a las compañías a proceder con proyectos de explotación de gas para el mercado local, reducir la dependencia del petróleo y liberarlo para la exportación.

La división de la ganancia del gas fue reducida a 75% el Estado y e 25% la compañía (80-20% anteriormente, con la división de la ganancia del petróleo en el rango del 80-90% el Estado y el 20 -10% la compañía). Antes de 1986 todos los depósitos de gas descubrier-

tos estaban reservados para la entidad del Estado EGPC con el objetivo de establecer una *Reserva Nacional de Gas* de 12 TPC.



Otras cláusulas de gas, de particular significado, ahora garantizan un compromiso por parte de EGPC para encontrar mercados locales adecuados para absorber el gas natural producido (tanto asociado como no asociado) y para *tomar - o - pagar* hasta el 75% del volumen contractual de gas. El precio de referencia para el gas natural es el petróleo combustible sobre una base de equivalencia en BTU (50% bajo en azufre, 50% alto en azufre) menos el 15%. El descuento considera el costo de la comercialización y el transporte del gas hasta el consumidor final. La distribución del gas se hace en un punto acordado sobre el sistema de redes del gasoducto nacional establecido por el gobierno.

El resultado de estas nuevas cláusulas ha sido, como en el Reino Unido, un restablecimiento de las actividades específicas de exploración de gas.

Compromiso de las compañías petroleras en las actividades de gas hacia abajo

La mayor parte de las principales compañías petroleras tienen intereses en las actividades de transporte y comercialización del gas, atadas a sus operaciones de producción. Esto es un puro reconocimiento de la interrelación mencionada anteriormente, más cercana que en otra parte, entre el lado de arriba y el lado de abajo. De esta manera, también contribuyen significativamente a las fuertes necesidades de inversión en estos sectores.

La fijación de precios del petróleo y el gas está determinada por las fuerzas del mercado libre. Existen algunos monopolios de gas estatales que actúan como únicos compradores y la mayor parte de ellos ofrece precios de compra basados en valores de mercado

Algunos ejemplos ilustran este último punto.



- El proyecto Troll/Sleipner/Zeepipe en el sector noruego del Mar del Norte cubrirá enormes entregas por gasoducto en Europa Continental y la costa belga. El costo total del proyecto, a precios de 1987, está estimado en 9 billones de dólares, incluyendo el desarrollo costero profundo en Troll y Sleipner. La tubería de 38 a 40 pulgadas cubrirá una distancia de 1.100 Km con una capacidad final de cerca de 15.000 Mm³/año, con un costo que excede los US\$2.000 millones. El proyecto debería estar terminado para 1996-97.
- Las compañías involucradas en las operaciones de producción también serán socias del Zeepipe; Statoil, la entidad estatal noruega tendrá una porción del 60% con participación también de Shell, Norsk Hydro, Exxon, Saga, Mobil, Elf, Total, y Conoco. La tubería operará como una asociación que cobra una tarifa a sus usuarios. El consorcio de compradores europeos incluirá distribuidores de gas alemanes, la Distrigaz belga, la compañía holandesa Gasunie, Gas de France y otras (España, Austria).
- Un típico proyecto de GNL (2 millones de toneladas/año o 2.8 Mm³ / año) en el Sureste asiático, dirigido a exportaciones al Japón debería requerir una inversión total en cadena de cerca de 2 billones, de los cuales 1.7 serían para instalaciones de licuefacción, embarque y recepción (regasificación).

Las compañías internacionales tienen importantes intereses en la transmisión de gas y la GNL diseminados por todo el mundo y están generalmente atados a sus intereses de producción. En un número de casos, estos intereses están a través de asociaciones con los gobiernos y las entidades estatales.

En el Mar del Norte todos los principales operadores (Shell, Esso, BP, Elf, Total, Mobil y otros) participan en las instalaciones de transporte de gas hacia la costa del Reino Unido o hacia Europa Continental, con los principales puntos de llegada al continente en Alemania y Bélgica. La mayor parte de las operaciones de GNL, con excepción de aquellas en Argelia y Libia, también involucran una participación apreciable de grupos privados.



Los grupos privados tienen intereses en la actividad de comercialización del gas, en Europa Occidental. En los Países Bajos, tanto Esso como Shell tienen una participación del 25% en Gasunie (50% del gobierno) que transporta y comercializa el grueso del gas producido en el país, y exporta gas hacia los otros países europeos. Shell, Esso, BP y Mobil tienen participaciones importantes en Ruhrgas, que comercializa cerca del 80% del gas del país (participaciones respectivas 15%, 15%, 25% y 7.4%). Tanto Esso como Shell (50/50 cada una) controlan BEB, otra comercializadora importante de gas (también productora de gas), y son propietarias de acciones en Thyssengas (25% Shell, 25% Esso).

Shell también tiene una participación del 17% en Distrigaz, la principal comercializadora de gas en Bélgica.

Todas las principales compañías (Shell, Esso, Mobil, BP y otras) ahora participan en las ventas directas a clientes industriales y estaciones de energía en el Reino Unido. Tanto Elf como Total también venden gas a los clientes industriales de Francia, a través de asociaciones con Gaz de France.

Resumen y conclusiones

En resumen, el gas natural está jugando un papel creciente en las actividades de las compañías. La participación del gas en las actividades continuará creciendo significativamente en los próximos años con las principales reservas de gas abriéndose camino hacia el mercado.

Considerando el marco del negocio como se describió y reuniendo los comentarios específicos dispersos en los capítulos anteriores, se puede esperar que las políticas y los objetivos de las compañías petroleras en el negocio del gas estén a lo largo de las siguientes líneas:

- Mientras se reconoce el alto potencial del gas como recurso y las oportunidades de negocio que ofrecerá en el futuro, estas políticas y objetivos estarán considerablemente dentro del



marco de aquellos para la exploración y producción de hidrocarburos como un todo.

Entonces, el potencial geológico de los hidrocarburos será un parámetro clave.

Las políticas específicas para gas sólo tendrán lugar para las áreas con alto potencial de gas a una distancia razonable del mercado con los proyectos de gas dirigidos a las exportaciones, y para áreas maduras propensas al gas con descubrimientos de tamaño de pequeño a mediano adecuados para abastecer el mercado doméstico.

- Las políticas de fijación del precio del gas serán un parámetro clave especialmente para el suministro al mercado doméstico. Se le debería dar la debida consideración a los problemas de tasa de cambio. Grandes proyectos de exportación de gas enfrentarán condiciones de mercado libre con los valores de mercado fijados por referencia a combustibles alternativos.
- Los costos de producción, atados considerablemente al tamaño del campo, y el costo potencial de transporte a los puntos de exportación también serán considerados cuidadosamente.
- Los términos de impuestos deberían ser proporcionales al potencial del recurso y los costos proyectados, y proporcionar una flexibilidad conveniente en condiciones de precios deprimidos. Las compañías buscarán otras condiciones contractuales que reflejen las restricciones específicas del negocio del gas, con un tiempo permitido apropiado para evaluar y explotar descubrimientos comerciales potenciales. La participación del gobierno también será considerada.
- Reconociendo el lazo rígido entre las actividades hacia arriba y hacia abajo, y el carácter de alto costo y de intensivos en capital de los sistemas de transporte en distancias largas, la mayor parte de las compañías petroleras estarán dispuestas a formar parte de actividades de transporte y comercialización, según se requiera. Tienen el conocimiento técnico, las

habilidades de comercialización y la capacidad financiera requerida para este compromiso.



Sobre todo, las compañías estarán buscando un rendimiento razonable sobre sus operaciones, proporcional al riesgo involucrado; no esperarían ganancias *inesperadas*; por el contrario, esperarían actitudes de mentalidad abierta por parte de los gobiernos en épocas deprimidas. Tanto los arreglos de concesión como los contratos de repartición de la producción proporcionan los fundamentos convenientes para que las compañías trabajen en cooperación cercana con los gobiernos y las entidades estatales; entienden las diferentes visiones y metas de éstos últimos pero esperarían que tomaran una actitud realista.

Cuadro 1

Mecanismo de Net back

Precio de referencia del crudo 20 S/B con 1bbl = 5.8 MBTU

Todas las cifras están en \$/MBTU

	Area madura Mar del Norte	Proyecto de LNG
<i>Valor CIF del gas país consumidor*</i>	3.5	3.5
• <i>Costo de regasificación</i>	–	(0.6)
• <i>Transporte LNG</i>	–	(0.9 - 1.5)
• <i>Costo de licuefacción</i>	–	(1.0 - 1.3)
<i>Net back FOB del área productora</i>	3.5	1.0 - 0.1
• <i>Tranporte a la costa</i>	(0.50)	(0.10)
<i>Net back del pozo</i>	3.0	0.7 a 0 alrededor de 0.4 promedio
<i>eq. en \$/B</i>	17.4	2.3

NB: El Net back en la boca del pozo es para cubrir (1) el costo técnico total (2) los impuestos, y (3) el margen de ganancia
* Basado en el precio a la paridad con combustibles alternativos



Tabla 1
Estructuras de acuerdos petroleros

Concesiones de producción

Concesionario : Tiene título sobre la producción de hidrocarburos
: Realiza las actividades de exploración y producción y es propietario de las instalaciones

: Paga regalías, el impuesto corporativo y otros tributos específicos del petróleo al gobierno

Contrato de repartición de la producción

GVT asigna derechos sobre el petróleo a entidades estatales, las cuales emplean contratistas para realizar las operaciones y proporcionar los fondos necesarios para la exploración, la explotación y la producción

GVT/entidades estatales son propietarias de la producción y las instalaciones

La compañía (contratista) toma una porción de la producción para recuperar sus costos (costo del petróleo) y obtener una ganancia (porción de la ganancia del petróleo sobre el costo del petróleo)

Contrato de repartición del riesgo

Como arriba, pero la compañía/contratista recupera los costos y obtiene la ganancia en términos de dinero (valor de la producción)

Contrato puro de servicio

Compañía : realiza operaciones por cuenta de GVT únicamente proporcionando servicios técnicos y administrativos

: Recibe una comisión a cambio

Capítulo 2

Modelo Francés

Philippe Bourcier ■

El modelo francés

Julián García ■

Comentarios al modelo francés

Preguntas y respuestas ■

Philippe Bourcier

Director de Estudios Económicos y Financieros

Sociedad Francesa de Estudios y Realizaciones de Equipamientos para Gas

Estructura y regulación del mercado francés de gas

A finales de la Segunda Guerra Mundial, la producción y distribución del gas manufacturado, principalmente el del carbón, se dividió entre un número de empresas locales de varios tamaños, incluyendo empresas privadas independientes y subsidiarias de empresas mineras de carbón. El gas natural sólo se usaba en el sureste del país, en donde una compañía estatal petrolera, Régie Autonome des Pétroles, había descubierto un campo (Saint-Marcet) y había construido una red local de transmisión.

En 1946, las compañías que negociaban con la producción, transmisión y distribución de gas manufacturado se nacionalizaron, con excepción de unas pocas compañías pequeñas y algunas redes locales de distribución las cuales eran operadas por los municipios. Más del 90% del mercado francés de gas fue transferido a Gaz de France, una empresa de servicio público estatal, responsable de la transmisión y distribución del gas.

En 1951, una empresa controlada por el Estado, Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine descubrió un gran campo de gas en el sureste (Lacq), con el cual comenzó a desarrollar la industria del gas a través de una costosa red de transmisión y distribución. El gas manufacturado fue progresivamente reemplazado por la producción de Lacq, luego por el aumento de importaciones hechas de Argelia (las cuales comenzaron en 1964), Holanda (1967), Rusia (1976) y Noruega (1977).



En 1990, Francia consumió 25 MTPE de gas natural, de los cuales 2.4 MTPE representaron la producción nacional, el resto fue importado de Rusia (34,3%), Argelia (32,7%), Noruega (19,7%) y Holanda (13,3%). La participación de gas natural en el consumo total de energía primaria fue del 12%, una cifra muy baja si la comparamos con los grandes países industriales europeos: 46% en Holanda, 26% en Italia, 22% en el Reino Unido, 18% en Alemania, 17% en Bélgica. La contribución, relativamente pequeña, de gas natural en Francia, se debe al desarrollo de un gran programa nuclear llevado a cabo a comienzos de 1974, el cual actualmente proporciona un 75% de la electricidad. La electricidad se ha desarrollado en todos los sectores económicos.

La especificidad de la industria francesa de gas debe resumirse así:

- Una gran empresa estatal de gas con monopolio sobre las importaciones, monopolio compartido sobre la transmisión y un tanto de monopolio de la distribución.
- Una situación muy competitiva donde los mercados cautivos son limitados, la mayoría de ellos siendo “competidos” por una electricidad nuclear barata.
- Un sistema de regulación que se basa en la personalidad jurídica de la compañía de gas, con un compromiso estatal que, en 1991, se convirtió en un acuerdo contractual de 3 años entre el Estado y Gaz de France.

La estructura de la industria de gas

Estructura global

La estructura actual de la industria francesa de gas es un resultado de la Ley de Nacionalización de 1946, la cual tuvo su enfoque en el gas manufacturado, dejando las oportunidades de desarrollar sus propios descubrimientos de gas natural a las empresas estatales. Lacq representó la primera gran oportunidad.

FIGURA 1
La estructura de la industria francesa del gas
1990



<i>Producción Nacional</i>	<i>Elf Aquitaine</i>	31 TWH
<i>Importaciones</i>	<i>Gaz de France (Monopolio)</i>	319 TWH
<i>Transmisión</i>	<i>Gaz de France</i>	75%
	<i>Compagnie Française du Méthane (GDF 50% - Elf 50%)</i>	18%
	<i>Société Nationale du Gaz Du'Ouest</i>	7%
<i>Distribución</i>	<i>Gaz de France</i>	96%
	<i>Municipal Régies</i>	4%

Producción

La mayor parte de la producción nacional de gas natural (97%) viene del sureste de los campos de gas de Elf Aquitaine (Lacq es aún el más grande). Elf Aquitaine, una compañía petrolera controlada por el gobierno, ha surgido de las consolidaciones hechas entre Régie Autonome des Pétroles (descubridor de Saint-Marcet), Bureau de Recherches Pétrolières (1966) luego Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine, descubridor de Lacq (1976).

La contribución relativamente pequeña de gas natural en Francia, se debe al desarrollo de un gran programa nuclear llevado a cabo a comienzos de 1974, el cual proporciona un 75% de la electricidad



La producción nacional de gas natural llegó a un máximo en 1978 (11.300 millones de metros cúbicos) y luego declinó regularmente. En 1990, la producción nacional fue de 30.9 TWH; el 50% de esta producción fue vendida a Gaz de France, el otro 50% a la Compagnie Francaise du Méthane, Société Nationale des gaz du Sud-Ouest y a la red de transmisión de Elf (*Figura 1*).

Importaciones

A Gaz de France se le concedió una posición de monopolio sobre las importaciones. La empresa de gas importa gas natural de Rusia, Argelia, Noruega y Holanda. Una parte de las importaciones de Noruega procede de la producción del Mar del Norte de Elf Aquitaine y es retrocedida a la red de Elf. Otra parte de las importaciones se hace a nombre de Enagas y Distrigas y se reexporta.

Transmisión

La transmisión de gas se hace a través de tres compañías diferentes:

Gaz de France, opera un sistema de transmisión con 12 instalaciones de almacenamiento subterráneo y 2 terminales de GNL.

Société Nationale des Gaz du Sud-Ouest (SNGSO), un consorcio formado entre Elf Aquitaine (70%) y Gaz de France (30%) el cual posee una red de transmisión de 3.100 km para gas natural procedente originalmente de los campos de gas de Elf; esta empresa suministra gas a los distribuidores públicos del sudeste y a la mayoría de los clientes industriales del área.

Compagnie Francaise du Méthane (CFM), un consorcio formado entre Gaz de France (50%) y Elf (50%) el cual utiliza parte de la red de Gaz de France para transportar el gas natural que procede de:

- Campos nacionales
- Parte de las importaciones de Gaz de France y
- Parte de la producción del gas noruego de Elf Aquitaine.



Además de esto, Elf directamente provee gas a unos pocos clientes industriales a través de sus propias líneas. El gas natural que proviene del sistema de transmisión se vende a grandes clientes industriales y redes de distribución.

Las conducciones de SNGSO y CFM son reguladas por un arreglo contractual firmado entre Elf y Gaz de France. Este contrato prevé las condiciones de precios, las cantidades y las sobretasas de alquiler.

Distribución

La mayoría de las redes de distribución local pertenecen a Gaz de France, con excepción de algunos municipios que no tuvieron que ver con la nacionalización de 1946. Los más importantes son: Bourdeaux, Grenoble, Strasbourg, Metz, Colmar y Dreux. Estos municipios no están autorizados para extender sus redes más allá de sus límites actuales.

La distribución de gas natural se lleva a cabo junto con la distribución de electricidad por una división conjunta de Gaz de France y Electricité de France. 9 millones de clientes reciben gas natural; 25 millones reciben electricidad. La división conjunta de distribución está organizada por 8 redes de distribución, 18 distritos regionales y 100 áreas de distribución que son las unidades básicas para las actividades de gas y electricidad.

Fragmentación del mercado

Las ventas de gas natural se encuentran clasificadas en dos grandes categorías: las ventas que provienen del sistema de transmisión y las que provienen de la distribución pública.

Las ventas procedentes del sistema de transmisión incluyen grandes clientes industriales, la industria de fertilizantes, que utiliza el gas natural como almacenamiento y los municipios (Régies) que tienen su propio sistema público de distribución.



Las ventas provenientes de las distribuciones públicas (Gaz de France) cubren varios tipos de clientes: pequeños y grandes consumidores, pequeñas empresas de servicios, sistemas de calefacción (para viviendas o servicios) y pequeñas firmas industriales, las cuales no están directamente conectadas al sistema de transmisión.

La participación de estas diferentes categorías se indica en el *Cuadro 1*.

Cada tipo de mercado tiene su propia especificidad con relación a:

- Las condiciones de distribución y costos relacionados
- Modulación y condiciones de interruptibilidad
- Precio promedio
- Estructura tarifaria
- Condiciones de competencia

Dentro de la situación tan atípica del mercado energético francés, las condiciones actuales de competencia en cada sección, tienen que ser examinadas con mucha atención.

La dinámica de la competencia

Dos de las ya mencionadas partes del mercado podrían ser consideradas como mercados cautivos: la industria de fertilizantes, que usa gas natural como almacenamiento y las Régies. Sin embargo, varias formas de competencia prevalecen en todos los mercados, lo cual se explica debido a la disponibilidad de la electricidad nuclear.

Industria

Los clientes industriales son directamente abastecidos con gas natural, por medio del sistema de transmisión para los más

CUADRO 1 Fragmentación del mercado



Tipo de ventas	Tipo de clientes	Participación % (*)
<i>Ventas del sistema de transmisión</i>	<i>Grandes clientes industriales</i>	19.0
	<i>Industria de Fertilizantes</i>	5.4
	<i>Municipalidades</i>	1.8
<i>Ventas de distribuciones públicas</i>	<i>Familias pequeñas</i>	2.2
	<i>Otras familias</i>	23.2
	<i>Servicios pequeños</i>	36.9
	<i>Sistemas de calefacción</i>	11.5
	<i>Industria</i>	11.5
	<i>TOTAL</i>	<i>100%</i>

(*) Estimativos en volúmenes para 1990

grandes, o a través de las distribuciones públicas. Los arreglos contractuales frecuentemente se elaboran con una cláusula de interruptibilidad. Algunas industrias utilizan el gas natural debido a su calidad específica, pero en la mayoría de los casos el gas natural es considerado como un combustible sustituible que puede ser reemplazado por la electricidad, los derivados del carbón o el petróleo a corto o largo plazo.

A nivel global, la participación del gas natural aumentó lentamente entre 1973 y 1990 pero el aumento de la participación eléctrica es mucho más importante, con:

Algunas industrias utilizan el gas natural debido a su calidad específica, pero en la mayoría de los casos el gas natural es considerado como un combustible sustituible que puede ser reemplazado por la electricidad, los derivados del carbón o el petróleo a corto o largo plazo

- La electricidad para usos muy específicos, donde Electricité de France ha promocionado agresivamente grandes divisas.



- La electricidad de verano, la cual es vendida a precios muy bajos, puede combinarse con aceite combustible en invierno.

Considerando estas condiciones de competencia, un gran número de empresas industriales ha implantado modelos flexibles, los cuales permiten cambiar de un combustible a otro dependiendo de las condiciones de precios (competencia de mercado a la vista).

Fertilizantes

La industria de fertilizantes podría considerarse como un mercado cautivo para el gas natural. Sin embargo, el precio del gas natural es un elemento clave de competencia para la producción nacional de fertilizantes el cual tiene que competir con las importaciones. Por consiguiente, la negociación para el precio del gas natural está directamente influenciada por las condiciones de competencia que prevalecen en el mercado internacional. (Competencia indirecta).

Municipalidades

Las municipalidades también pueden considerarse como mercados cautivos ya que no tienen opción y deben comprar sus necesidades de gas natural a Gaz de France. Sin embargo, el precio de gas natural vendido a las municipalidades está actualizado, dentro de los principios de tarificación, con el precio de otros clientes del sistema de transmisión.

Por lo tanto, las municipalidades se benefician de un mercado altamente competitivo para los clientes industriales (competencia trasladante)

Residencial

La contribución de cada forma de energía para usos diferentes está indicado en el *Cuadro 2* con la evolución entre 1986 y 1990. La única parte en donde el gas natural tiene una posición de liderazgo para el sistema de calefacción es en HLM o casas construidas con ayuda financiera del Estado o municipalidades.

CUADRO 2

Residencial: participación del consumo final de energía (%)



	Gas	Electricidad	Fuel Oil	Calefacción Urbana	Otros
<i>Cocción</i>					
1986	23	35			42 (1)
1989	21	40			39 (1)
<i>Agua caliente</i>					
1986	28	48	18		6 (2)
1989	34	47	15		6 (2)
<i>Espacio para calefacción</i>					
<i>Particular</i>					
1986	33.6	28.6	28.5		9.3
1990	33.7	34.7	23.3		8.3
<i>Colectiva</i>					
1986	34.5		53.3	10.2	2.0
1989	42.0		45.0	11.0	2.0
<i>De la cual HLM (3)</i>					
1988	45.0	11.4	36.6		
Fuente: CEREN - Ministro de la Industria					
(1) Gas Licuado principalmente					
(2) Gas Licuado y carbón					
(3) Vivienda Social					

fuertes competencias por parte de otros combustibles, particularmente por parte de la electricidad. Podrían darse las siguientes razones:

- Cada casa o apartamento debe provisionarse con electricidad, no con gas; en este proceso asimétrico EDF automáticamente propone la calefacción eléctrica con tarifas atractivas para el usuario.



- El costo de inversión para el sistema de calefacción eléctrica es mucho más bajo que para la instalación del gas y además, ahorra espacio. Entre más pequeña sea la casa, más altas son las ventajas de tener electricidad. En el mercado de vivienda, la gente es más consciente del costo inicial de instalación que de los futuros costos de uso. En las viviendas sociales se da un mayor enfoque económico racional al gas natural.

Estos argumentos explican la posición de liderazgo de la electricidad en Francia. En el mercado de nueva vivienda, la participación de la electricidad en el espacio del calentamiento (o tasa de penetración) es del 68% (1990) y 25% para el gas natural. En otros países europeos, el gas es el combustible líder de este mercado: 91% en Holanda, 77% en el Reino Unido, 60 % en Italia y 56% en Alemania (cifras en 1985).

Comercial

En el sector comercial, el gas natural también está enfrentando competencia por parte de la electricidad pero en terrenos más sofisticados. (Cuadro 3). EDF está en capacidad de proponer sistemas bi-energéticos (electricidad de verano y fuel oil en invierno) para sistemas continuos (por ejemplo, calentamiento para panaderías, lavanderías y otras actividades) o equipos reversibles que proporcionen calefacción en invierno y aire acondicionado en verano.

La mayoría de los mercados de gas, pueden verse en el mercado energético francés, como mercados disputables. Estos mercados están afrontando varias formas de competencia:

- *Competencia directa*, ya sea instantánea o marginal, en donde el gas natural compite con otros combustibles, en las instalaciones ya existentes o en la construcción de nuevas instalaciones.
- *Competencia indirecta*, en donde el gas natural, como consumo básico contribuye al costo final, el cual tiene que ser competitivo en el mercado internacional.

CUADRO 3
Sector comercial



	Participación de la energía para la calefacción	Participación de la energía en nuevas construcciones	
	1988 (%)	1985(%)	1990(%)
<i>Gas Natural</i>	30.64	32	37
<i>Electricidad</i>	16.18	41	38
<i>Otros</i>	53.18	26	25
<i>Fuel oil</i>	39.62		

Fuentes: CEREN y GDF

- ❑ *Competencia trasladante*, en donde las condiciones de competencia en los mercados libres, son automáticamente transferidas a los supuestos mercados cautivos.

Regulación de la industria de gas francés

Bajo la Ley de Nacionalización de 1946, a las empresas públicas se les dio una Misión de Servicio Público, la cual tiene la obligación, como en el caso de la electricidad, de suministrar a cualquier cliente en cualquier parte del país. Esta obligación no es aplicable al gas debido a las diferencias en la economía de distribución.

Se supone que el Estado protege el interés público general, el cual, en ciertos casos, podría estar en contra de los objetivos de una empresa estatal.
"Lo que es bueno para Gaz de France no es necesariamente bueno para la nación"

Dentro de este marco general se han fijado varias formas de control y regulación estatal. Después de una descripción de toda la



organización de control y regulación, examinaremos los principios de tarificación de aquel entonces y el Contrato de Gestión firmado en 1991 entre el gobierno y Gaz de France.

La organización de control y regulación estatal

Las relaciones entre el Estado y las corporaciones estatales suscitaron un mayor problema, el de la naturaleza del Estado. El Estado, representado por el gobierno y la administración, debería considerarse bajo cinco funciones y responsabilidades diferentes (D. Maillard, 1988):

- El Estado, como entidad con responsabilidad de aplicar la Ley
- El Estado, como único accionista de las empresas publicas
- El Estado, como ente responsable de la regulación de monopolios naturales
- El Estado, asegurando que el status de los empleados de las empresas se aplica bien y
- El gobierno, como conductor de una política.

Estas cinco funciones y responsabilidades podrían parecer contradictorias potencialmente. Ellas reflejan el alto grado de concentración y centralización del sistema político-económico francés.

La combinación de estos cinco elementos forman el llamado *Poder de Tutela*, por ejemplo, el poder que tienen el gobierno y la administración sobre la empresa para controlar y ejercer una intervención directa con relación a todos los problemas que se consideran parte de las ya mencionadas responsabilidades.

Industria (a través de su dirección de gas y electricidad). Es aún más significativo y complejo, cuando intervienen el presidente de una compañía, el Ministro de la Industria y el Primer Ministro.

Aplicación de la ley por parte del Estado

La primera responsabilidad de tutela es asegurar que la Ley de Nacionalización de 1946 se cumpla junto con todos los decretos que la acompañan. Esta se refiere a la seguridad pública, la protección del medio ambiente, las reglas de seguridad, la atribución de concesiones y el procedimiento específico de utilidad pública que se concede a las plantas industriales, líneas de gas, instalaciones de almacenamiento, etc. En este sentido, se supone que el Estado protege el interés público general, el cual, en ciertos casos, podría estar en contra de los objetivos de una empresa estatal. "Lo que es bueno para Gaz de France no es necesariamente bueno para la nación".

El Estado como accionista único

Esto implica una completa responsabilidad por parte del gobierno de velar por el capital de la nación. Ya que la maximización de la utilidad no es el principal objetivo, se espera un retorno social de capital. Este concepto nunca ha sido definido con precisión; éste tiene que ser considerado totalmente y no por una empresa individual, ya que el Estado tiene un mayor control en varias empresas de combustibles competentes: gas natural, como también electricidad (EDF), carbón (CDF), gasolina (Elf y TOTAL) (Cuadro 4).

Por lo tanto, los conflictos de intereses tienen que ser consolidados para interés público general, solicitando un número de arbitrajes.

Siendo el único accionista, el Estado designa la mayoría de los miembros de la junta y sus presidentes. La junta de cada compañía estatal tiene 18 directores: 6 representantes del Estado, 6 miembros seleccionados por el Estado para su experiencia y 6 miembros elegidos por los sindicatos. Con tal estructura, la junta no es un lugar donde se tomen decisiones sino un lugar donde se discute la orientación general de la compañía.





CUADRO 4
El oligopolio energético francés en 1989

Compañías	Sector	Ventas	Ganancias Netas (Miles de Millones de FF)	Status
<i>Elf</i>	<i>Gas de petróleo</i>	148	7.20	<i>Controlado por el Estado</i>
<i>EDF</i>	<i>Electricidad</i>	147	4.20	<i>Estatad</i>
<i>Total</i>	<i>Petróleo</i>	107	2.20	<i>Controlado por el Estado</i>
<i>GDF</i>	<i>Gas</i>	39	0.04	<i>Estatad</i>
<i>Shell</i>	<i>Petróleo</i>	38	2.80	<i>Privada</i>
<i>BP</i>	<i>Petróleo</i>	23	1.20	<i>Privada</i>
<i>Esso</i>	<i>Petróleo</i>	18	0.80	<i>Privada</i>
<i>CDF</i>	<i>Carbón</i>	11	0.10	<i>Estatad</i>
<i>Mobil</i>	<i>Petróleo</i>	9	0.04	<i>Privada</i>

Fuente: Le Nouvel Economiste, noviembre 1990

Las decisiones de mayor envergadura son tomadas después de las discusiones privadas, sostenidas entre el Presidente y la Autoridad de Tutela, la cual se mantiene informada de los métodos de tutela, evolución de productividad, proyectos de inversión y mayores prioridades estratégicas. Con relación a este aspecto, las varias funciones y responsabilidades del Estado podrían ser incompatibles.

Además de la administración, existen otras agencias estatales responsables del control de las empresas del Estado: Cours des Comptes, Fonds de Developpement Economique et Social, C.I.C.S. Además, se designa una misión de control o comisaría de gobierno para cada empresa.

El Estado como regulador de monopolios naturales

En muchos países, la regulación del monopolio natural se basa en la idea de evitar el poder del mercado y la captura de la renta de monopolio por una organización privada que opera en un

mercado no competitivo; el problema consiste en limitar las ganancias.



El enfoque que tienen los franceses, sobre el monopolio natural, es completamente diferente. Los monopolios naturales se convierten en propiedad del Estado y tienen que ser administrados en términos de retorno social, no en términos de tasa justa de rendimiento. La tarea que desempeña el regulador se concentra en los principios de tarificación, los cuales se supone que aseguran un óptimo social. El trabajo de Boiteau sobre tarificación de costo marginal es muy conocido. La teoría de las tasas de gas han sido menos elaboradas pero básicamente siguen la misma filosofía (ver más adelante). Sobre este asunto, la administración vigila con sigilo las estructuras tarifarias y los niveles propuestos por Gaz de France, otras compañías de transmisión y las municipalidades. Los precios del gas son regulados por la Ordenanza de Diciembre 1º de 1986 y el Decreto del 20 de noviembre de 1990. De acuerdo con estas decisiones gubernamentales:

- ❑ Las compañías de transmisión publican sus tarifas y el Ministerio de Hacienda puede vetarlas durante los 15 días subsiguientes. En la práctica, el Ministerio de Hacienda se ha retirado de su poder de veto, mas no de las discusiones preliminares.
- ❑ Los precios, a nivel de distribución, pueden variar de acuerdo con las limitaciones impuestas por el Ministerio de Hacienda. Las unidades de distribución publican sus tarifas y el Ministerio puede vetarlas durante los 7 días posteriores.

En Francia, los monopolios naturales se convierten en propiedad del Estado y tienen que ser administrados en términos de retorno social, no en términos de tasa justa de rendimiento. El regulador se basa en los principios de tarificación, los cuales, se supone, que aseguran un óptimo social

El Estado como guardián social

La Ley de Nacionalización ha concedido esta responsabilidad social a la Administración, la cual dio (o confirmó) un Estado social específico a los empleados de estas empresas.



El gobierno como conductor de esta política

Esta última función es mucho más controvertida, debido a que es altamente política. Las empresas estatales son, para cualquier gobierno, un medio para aliviar ciertas restricciones del medio económico, principalmente: empleo, inversión, inflación, (los precios energéticos pesan en el índice de precios del consumidor), deudas del país, y aún la financiación de los partidos políticos. Para ciertas metas generales de política económica (independencia energética o diversificación de suministro) una intervención por parte del Estado podría ser discutida y comprendida. En la mayoría de los casos, sin embargo, la razón es menos convincente y la empresa estatal podría estar desestabilizada con relación a sus propias estrategias y objetivos, sometidas al oportunismo político y a las decisiones de los altos mandatarios. Parece que ahí tenemos una de las principales debilidades del sistema francés de regulación.

Estas cinco diferentes funciones y responsabilidades presentan un aspecto general aparentemente confuso. Es probable, que por esta razón, en 1991 las relaciones entre el Estado y algunas empresas estatales se hayan formalizado a través de acuerdos contractuales, llamados Contratos de Gestión, firmados entre el gobierno y las empresas, por un periodo de 3 años. El contrato de Gestión de Gaz de France, se examinará más adelante.

Principios de tarificación

El gas natural es un combustible que casi siempre es sustituido por otro. En Francia, las posibilidades de sustitución atañen tanto a los derivados del carbón y del petróleo como a los eléctricos, inclusive a los de calefacción central. Con respecto a esto, el precio del gas natural puede considerarse desde dos puntos de vista diferentes: un enfoque de costo y un enfoque de valor del mercado:

- Para el vendedor, el precio final debe necesariamente cubrir todos los costos incurridos: compra de gas natural, transmisión, almacenamiento, modulación, distribución y manejo de

los clientes. Estos costos deben reflejar el costo marginal de las diferentes operaciones e inversiones, por ejemplo, el costo de desarrollo de la red.

- Para el comprador, el gas natural tiene un valor de mercado, el cual está representado por el precio máximo que el consumidor está dispuesto a pagar, por ejemplo, algo que sea ligeramente menos costoso que el combustible sustituible. El valor de mercado del gas natural está estrictamente determinado por combustibles competidos.



Una empresa privada que busca una maximización de utilidades podría perfectamente fijar una política de precios con base en el valor del mercado. La discriminación de precio sería el resultado de tal estrategia, ya que dos clientes similares podrían también tener dos valores diferentes de mercado. A Gaz de France, no se le permite seguir tal conducta. De acuerdo con su misión de servicio público, debe evitar cualquier tipo de discriminación con clientes que tienen un consumo similar, la misma modulación y localización. Por lo tanto, los principios de tarificación están basados en el enfoque de costos, aunque en ciertos casos, el valor final del mercado podría ser considerado.

La estructura de las tarifas contempla todos los costos incurridos desde la compra del gas natural, hasta la puerta del sistema de transmisión y hasta la remisión final a las diferentes clases de clientes. Todos los costos de desarrollo incurridos se añaden al precio promedio de suministro. El precio de suministro del gas natural representa, en promedio, el 70% del precio final del gas pero esto varía desde el 90% para grandes clientes industriales, hasta el 50% para pequeños clientes particulares. Hay que tener en cuenta todos los costos marginales, por lo tanto, se proponen dos tipos de tarifas para:

- Los clientes del sistema de transmisión y
- Los clientes de la distribución pública.

Clientes del sistema de transmisión

Pertenecen primordialmente a las grandes firmas industriales; aproximadamente representan un 30% de las ventas de Gaz de



France. Se les propone una tarifa de suscripción y ellos a su vez se comprometen a comprar una cierta cantidad de gas natural. La estructura tarifaria tiene en cuenta el volumen de gas que se consume durante el invierno (5 meses) y durante el verano (7 meses), ofreciendo un precio más bajo durante el verano. Si se exceden, se cobran las multas acordadas, especialmente durante el invierno.

Distribuciones públicas

Se compra el gas natural al sistema de transmisión que cumpla las condiciones de los contratos de suscripción. Los costos administrativos, tanto de los clientes como los de distribución, son agregados al precio. Los costos de distribución deben incluir los diferentes costos incurridos para el suministro a clientes nuevos. De la misma manera, las ayudas comerciales que podrían ser necesarias para incrementar la atracción por el gas natural en los mercados que sean muy competitivos.

De acuerdo con el consumo anual, se proponen 5 tipos de tarifas para los clientes de distribuciones públicas (*Cuadro 5*). Ellas varían: desde viviendas particulares donde utilizan el gas natural para cocción, hasta unidades industriales o equipos de calefacción.

El nivel de consumo anual, refleja la forma de utilización del gas y la modulación resultante de la demanda. Un consumo menor a los 1000 KWh/añual, indica un uso de gas tan sólo para cocinar, con muy poca modulación y demanda máxima diaria de 1000/300 aproximadamente. Un consumo mayor a los 7000 KWh, indica que el gas natural se usa para calefacción, calentamiento del agua y cocción; la modulación aumenta y la demanda máxima diaria puede alcanzar los 7000 (o más)/100 contando con un consumo del 75% de consumo anual durante el invierno.

Con relación al costo de distribución, un aumento en el nivel del consumo anual tiene dos efectos opuestos:

- éste aumenta el costo de modulación debido a que el consumo aumenta durante el invierno y

CUADRO 5

Tarifas

Clientes de Distribución Pública



Tipo	Clientes	Volúmenes KWh/año
<i>Base</i>	<i>Familias pequeñas</i>	<i>0 a 1.000</i>
<i>B 0</i>	<i>Viviendas (cocción - agua caliente)</i>	<i>1.000 a 7.000</i>
<i>B 1</i>	<i>Viviendas (calefacción de ambiente)</i>	<i>7.000 a 30.000</i>
<i>B 21</i>	<i>Sistemas de calefacción colectiva</i>	<i>30.000 a 300.000</i>
<i>B 2S</i>	<i>Grandes sistemas de calefacción</i>	<i>más de 300.000</i>

Fuente: Gaz de France

- éste reduce el costo de distribución a través de las escalas de la economía. El efecto positivo (economías de escala) es mayor que el negativo (la modulación).

Estos costos diferentes se reflejan en las tarifas con una prima constante y un precio proporcional. Sólo la tarifa B2S, para grandes consumidores, se fija con dos precios proporcionales: uno para el verano y otro para el invierno.

Además de estas tarifas, Gaz de France propone condiciones especiales para los clientes, cuyo equipo les permita el uso de gas

natural u otro combustible (generalmente fuel oil). Se les ofrece un descuento en el precio o un bono, bajo acuerdos contractuales interruptibles si ellos aceptan cambiar, a solicitud, de gas natural a un combustible sustituible. Las condiciones de ventas

A Gaz de France no se le permite la discriminación de precio. De acuerdo con su misión de servicio público, debe evitar cualquier tipo de discriminación con clientes que tienen un consumo similar, la misma modulación y localización



interrumpibles aseguran la competencia de gas natural con una garantía de estabilidad. El descuento representa un costo adicional de seguridad el cual es transferible al cliente.

El "contrato de gestión"

El primer contrato de gestión se firmó en febrero de 1991 entre el gobierno francés (El Ministro de Hacienda y el Ministro de la Industria) representantes del Estado y Gaz de France. En este contrato, ambas partes definen los principales objetivos de la empresa para el período 1991/1993. Las opciones estratégicas de Gaz de France, se definen dentro del servicio general que esta empresa presta como Misión de Servicio Público, pero tiene una libertad, casi total, con relación a los medios que debe adoptar para el alcance de sus objetivos.

Se pueden enfatizar cuatro elementos principales:

- El desarrollo de los negocios
- La política comercial
- Los objetivos económicos y financieros y
- El seguimiento.

El Desarrollo de los negocios

Gaz de France expresa su voluntad para desarrollar, aprovechando de su pericia, los tradicionales negocios de: suministro, transmisión y distribución de gas natural. La compañía tratará de mejorar sus ejecuciones y las comparará con las de otras empresas. A través de esta exposición, se puede notar la alusión que se hace a la competencia comparativa. Lo que está claramente anunciado en el desarrollo de los negocios –con un acuerdo oficial por parte del Estado– es aumentar la presencia de la compañía en el escenario internacional y en los mercados. Esta orientación estratégica está directamente relacionada con la internacionalización del crecimiento de los mercados de gas y el fortalecimiento de la



competencia dentro y fuera de Francia. Los mercados extranjeros aparecen como nuevas oportunidades para que la empresa venda su pericia y experiencia en las ventas de servicios o a través de una participación directa. (Para Gaz de France y su afiliado Sofregaz). Podemos ver tres objetivos, así:

- ❑ El desarrollo de la transmisión de gas para otros países.
- ❑ La participación en el desarrollo del gas en los países productores de gas, como también en los *nuevos* países productores en Europa Occidental (Portugal, Grecia), Europa Oriental y los países en vía de desarrollo (India, China, Corea, Malasia),
- ❑ El desarrollo de las tecnologías en ejecución en los países completamente desarrollados como América del Norte.

Política comercial

Como se expresó anteriormente, Gaz de France está enfrentando un ambiente bastante competitivo en Francia. Para encontrar su propio camino y extender sus mercados, la firma tiene que poner más atención a la demanda y seguir con más detenimiento las preferencias de los clientes. Esto implica el cambio de una oferta tradicional a una estrategia de demanda más dispuesta. En otras palabras, Gaz de France intenta mirar con más cautela los usos del gas natural, con el fin de vender calor en vez de gas natural en ciertos casos, para promover la cogeneración y examinar el desarrollo de los vehículos a gas. Esto puede lograrse a través de acciones cooperativas con los consumidores particulares, promotores residenciales, industriales, municipalidades y difusión de una mayor información.

Para la empresa, se propone un mínimo del 30% de gas natural para la calefacción de las nuevas viviendas en 1991.

Objetivos económicos y financieros

Estas metas son:

- ❑ Para los años 1991, 1992, 1993 el objetivo financiero consiste en reducir el actual nivel de deuda de la empresa, en 4 billones



de francos franceses (20.3 billones de francos en diciembre 31 de 1990).

- ❑ Durante el período 1991-1993, debe lograrse una disminución de por lo menos el 2% anual del costo liberado, independientemente de la evolución del precio de oferta.
- ❑ Las tarifas deben tomar en cuenta estos objetivos; la actual estructura de tarifas, tendrá que separadamente tener en cuenta i) la evolución exógena de los precios de suministro y ii) la evolución endógena de los costos de transmisión y distribución.

El seguimiento

El gobierno y Gaz de France aceptan revisar anualmente el grado de ejecución del contrato, especialmente con relación a:

- Los objetivos financieros
- El aumento en la productividad
- Las ejecuciones comerciales
- La calidad del producto despachado.

Todos los elementos detallados, los cuales tienen que ser revisados, se encuentran en una lista anexa al contrato.

Conclusión

La industria francesa de gas opera dentro de un contexto energético global, el cual es casi único en Europa.

El desarrollo de la electricidad nuclear ha traído competencia en la mayoría de los mercados energéticos, incluso, en los que tradicionalmente eran suministrados por gas natural. La competencia es actual y potencial, directa e indirecta e inclusive trasladada hacia supuestos mercados cautivos.

Los principios teóricos de tarificación a costo marginal, estrictamente no puede aplicarse por más tiempo (Bergounoux, Careme, Mosconi, 1986).

La organización de la industria francesa de gas actualmente se enfrenta con la voluntad que tiene la CEE de lograr una desreglamentación a través de:



- Fin del monopolio en las importaciones de gas
- Acceso de una tercera parte en los sistemas de transmisión de gas
- No tener en cuenta el costo sino la transparencia de los precios.

Por ahora (noviembre de 1991), el gobierno francés y Gaz de France debaten la posición de Bruselas con el mayor argumento que la deregulación podría, a largo plazo, ser dañina para la organización del suministro de gas natural del país.

Referencias bibliográficas



Allais, M.

La Gestión des Houillères Nationalisées. Paris: Imprimerie Nationales, 1951

Bergougnoux J., Careme F., Mosconi J.J.

"Tarification et Financement Quelques approches dans le cas d'E.D.F". *Economies et Sociétés, Cahiers de U.S.M.E.A* - Série Energie N° 2. 1986

Chevalier J.M., Barbet Ph., Benzoni L.

Economie de l'Energie. Paris: Presses de la Fondation Nationales des Sciences Politiques, 1986

Gaz de France, Annual Reports, Statistics

Maillard D.

"Les décisions de politique énergétique" Université de Paris IX Dauphine, Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matieres Premieres" Colloque "La décision énergétique est-elle perfectible?", Mai 1988

Ministry of Industry

Tableaux des consommations d'énergie en France, Publication annuelle de l'Observatoire de l'énergie .

Julián García

Asesor de Hidrocarburos y Carbón, Comisión Nacional de Energía

Comentarios del modelo francés

A continuación se presentan unos comentarios al modelo francés ya presentado, en términos de examinar el esquema institucional de la industria gasífera francesa frente al caso colombiano. La metodología a seguir parte de una premisa, que más o menos se trata de aplicar en administración y que dice en términos sencillos que "estructura sigue estrategia"¹. Por tanto, en esta presentación se mira la estrategia que ha seguido Francia. Se trata de examinar la estrategia para este sector en Colombia y, con base en esto, se examina la estructura en Francia y los cuestionamientos que surgen en la formulación de una estructura para Colombia.

En este análisis de estrategia, se deben distinguir dos aspectos: de un lado, está lo que se desea para el largo plazo, que se puede asociar a lo teórico y supone que todas las cosas se dan. Por ejemplo, en el largo plazo hay el deseo de internacionalización, apertura y competencia perfecta. Eso es lo ideal. Es el modelo que está escogiendo Colombia. Pero por otro lado, hay que considerar también, qué es lo que se espera que se logre en el mediano plazo, es algo más realista. Indudablemente, no todas las condiciones se darán. No se puede contar con que la apertura va a lograrse 100%, ni con que todos los precios en un mediano plazo, estarán al nivel de sus costos de oportunidad. Se debe hacer el diseño teniendo presente ese gran objetivo para el largo plazo, pero también se debe considerar el realismo, que las cosas no se dan en la práctica con esa precisión.

1 Modelo de Chandler.



A continuación se hacen entonces, nueve comentarios de los elementos más importantes que se pueden identificar del modelo francés.

El líder de la industria

El primer comentario es sobre el *líder* de la industria, entendiendo por líder el ente que planea la industria y se asegura que las acciones se den para su desarrollo. El líder es entonces, elemento fundamental de un cambio. Si se quiere que una empresa, una actividad, proyecto o programa, salga adelante, lo primero que se necesita es un líder que lo mueva. Si no hay un líder claro, probablemente la cosa no saldrá adelante. Aparentemente esto no es tan cierto, al mirar los dos extremos de líderes posibles: de un lado, hay los casos donde, como el de Estados Unidos, que se examinará en este seminario, el líder es una especie de *mane invisible*; explicado en una economía cerca de la competencia perfecta. No obstante, hay toda una regulación del Estado que va orientando la industria, sin un líder aparente. Y el otro extremo, es precisamente el caso francés, en donde el líder es el que hace todo, desde la planeación, hasta la misma realización de las acciones, como se verá más adelante.

En forma muy sucinta los elementos de la estructura del caso francés son: nacionalización, beneficio social sobre maximización de utilidades, monopolios naturales son propiedad del Estado. Son principios de estrategia en Francia, el centralismo y la búsqueda de la competitividad. En el campo energético específicamente, la estrategia no pone al gas como un energético tan fundamental como en otros países de Europa pues ponen más énfasis, por ejemplo, en la energía nuclear. ¿Cuál es la estructura que sale o que sigue a esa estrategia? Un líder. En este caso lo han dividido en dos líderes, pues la estrategia se divide en dos negocios: la extracción, con un líder que es Elf, y la transmisión y distribución, con un líder que es Gas de Francia. Como ya se anotó, son líderes que hacen todo: planean y hacen todas las acciones. No se aseguran a través de otros, sino que estas mismas empresas ejecutan todas las acciones.



Recientemente a raíz de los cambios en la Comunidad Económica Europea se está cuestionando, no la estructura, sino la estrategia. Se está pidiendo un poco más de apertura. Y es el resultado de ese cuestionamiento de la estrategia lo que explica el cuestionamiento a la estructura, si se sigue la premisa a la que se hace mención en este documento *la estructura sigue la estrategia*.

En el caso colombiano, hay aspectos de la estrategia que todavía no están tan claros, y así el primer comentario es: mientras no se tenga una estrategia clara, no se puede tener una claridad sobre la estructura que se deba tener.

Sin mucho análisis, los elementos que se pueden identificar de la estrategia en Colombia son: redefinición del papel del Estado en su rol como inversionista, elemento que está por clarificar. Entonces, ¿hasta dónde llega la prioridad en lo social? ¿Hasta dónde debe o puede invertir el Estado en actividades industriales y comerciales? ¿Cuál es el papel del Estado como promotor? ¿Cuál es su papel financiando las distorsiones que, en la práctica, siempre habrá? ¿Cuál es el papel del Estado como generador de utilidades? Se debe clarificar si se quiere que la única fuente de ingresos del Estado sean los impuestos o también los negocios en sectores estratégicos. ¿Qué negocios o actividades de la economía quiere el Estado controlar?

Indudablemente, cada día entra más la competitividad dentro de la estrategia del Estado. Como se dijo, las condiciones equivalentes a las de competencia perfecta se quieren, pero no se sabe qué tan pronto se lograrán ni en cuáles sectores de la economía.

Y por último, en el área energética, en lo que concierne al gas, la estrategia, principalmente desde el año 86, ha sido desarrollar la industria. Definitivamente, se quiere el gas.

Se dice que hay prioridad en la inversión social, pero eso no quiere decir que el Estado no deba hacer otras cosas. No todos los recursos públicos se destinarán para hospitales y escuelas



¿Qué comentarios se pueden hacer sobre el líder, como elemento de la estructura, al examinar los pocos e imprecisos elementos de la estrategia? En primer término, es si el líder debe ser uno cuyo único tema en la agenda sea el gas natural. Como es sabido, el gas en Ecopetrol es una de las cerca de 40 divisiones de la empresa. Siendo simplista es uno de los 40 temas. Tal vez unas administraciones lo vuelven más de un cuarentavo, mientras otras le dan un tratamiento de menos de un cuarentavo; se está sujeto a eso. La pregunta es si se quiere un líder, cuyo único tema en la agenda sea el gas, y qué tan fuerte se quiere al líder. El segundo cuestionamiento es si debe ser estatal o si debe ser privado. Indudablemente, del examen de la estrategia, se concluye que la economía colombiana se acerca a la competencia perfecta o su equivalente. Pero siendo realistas, falta bastante. Así, no es atrevido sugerir que el Estado tenga que estar con un papel importante en el liderazgo. La pregunta es: ¿qué tanta participación debe tener el sector privado en ese líder?

¿Ese líder debe ser solamente un planeador? ¿Debe ser un promotor? ¿Debe ser un inversionista? ¿Debe ser un operador? Las respuestas se identifican fácilmente cuando se clarifique la estrategia en lo teórico, o deseado, y en lo práctico, o esperado.

Producción de gas natural

El siguiente elemento de esa estructura es lo que se refiere al negocio de la producción. En el modelo francés, los elementos estratégicos son: nacionalización y búsqueda de competitividad. La estructura que resulta es un Elf muy fuerte. La competitividad se prueba en gran medida con una exposición de la empresa a nivel internacional, complementado con una apertura a inversionistas extranjeros. Obviamente, vende a un precio con criterios competitivos.

En el caso colombiano, en el área de producción la estrategia es: el Estado es el dueño del recurso natural y su administrador; se reconoce y desea tecnología y capital privado; se reconoce el riesgo del negocio y se premia el capital de riesgo; además se tiene, dentro de la estrategia de largo plazo, unas señales de precio. Pero, la pregunta es si en el mediano plazo se lograrán los objetivos que

se persiguen con esa estrategia, específicamente, encontrar gas natural.



¿Cuáles son los planteamientos que se pueden hacer sobre la estructura para Colombia? En cuanto a los contratos de asociación, como el mecanismo de la actividad privada, la pregunta es si se debe tener un contrato de asociación especial para gas natural. Al gas natural se le ha tomado como una copia del petróleo. Su contratación y legislación se ha tratado de asimilar a la del petróleo. ¿Debe haber un contrato específico para gas natural? En petróleo los incentivos al inversionista son principalmente el precio y demás condiciones financieras que determinen la rentabilidad del negocio (ej. tributación), mientras en gas natural unos incentivos bien importantes son las expectativas sobre el mercado, su existencia y evolución, así como la infraestructura de transporte y distribución disponibles. Otro punto es que Ecopetrol, como productor, está recibiendo unos precios diferentes de los otros productores; entonces, las preguntas son si Ecopetrol debe recibir el mismo precio que los asociados, si se aplica el concepto de costo de agotamiento, y quién lo percibe.

La siguiente pregunta es si el sistema de precios que se tiene se debe continuar o se puede perfeccionar. Hoy se paga un precio en campo, independientemente de su ubicación. En el caso del petróleo, contrariamente a lo del gas, se paga según la distancia, porque el precio se reconoce en refinería, de tal manera que un campo lejano recibe menor precio. En gas natural no ocurre así. ¿Se debe considerar la distancia en el precio en campo?

El siguiente punto es, ¿cuál debe ser el precio de referencia? ¿Se debe continuar haciendo referencia al precio del fuel-oil? ¿Qué correspondencia hay con el mercado internacional o situación de la industria en otros países?

¿Es prudente preguntar también por el sitio de venta del productor? ¿En campo o en troncal? Y, ¿a quién debe vender el productor: al consumidor, al transportador o al distribuidor? Estos son algunos cuestionamientos sobre los cuales no hay respuestas claras, y en parte porque tampoco hay unas estrategias claras todavía.



Transporte

En el modelo francés, de nuevo prima la nacionalización y el bienestar social sobre la maximización de utilidades. La estructura es un Gas de Francia como monopolio, que lo comparte en un pequeño porcentaje con Elf.

Para el caso colombiano, hay inquietudes en la estrategia de hasta dónde se quiere llegar con el gas natural. ¿Solamente donde sea rentable financieramente? ¿Donde sea rentable en términos sociales? ¿Hasta dónde llegar con el sistema de transporte? ¿Cuál es el criterio?

Además cabe preguntar por el mecanismo de promoción para la actividad de transmisión. En materia de propiedad, hoy en día la propiedad del gas transportado está en Ecopetrol. ¿Deberá seguir siendo así? ¿Puede ser propiedad también de los otros productores, de los distribuidores o de los mismos transportadores?

Otro punto de importancia tiene que ver con el mecanismo de competencia. La pregunta es sobre el riesgo del negocio. ¿Está éste en el volumen que se logre transportar, en el precio, quitando el sistema de tarifas, o en los mercados que logre un sistema de transmisión?

Y la última inquietud, que se plantea aquí sobre la estructura, es si el transporte debe ser privado, mixto, del Estado o una combinación de todos. Hoy se tiene casos en donde es solamente del Estado, como Apiay-Bogotá; donde hay una mezcla ente privado y Estado; y casos mixtos.

Importación

¿Quién hace la importación? En el modelo francés, el elemento de la estrategia es la nacionalización y, entonces, la estructura es un Gas de Francia monopolio en la importación. Hoy en día, se está cuestionando eso, porque se está cuestionando la estrategia. En el caso colombiano, surgen de nuevo los cuestionamientos de la estrategia, con el nuevo papel del Estado y las señales de precios.

Podrá ser libre la importación y lograr mayor participación privada en la medida en que se den las señales adecuadas de precio, o se vea un mecanismo para sustituir eso. Mientras no se den las condiciones, tal vez la conclusión es que tiene que ser el Estado el importador.



Distribución

En Francia, los elementos de la estrategia son nacionalización y competitividad; la estructura es Gas de Francia con un 96% de la distribución y algunas municipalidades con el resto. La competencia se busca a través del precio, relacionándolo con otros energéticos, además de tener una segmentación del mercado. En el caso colombiano, los elementos de la estrategia son, como se ha visto, el nuevo papel del Estado, asegurar la competencia y las señales adecuadas de precios. Y por último la cuestión del riesgo, esto es, si la industria está bajo riesgo o no. Se puede concluir que efectivamente hay una estrategia de riesgo para ese sector de la distribución. A cuestionar sobre la estructura se tiene: primero, si deben ser solamente los privados, si debe ser mixto y si, en ciertas condiciones, deben ser, o pueden ser, las municipalidades o, inclusive, si pueden participar los mismos consumidores en la distribución y aún en el transporte.

Es necesario también clarificar la segmentación del mercado. En el país se tiene el sistema de estratos socioeconómicos y diferenciación entre residencial, comercial e industrial. ¿Se aplica esto también al gas natural? ¿Cambiará el país su estrategia en materia de servicios públicos?

La orientación hacia el cliente que se ve en el caso francés, contrasta con el caso colombiano en el cual, al igual que en Latinoamérica, la orientación en el sector energético es más por el lado de la oferta que por el lado de la demanda

Al igual que en el caso del transporte cabe la pregunta sobre el mecanismo de competencia, si debe ser con precio o con volumen, porque el margen está fijo. Adicionalmente, se debe clarificar la



estrategia de precios de los energéticos, o sea, la competencia del gas con sus sustitutos. ¿Se debe ligar el precio al consumidor también con el precio internacional del fuel-oil?

Consumo

Los elementos de la estrategia en Francia, se fundamentan en la prestación de servicio donde se justifique económicamente; se busca un óptimo económico en el consumo energético. ¿Cuál es la estructura? Se llega con gas solamente a regiones, donde se justifica económicamente. Se premia la flexibilidad de la sustitución (por ejemplo, si una empresa fácilmente, durante el invierno o el verano, puede cambiar de energético, tiene un premio en términos de tarifa); se asegura que siempre haya un sustituto disponible, en la mayoría de los casos energía eléctrica. En el caso colombiano, es relativamente reciente el esfuerzo por planeamiento integral del sector energético, como estrategia; esto implica, entre otros, un cambio cultural que toma su tiempo. Hay incertidumbre sobre la aproximación a unos precios relativos de los energéticos apropiados, que no es solamente elevar los precios, sino, y por lo menos como medida inmediata, que guarden sus debidas proporciones. La pregunta es si los movimientos en precio son lo deseado o lo esperado.

En cuanto a la promoción, o premio a la flexibilidad, la pregunta es qué tan interesados estamos en promover que una empresa fácilmente se pueda cambiar de un energético a otro, pues esto tiene un costo que debe ser comparable con los precios relativos. Una posibilidad para el manejo de este asunto es invitar a los consumidores a participar en la industria, por ejemplo, con su participación en sociedades para el manejo de troncales o redes de distribución.

Regulación y Control



se hace, principalmente, a través de tarifas. La regulación para Gas de Francia, consiste en que esta empresa propone un esquema de tarifas para aceptación por parte del Gobierno. En el caso colombiano, hay unos elementos de estrategia, como evitar monopolios, que han resultado del marco constitucional y lo que este deriva, por ejemplo, en términos de los controles de tarifas de servicios públicos, aspectos que están en revisión. ¿Qué estructura resulta de ese cambio en la estrategia? ¿Habrá una comisión reguladora? ¿Quién hará el arbitraje de los conflictos en la industria?

Empresas del Estado

En Francia, entre los elementos de la estrategia se resalta el hecho de que priman los objetivos macro sobre los de la empresa estatal. Se distinguen dos negocios, el de la extracción y el de la transmisión y distribución. Se quiere competitividad como principio para el manejo del Estado, y hay una orientación hacia el cliente, en principio, como manejo del Estado. ¿Qué resulta de eso? En términos de estructura, que hay dos empresas estatales, una para cada negocio, y la una le vende a la otra. ¿Cómo se examina la competencia? En ambas empresas, la competencia se examina con su exposición a nivel internacional. Y, ¿cómo son las relaciones entre las empresas y el Estado? Recientemente están trabajando en unos contratos de objetivos.

En el caso colombiano, como elementos de la estrategia, ¿priman también los objetivos macro sobre los de la empresa estatal? Se tiene el modelo de empresas industriales y comerciales del Estado, como Ecopetrol, que no es un instituto. Es una empresa descentralizada e industrial y comercial y, por lo tanto, busca también la generación de utilidades. Se debe tener en cuenta que en la estrategia colombiana hay unos subsidios, sobre los que no hay mucha claridad porque la misma empresa maneja muchos negocios y unos subsidian a otros. La orientación hacia el cliente que se ve en el caso francés, contrasta con el caso colombiano en el cual, al igual que en Latinoamérica, la orientación en el sector energético es más por el lado de la oferta que por el lado de la



demanda. Indudablemente esto determina en gran medida la estructura. En Francia, por ejemplo, la empresa que trabaja con los clientes y crea mercados (Gas de Francia) no es la misma productora (Elf y otros).

Las inquietudes que resultan alrededor de la estructura, en cuanto a las empresas del Estado son: Uno, ¿cómo asegurar condiciones de competencia, por ejemplo, con el precio? Dos, ¿quién define el subsidio, cómo se clarifica, quién lo asume y, por supuesto, se continuará con el subsidio? Tercero, ¿qué mecanismo de seguimiento de la empresa es conveniente por parte del gobierno? En Francia, se ensayan unos contratos de objetivos. Ecopetrol, actualmente, está tratando de usar un sistema parecido, de proponer un plan de desarrollo para la empresa para consideración y acuerdo con el gobierno. Lo lógico es, primero acordar los objetivos y luego hacer seguimiento de sus logros y de los factores que los determinan. Entonces, los contratos de gestión en que se viene trabajando con el gobierno central deberían hacerse después de aprobado un plan de desarrollo con unos objetivos.

La siguiente inquietud tiene que ver con la conveniencia de tener dos empresas del Estado, una para el petróleo y otra para el gas natural, lo cual depende, también, de la fuerza que uno le quiere dar al gas natural como actividad del Estado. Si se quiere que la participación del sector gas en el sector residencial pase del 3.5% actual al 4.5 ó 5%, probablemente no se necesita una empresa aparte y no se necesitará tanta orientación al cliente; pero si se quiere que la participación en el sector residencial pase del 3.5% al 20%, o 25% en el mediano plazo, indudablemente, es necesario hacer mayores esfuerzos de liderazgo de la industria y será necesaria una mayor orientación al cliente, a la demanda, y en ese caso, probablemente, sí se justifique una nueva entidad.

Tarifas de distribución

En el caso francés, los elementos de estrategia buscan el bienestar social sobre la maximización de utilidades, evitar pérdidas financieras para las empresas, y se tiene el principio de



sustituibilidad entre energéticos como base de la competencia. ¿Qué resulta de eso? Unas tarifas que se negocian con el gobierno y que se busca cubran los costos de abastecimiento y compitan con otros energéticos, cada uno a su costo. Como se comentó más arriba, el valor del producto no es tanto la guía para determinar las tarifas en Francia, sino su costo de abastecimiento. Se consideran los sustitutos, y lo que se negocia con la mayoría del mercado se extrapola para los mercados cautivos.

En el caso colombiano, ¿qué elementos de estrategia hay? ¿Se está buscando privatización? Es lo deseable en el largo plazo. Se busca, también, que el precio sea igual al costo económico. Pero, se debe considerar también lo esperado para el mediano plazo, pues no todo lo deseado se logrará en la realidad. ¿Qué resulta entonces de estructura? Se debe planear para una situación en la que no hay certeza de que los precios al consumidor estén en el nivel deseado. No hay claridad de que los subsidios se eliminen en el mediano plazo y esto determina la estructura viable.

Los anteriores son algunos comentarios sobre el modelo francés con la perspectiva de la industria de gas en Colombia. Se ha tratado de plantear una serie de interrogantes para contribuir al análisis de la estructura apropiada para el país a la luz de la experiencia internacional.

Preguntas y respuestas

Moderador: Jaime Maldonado

Jefe Unidad de Infraestructura, Departamento Nacional de Planeación.

Pregunta del auditorio

Como uno de los objetivos de éste seminario es fijar unas políticas, para el manejo del gas en el país, no sólo de gas natural, sino también del GLP, yo le agradecería mucho al conferencista algunos comentarios sobre la situación del GLP en Francia. ¿Cómo ha sido el desarrollo del GLP en el pasado, cómo es actualmente y cómo va a ser en el futuro? Y de antemano, me permito hacer ésta misma solicitud a todos los conferencistas, pues para poder fijar una política en Colombia, donde el GLP ha sido y continuará siendo importante, sin duda, sería muy interesante conocer la situación del GLP en los diferentes países.

R: *Philippe Bourcier: En Francia, GLP es una industria cubierta por varias compañías y también Gas de Francia. Gas de Francia distribuye GLP en algunos lugares y de ésta manera está preparando el mercado futuro para el gas natural. En términos generales, el mercado del GLP no es un mercado predominante en Francia, se utiliza primordialmente en las áreas más remotas.*

Gas de Francia no tiene ninguna obligación de abastecer gas, y en la mayoría de las áreas en donde no se puede abastecer el gas natural se utiliza el GLP.

Pregunta del auditorio

Simplemente, quisiera hacer un comentario, no sobre la presentación del señor Bourcier, sino sobre lo que dijo el señor García. No quisiera dejar en la audiencia la impresión de que la exploración y la producción del gas en Francia y las actividades relacionadas, están bajo el monopolio de Elf, porque ese no es el caso. Las actividades de producción y de exploración en Francia están totalmente abiertas a las compañías y empresas privadas. Simplemente, ha ocurrido que, debido a razones históricas, el 98% de la producción del gas en Francia está controlada por Elf. Pero podría ocurrir mañana mismo que cualquier otra compañía privada encuentre un campo grande de gas en Francia, y estaría en total libertad para desarrollarlo, producirlo y negociar la tarifa con Gas de

Francia o cualquier compañía de transporte. De hecho, lo que yo quería enfatizar es que no existe un monopolio en las actividades de exploración y producción del gas en Francia.



Pregunta del auditorio

Quisiera preguntarle al conferencista: cuando usted habla en su presentación sobre economías de escala, yo quisiera saber si tiene el caso de que el que consume más es el que paga menos por metro cúbico de gas. Porque en su presentación yo vi que durante el invierno los mayores consumidores tenían una forma de bono. Por lo tanto, podría usted hablar particularmente sobre esta economía de escala, para decir que el que consume más paga menos.

R: P.B.: *Yo dije que los precios relacionados con costos son más bajos cuando la cantidad es mayor, porque el costo total está representado por los costos de inversión total; entonces, si se aumentan las cantidades el precio unitario disminuye. No es que sea una economía de escala. Sin embargo, cuando este aumento en la cantidad ocurre durante el invierno, existen otros costos agregados, especialmente los costos en modulación, y éste es un efecto negativo porque entonces se aumenta el costo total.*

Yo no diría que el precio disminuya porque la cantidad total aumente, sino más bien que ésta es la ventaja de tener contratos de suscripción. Ahí sí se tiene una cantidad fija sobre la cual se suscribe. Esto da algunas ventajas en términos de precios.

Pregunta del auditorio

Tengo dos preguntas sobre el sistema Francés. La primera es sobre quién, realmente, decide que los costos son razonables. ¿Se hace solamente una auditoría de los costos o se comparan con otros costos de otras entidades, empresas públicas de otros países? ¿Quién decide finalmente que los costos son razonables y admisibles?

La otra pregunta está relacionada con el mercado cautivo de fertilizantes. Este es un mercado cautivo en Francia y, entonces, se negocian los precios entre Gas de Francia y las compañías de fertilizantes. ¿Qué pasa, si los precios de los fertilizantes bajan tanto que realmente no sea razonable vender su gas en cierto precio? ¿Ustedes subirían? ¿O qué pasa exactamente en este caso?



R: P.B.: *En cuanto a los fertilizantes, que fue su segunda pregunta, yo nunca llegué a hablar sobre los precios, y su relación con el mercado internacional. El precio del gas para la industria de fertilizantes, se negocia con los productores de fertilizantes, basándose en el precio del mercado del gas que se utiliza en la industria de fertilizantes. Nunca nos ha ocurrido que el valor del mercado sea inferior a los costos, entonces, yo no podría darle a usted un ejemplo. Si ocurriera así, yo creo que habría varias alternativas: se podría subsidiar el abastecimiento de gas o se podría también entrar a reconsiderar la producción de fertilizantes.*

En cuanto a su primera pregunta, sobre quién decide la razonabilidad de los precios y la validez de los costos, el sistema regulatorio es bastante complejo. Hay muchas personas encargadas de vigilar esto. En primer lugar, tenemos al gerente de Gas de Francia, porque Gas de Francia tiene su propia organización administrativa, sus propios procedimientos para velar por el precio más competitivo en los distintos sectores, tanto en términos de inversión como de operaciones. Y estos procedimientos administrativos se encuentran bajo la vigilancia del control del Ministerio de Industria, que es el ente regulatorio de Gas de Francia. Entonces, yo no podría decir que haya una persona específica que sea designada para ejercer esta labor, sino más bien que es el resultado de amplias discusiones y de una consideración completa y análisis de la estructuración de ellas.

Pregunta del auditorio

Ha habido mucha discusión, sobre cuando la misma compañía es la que distribuye ambos energéticos. Parece que ustedes han logrado integrar un modelo exitoso al respecto, de manejar competencia entre energéticos, gas y electricidad, sosteniendo una unión a nivel de distribución, donde es la misma unidad la que distribuye tanto electricidad como gas. ¿Por qué cree usted que ese modelo ha sido exitoso?

R: P.B.: *Nosotros nos hemos asociado para distribuir productos que compiten entre sí, y yo creo que el éxito de esta combinación se debe, principalmente, al interés que han mostrado los clientes en este tipo de sistemas. Porque un cliente que recibe una sola factura por concepto de gas y electricidad tiene ventajas. Si tiene algún problema con el abastecimiento de electricidad o de gas, tiene un solo ente al cual remitirse, y esto satisface mucho a nuestros clientes. Yo diría que todo radica en la satisfacción del cliente, y que a esto se debe el éxito del modelo que nosotros hemos implantado. Las compañías se han*

visto obligadas a adaptarse a las necesidades del cliente, a llegar a él con todo lo que le satisfaga, y así ha sido en Francia.

Pregunta del auditorio



Quisiéramos saber, cuál es el papel que ha desempeñado el gas natural en el campo de la carburación, en comparación con la gasolina y el gas propano.

R: P.B.: *En Francia, el mercado de la carburación con gas para los automóviles no se ha desarrollado. Incluso, para el GLP, su utilización ha tenido un desarrollo tardío para la utilización en automóviles, particularmente porque lo impiden restricciones de carácter fiscal. El gobierno, durante mucho tiempo, ha mostrado reticencia a la utilización del GLP para efectos de carburación. La utilización del GLP fue una tendencia que empezó a implantarse hace unos 5 ó 6 años y apenas ahora estamos empezando con el desarrollo de la utilización del gas natural para este tipo de aplicaciones. Pero, de hecho, en comparación con Italia, Nueva Zelanda y otros países del mundo, realmente estamos retrasados.*

El gas no se utiliza para la generación de electricidad en Francia, porque nosotros tenemos un programa nuclear bastante amplio. Entonces, hay dos sectores importantes que existen en otros países y que en Francia no se consideran, que son la electricidad y la industria automotriz. La carburación con gas natural no se ha utilizado.

Pregunta del auditorio

Siendo el objetivo de la Comunidad Económica Europea tener a Europa libre de limitaciones y restricciones en el futuro cercano, ¿está Gas de Francia preparada para abandonar su monopolio? ¿Qué tanto podrá soportar la presión del Mercado Común Europeo y, finalmente, abandonar su monopolio?

R: P.B.: *Esa es la pregunta del millón. En realidad, no estoy en posición de darle a usted una respuesta exacta, sin embargo, al final de mi presentación di algunas luces sobre su pregunta. Por el momento, Gas de Francia tiene el apoyo total del gobierno de Francia, y ninguno de los dos está de acuerdo con los intentos del Mercado Común Europeo de que la compañía abandone este monopolio. Nosotros consideramos que este monopolio es muy importante,*



debido a la estructura única y especial del gas en Francia. Cuando existen importaciones hasta del 90% de gas, y dadas las características de estas importaciones, que requieren contratos a largo plazo de abastecimiento de gas, tanto el gobierno como la compañía han considerado que, para efectos de proteger al usuario final, al cliente final, sería muy difícil interrumpir todo este proceso en este momento; esto tendría efectos muy adversos. De pronto, se podrían hacer arreglos especiales para clientes muy grandes, que puedan encontrar otras fuentes de abastecimiento específicas.

Personalmente, creo que, obviamente, va a haber algún tipo de evolución, porque este es un problema planteado a gran escala en Europa. No lo podemos evitar. Pero creo que la solución será muy gradual y progresiva. Creo que vamos a empezar con mercados muy específicos, proveedores muy específicos. Obviamente se romperá en algún momento, dado el monopolio, pero no creo que sea inmediato. Creo que se va a necesitar tiempo para que eso ocurra.

Pregunta del auditorio

Usted mencionaba que el gas no era usado en gran escala para la generación de energía eléctrica a nivel industrial allá. ¿Tienen ustedes alguna regulación especial sobre estos aspectos?

R: P.B.: *No. Esto no es resultado de ninguna reglamentación, sino más bien de una política y una estrategia. Se decidió, a mediados del decenio de los 70, que tendríamos un programa grande de energía nuclear, y como resultado, tenemos más o menos unas 50 plantas de generación nuclear. Así, no había cabida para otros combustibles, salvo durante el invierno; en el período del invierno sí hay algunas plantas de energía que utilizan combustibles para cubrir los momentos pico. Pero el gas natural, como les decía, no se ha considerado aún. En el momento, se está pensando en introducirlo en el futuro, para reemplazar el fuel-oil durante los períodos de demanda pico, pero eso es todo.*

Pregunta del auditorio

Yo creo que el análisis realizado por Julián García es un análisis muy bueno, porque realizó una comparación de la estrategia, la estructura, para los casos tanto de Francia como de Colombia; pero, me parece que también fue realizado bajo el punto de vista del sistema existente en Francia, y resultaría muy interesante ver cómo era el sistema francés hace unos 40 años, cuando se



adoptó la decisión de orientarse hacia lo que tienen en la actualidad. Para mí sería valioso pensar por qué el gobierno francés, que tenía en ese momento un sistema con participación privada, decidió cambiar de dirección y optar por la dirección que optaron. En el caso de Colombia estamos hablando de un mercado pequeño. Con la perspectiva de una expansión del mercado, sería necesario construir gasoductos grandes, entonces, no se sabe si debe participar el Estado o no, si deben ser las compañías privadas. Me parece que Francia tuvo una experiencia interesante a este respecto. ¿Podría usted comentar sobre ella?

R. P.B.: *Yo quisiera remitirme, una vez más, al sector de la electricidad, al comentar sobre su pregunta. Cuando Gas de Francia empezó, cuando se descubrió el campo de Lacq, en los 50, la primera aplicación para el gas natural fue, en realidad, la producción de electricidad. La compañía petrolera que descubrió el campo de Lacq firmó un contrato con Electricidad de Francia, para poder producir electricidad. En ese momento, se consideraba que la producción de la electricidad era un buen vector para desarrollar la utilización del gas natural y amortizar las inversiones pico, que eran necesarias en ese momento. Y no se tenía mercado, entonces, había que construir un mercado del gas, pero eso requiere mucho tiempo. La generación de la electricidad, con frecuencia, no da cabida a plazos tan largos. Generalmente, se trata de mercados que deben establecerse muy rápidamente, y que pueden ayudar a preparar un mercado ampliado, en el cual se puede favorecer el uso del gas mucho mejor que la electricidad, y, ciertamente, eso era lo que se pretendía hacer en ese momento; además, porque en esa época no estábamos utilizando la cogeneración. Por esa razón, la eficiencia de las plantas era inferior a la que tenemos en la actualidad.*

Creo que en el paralelo realizado con Colombia, sí habría que tener en cuenta esa época. Sería mejor hacerlo con ese momento. Considerando la nacionalización de la distribución, la situación era muy diferente, porque el gas manufacturado se encontraba totalmente disperso a través de todo el país. Yo diría que la nacionalización fue más por razones políticas, que económicas y después, con la introducción del gas natural, se reinsertó la economía dentro de esta decisión política.

Pregunta del auditorio

Entiendo que Electricité de France tuvo el contrato de gerencia por algunos años, por los últimos 4 o 5 años. Luego Gas de Francia está comenzando ese contrato de gerencia. ¿Cuál ha sido la experiencia en Francia en términos de



la efectividad del contrato de gerencia y los mecanismos para obtener eficiencia en un sector, frente a lo que pudiera ser logrado a través de un sistema abierto a la competencia?

R: P.B.: *La experiencia es muy corta. Hace menos de un año que se firmó el contrato de administración con Gas de Francia; se firmó unos meses antes con Electricité de France, y creo que el mayor progreso demostrado a través de estos contratos es que la administración de la compañía puede mirar más allá de lo que podía hacer en el pasado. Se trata de contratos con un término de tres años. Por lo tanto, la política tarifaria y los gerentes de la compañía tienen mayor confianza. En este momento, estamos seguros que las políticas tarifarias no van a estar influidas tanto por el gobierno, porque se hacen sobre la base de un presupuesto anual.*

Siempre y cuando que al final del primer año el objetivo asignado a Gas de Francia y Electricité de France, alcancen estos objetivos, están seguros que en los años subsiguientes no se van a ver influidos por la situación gubernamental, sino que pueden fijar sus tarifas sobre la base del rendimiento económico de la compañía; y para ellos esto es mucho mejor, es una mejor guía para el futuro.

Pregunta del auditorio

Quiero preguntar cómo comparan ustedes el precio de venta a los consumidores del gas en Francia con los países vecinos, tales como Alemania, España y el Reino Unido.

R: P.B.: *No le voy a dar cifras. Ya les dije que en Francia, el precio del gas está en competencia con el precio de los otros combustibles, y especialmente con el precio de la electricidad, y nosotros estamos exportando electricidad a países vecinos. Por ejemplo, exportamos electricidad a Alemania, y esta electricidad en Alemania compite con el gas. Esta es la primera respuesta que le puedo dar. Otra, es que nosotros tenemos el mismo precio de abastecimiento que los países vecinos. Las negociaciones con los abastecedores, como Rusia o Alemania, se basan en el precio o el valor de mercado. Y nosotros sabemos que tenemos un precio de abastecimiento que es consistente con los otros. No es igual, porque el precio de abastecimiento toma en cuenta el costo de la inversión necesaria para la transmisión del gas hacia el otro país. Entonces, desde este punto de vista, nosotros nos comparamos muy bien con los otros países, y tenemos un nivel de competitividad muy bueno también.*

Capítulo 3

Modelo Español

José Musté ■

El modelo español

Jaime García Peña ■

Comentarios al modelo español

Preguntas y respuestas ■

José Musté

Adjunto al Consejero Delegado de Catalana de Gas S.A.

La industria del gas en España

Antecedentes históricos

La industria del gas empezó a desarrollarse en España en la mitad del siglo XIX, como el resto de Europa, con fábricas de gas manufacturado a partir de la destilación de la hulla. Su desarrollo fue muy importante puesto que en un corto tiempo se construyeron más de 57 fábricas, de las cuales 28 estaban localizadas en capitales de Provincias. La zona más desarrollada fue Cataluña con 26 fábricas del total citado.

A principios del siglo XX la aparición de la electricidad hidráulica y la grave crisis del carbón como consecuencia de la Primera Guerra Mundial, obligaron a la industria del gas a buscar nuevos mercados, entrando con fuerza en el uso para cocinas y agua caliente sanitaria.

En la década de los 60, la industria del gas manufacturado pasó su mayor crisis por el encarecimiento del carbón y las grandes disponibilidades de productos petrolíferos. En España se constituyó la sociedad estatal Butano S.A. y se inició, de forma masiva, la distribución de GLP en botellas. Para sobrevivir era preciso afrontar un cambio tecnológico y se optó por utilizar las naftas ligeras en un proceso de cracking catalítico, para seguir produciendo el gas manufacturado. Este hecho supuso el cierre de 13 fábricas que no pudieron hacer frente a los costos de reconversión.

La modernización provocó una modificación profunda en la relación capital/trabajo ya que en el período 1960-1969 se doblaron



las ventas de gas (320 Mm³ a 605 Mm³) mientras que las organizaciones productivas se reducían en un 33% (5.450 personas a 3.750 personas en 1969).

La reestructuración salvó al sector gasista español de su práctica desaparición frente a la competencia cada día más potente del sector eléctrico y de los GLP.

Como hemos citado anteriormente, el Estado fundó en 1958 la Sociedad Butano, S.A. para comercializar en régimen de monopolio el propano y el butano. Las ventas de GLP pasaron de las 90 Tm en 1957 a prácticamente 2 millones de toneladas en 1975 con más de 10 millones de usuarios. En la actualidad estas cifras son 2,4 millones de Tm y más de 14 millones de usuarios.

El gas natural aparece en España al final de la década de los 60. El 28 de diciembre de 1965 se constituye en Barcelona la Sociedad Gas Natural S.A., filial de Catalana de Gas, que suscribe un contrato de suministro con Exxon Libia para el suministro de 13.000 millones de termias anuales de GNL durante 20 años con un contenido en GLP del orden de los 3.000 M de termias.

En la planta de recepción y regasificación del GNL que se construye en Barcelona para este proyecto, se separan los GLP y el metano y etano se introducen a la red de distribución. Estas instalaciones se pusieron en servicio en el año 1969, fecha en que se inicia la venta de este combustible en el área de Barcelona con un notable éxito, puesto que, cinco años después, el gas natural representaba el 15% de la energía final consumida en la provincia (más de 4 millones de habitantes). En 1972, Gas Natural, S.A. firma con Sonatrach (Argelia) un contrato de suministro de 15.000 MTe/años.

Con la introducción del gas natural, el sector gasista español se transforma de una industria fabril con importantes centros de producción de gas manufacturado, y en cierto modo local, en un sector de transporte y distribución que ensanche sus límites físicos anteriores. Este hecho obliga asimismo a cambiar sus criterios empresariales. De ser una industria en que la tecnología de

producción era el aspecto fundamental, se pasa a una empresa comercializadora de un combustible que debe enfrentarse a la dura competencia de los productos petrolíferos.

En 1972 el Estado español tomó la decisión de intervenir en el sector del gas natural y constituye la Empresa Nacional del Gas, S.A. Enagas con las finalidades siguientes:



- Actuar como instrumento del Estado para la adquisición de gas natural en el interior del país o mercados exteriores, así como la importación y la construcción y explotación de gasoductos, cuando el Estado decida acometer por sí mismo estas operaciones.
- Las redes secundarias así como la distribución y venta directa a los consumidores, se realizará por Enagas en defecto de la iniciativa privada, salvo que el gobierno estime la existencia de un interés nacional, que aconseje que dichas operaciones se realicen por dicha empresa.

En el año 1976 Enagas llegó a un acuerdo con Catalana de Gas y adquirió la terminal de recepción y regasificación de GNL de Barcelona así como el traspaso de los contratos de suministro de GNL de Libia y Argelia.

Con este acuerdo Enagas inicia la gasificación con gas natural del Estado español, ya que hasta esa fecha sólo se distribuía gas natural en Cataluña.

En esas mismas fechas, la producción de gas manufacturado se realizaba a través de diecisiete compañías centrándose en el grupo de Catalana el 62% del gas ciudad en España, un 27% corre a cargo de Gas Madrid y mucho más atrás le sigue la Compañía Española de Gas con un 5,5%. El resto queda muy diluido entre pequeñas fábricas.

En 1969 se inicia la venta de gas natural en Barcelona con un notable éxito, tanto que cinco años después, el gas natural representaba el 15% de la energía final consumida en la provincia (más de 4 millones de habitantes)



Estructura del consumo de energía primaria

La estructura del consumo de energía primaria viene reflejada en el cuadro adjunto:

Consumo de energía primaria (miles de TPE)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990
<i>Carbón</i>	19.121	18.695	18.003	15.095	19.013	19.007
<i>Petróleo</i>	39.538	40.676	42.520	44.537	46.699	48.137
<i>Gas Nat.</i>	2.236	2.380	2.698	3.440	4.456	4.980
<i>Hidráulica</i>	7.376	6.122	6.290	8.091	4.223	5.738
<i>Nuclear</i>	6.262	8.364	9.216	11.269	12.532	11.530
<i>S. Intercambio</i>						
<i>Elec.(1)</i>	-91	-108	-132	-115	-157	-37
TOTAL	74.442	76.129	78.595	82.317	86.766	89.355

En el cuadro siguiente se representa la evolución de los consumos de energía primaria expresados porcentualmente:

Consumo de energía primaria (en %)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990
<i>Carbón</i>	27,0	25,4	23,7	19,3	22,3	21,7
<i>Petróleo</i>	55,9	55,2	55,8	56,0	53,6	53,9
<i>Gas Nat.</i>	3,1	3,2	3,5	4,4	5,3	5,7
<i>Hidráulica</i>	3,8	3,1	3,1	3,8	1,9	2,5
<i>Nuclear</i>	10,2	13,1	13,9	16,5	16,9	16,2
<i>S. Intercambio</i>						
<i>Elec.</i>	-91	-108	-132	-115	-157	-37

Como puede observarse la participación del gas natural en 1990 es inferior al 65% a pesar de que se incrementó en más del doble su demanda en cinco años. El petróleo continúa siendo la fuente básica de aprovisionamiento energético, superando el 52% de participación en el balance global.



Nuestro país es escaso en recursos energéticos, no hay yacimientos de petróleo, y la producción propia de gas natural apenas cubre el 15% de la demanda actual. Nuestra hidraulidad es altamente irregular y el carbón de muy baja calidad por su elevado contenido de azufre. Esta situación nos ha llevado a la dependencia de los productos petrolíferos y al arranque de centrales nucleares para la producción de casi un 40% de la energía eléctrica consumida en España.

En las proyecciones del PEN. para el año 2000, el petróleo continuará siendo la principal fuente de abastecimiento de energía primaria con casi el 51% del total, seguido por la energía nuclear con un 20%. El gas natural aportará el 12% triplicando en valor absoluto su consumo desde 1990 con 54.000 MTe en el año 1990, a las 151.000 MT. en el año 2000.

Estructura empresarial del sector gasista español

El sector gasista español está formado por una parte de empresas propiedad del Estado español, en cuya cabecera está el Instituto Nacional de Hidrocarburos y del que son filiales Enagas y Repsol.

Enagas tiene encomendada la misión de los aprovisionamientos de gas natural y su transporte por gasoductos en el territorio nacional. Suministra directamente al sector industrial con excepción de la zona de Cataluña en la que Catalana de Gas suministra a los tres mercados (doméstico, comercial e industrial). Enagas suministra también a clientes especiales como son las centrales termoeléctricas y fábricas de abonos.

Repsol a su vez tiene varias filiales con actividades de toda la cadena del petróleo, desde la exploración de yacimientos hasta los productos finales obtenidos del refino.

Si nos centramos en el área del gas, la filial Repsol Explotación es propietaria y opera los yacimientos de Serrablo (Huesca) y Gaviota (País Vasco) y recientemente ha puesto en explotación los yacimientos descubiertos en el Valle del Río Guadalquivir.



Repsol Butano es la compañía que en régimen de monopolio ha venido comercializando los GLP en nuestro país. En este sentido compra, almacena, distribuye y comercializa los GLP en los tres sectores (doméstico, comercial e industrial). Esta situación de monopolio se ha perdido tras la integración española en la Comunidad económica.

El otro grupo de sociedades gasistas, lo forman las compañías distribuidoras que, en un número aproximado de 30, distribuyen el gas en distintas zonas del país. Estas sociedades tienen una diversidad de fórmulas de constitución (sociedades privadas, municipales, autónomas mixtas), así como una gran diferencia en cuanto a tamaño.

Recientemente se llegó a un acuerdo entre Repsol, Gas Madrid y Catalana de Gas, en integrar todas sus participaciones gasistas en una nueva sociedad. Esta integración permite reunir en una sola empresa el 95% del gas canalizado que suministra a los sectores doméstico y comercial español y asimismo facilita la expansión del gas natural a otras zonas del país actualmente sin este combustible.

Finalmente, dentro de la estructura empresarial del sector están las entidades sectoriales, cuya misión es coordinar actividades comunes y representar al sector en organismos nacionales e internacionales. Actualmente existen tres entidades que pasamos a describir:

UNIGAS -Unión de Distribuidoras de Gas canalizado, creada en 1980- Agrupa a las sociedades que explotan una concesión administrativa para el transporte y distribución de gas mediante redes y tuberías en uno o más municipios. Incluye asimismo a Repsol Butano, S.A.

Tiene su sede en Madrid y, de acuerdo con sus estatutos, sus fines son la realización de actividades de interés empresarial para el sector. Unigas es el miembro español en Eurogas y en comisiones de la CEE. Desarrolla actividades de planificación, estudios económicos y jurídicos, etc.

SEDIGAS – Sociedad para el Estudio y Desarrollo de la Industria del Gas–. Creada en 1970, agrupa con finalidades técnicas y comerciales todas las empresas españolas del sector, incluyendo fabricantes de aparatos y equipos así como a empresas auxiliares. Tiene su sede en Barcelona.

Organización
del Sector
del Gas
Experiencia
Internacional



Sedigas es el miembro español de la Unión Internacional de la Industria del Gas, de Intergas Marketing y de Marcogas. Desarrolla actividades de Normalización, Formación, Edición de Publicaciones, Estudios Técnicos, etc.

OCIGAS – Asociación Gestora para la Investigación y Desarrollo Tecnológico del Gas–. Creada en 1986, tiene por finalidad la gestión, fomento y financiación de actividades y proyectos de investigación y desarrollo relacionados con el gas natural y demás combustibles gaseosos, de conformidad con el Art. 2o. de la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 31 de julio de 1985.

En cumplimiento de este objeto, OCIGAS ha contribuido al desarrollo de numerosos proyectos de investigación y desarrollo que abarcan todos los ámbitos de la técnica gasista.

Marco jurídico-administrativo

Hasta el año 1987 en que apareció la Ley 10, en nuestro país no se disponía de legislación específica en materia de combustibles gaseosos. La norma de mayor rango específico para el sector era el Reglamento General del Servicio Público de Gases Combustibles, aprobado por Decreto 2913/1973 de 26 de octubre de 1973.

Las compañías distribuidoras –30 aprox.– distribuyen el gas en distintas zonas del país. Estas sociedades tienen una diversidad de fórmulas de constitución, (sociedades privadas, municipales, autónomas mixtas), así como una gran diferencia en cuanto a tamaño

Esta insuficiencia de legislación específica propia, a diferencia de los demás sectores energéticos, convertía en jurídicamente al



sector, y en consecuencia, situaciones de colapso en la tramitación de actos administrativos.

Antes de pasar a una descripción más detallada de esta Ley del Gas, indiquemos que en nuestro país existe una serie de reglamentos, normas e instrucciones que establecen los criterios para el diseño, construcción y características de los materiales para las instalaciones de transporte, distribución, y del usuario así como reglamento de aparatos, e instrucciones para la puesta en servicio de instalaciones receptoras. También se han reglamentado los requisitos exigidos a las empresas e instaladores autorizados.

La Ley 10 del 15 de junio de 1987 da disposiciones básicas para un desarrollo coordinado de actuaciones en materia de combustibles gaseosos. Vulgarmente conocida como la *Ley del Gas*, establece las disposiciones básicas para un desarrollo coordinado de actuaciones en materia de combustibles gaseosos, aplicando las prerrogativas exclusivas del Estado en materia de energía conforme a lo estipulado en la Constitución española.

Esta Ley, dividida en seis capítulos, establece, en primer lugar, que este tipo de actividades están catalogadas como Servicio Público y, por tanto, sometidas a régimen de concesión y autorización. Establece la necesidad de planificar la red nacional de gasoductos facilitando su ubicación a través de criterios de expropiación forzosa. Finalmente establece las bases tarifarias y las sanciones por infracción.

Esta Ley permitirá alcanzar los siguientes objetivos:

- Cumplir las previsiones del PEN-1983 y las del reciente PEN-1991.
- Impulsar el desarrollo del gas natural como opción energética realmente disponible.
- Incentivar la investigación.
- Adaptar el antiguo reglamento de 1973 a la Constitución española y al Derecho Comunitario.



- Facilitar la expropiación forzosa por ser declarado de interés preferente el desarrollo del gas natural. Estas facilidades desaparecerán en 1992.
- Establecimiento de tarifas unificadas bajo el criterio de hacer competitivo al gas natural.
- Bases jurídicas de aprovisionamiento en materia de combustibles gaseosos.
- Reconocimiento al Ministerio de Industria del poder para promulgar reglamentos técnicos y de seguridad en las instalaciones para combustibles gaseosos.
- Coordinación de las medidas administrativas entre las diferentes Administraciones Públicas.
- Fijar el régimen de Infracciones y Sanciones.

Finalmente vamos a hacer mención del denominado *Protocolo del Gas*, documento elaborado y firmado el 23 de julio de 1985 que establece el conjunto de principios generales y normas de actuación para facilitar el desarrollo del sector gas y que ha dado excelentes resultados en el crecimiento de las ventas de gas en estos últimos años.

El documento fue suscrito, por una parte, por el Ministerio de Industria y Energía, el Instituto Nacional de Hidrocarburos y Enagas, y, por la otra, por Catalana de Gas, Gas Madrid, Repsol Butano, Gas Euskadi, Compañía Española de Gas, entre otras Distribuidoras.

Este protocolo establece que Enagas se responsabilizará de la adquisición e importación del gas natural, construirá y gestionará la red básica de transporte y distribución a la industria con excepción de la zona de Cataluña y gran parte del País Vasco. La distribución y venta para usos domésticos y comerciales así como consumos industriales inferiores al millón de metros cúbicos, será competencia de las compañías de distribución.



Las distribuidoras se comprometen a presentar objetivos pormenorizados de inversiones y ventas, para su aprobación por el Ministerio de Industria y Energía.

Las inversiones previstas para el período 1986/92 se evaluaron en 180.000 millones de pesetas, de los cuales dos terceras partes corren a cargo de las distribuidoras y el resto por Enagas.

Este protocolo establece un sistema de tarifas unificadas para todo el territorio nacional, diferenciadas por usos. Se determinan dos tipos básicos de tarifas: las aplicadas al sector doméstico y comercial y las del sector industrial.

Tarifas Domésticas y Comerciales

Existen tres tarifas para cada uno de estos mercados y su valor se fija en función de las energías concurrenciales en cada segmento de mercado (electricidad, gasóleo, GLP) con el fin de permitir una adecuada penetración. Estas tarifas las fija el gobierno.

Tarifas para usos industriales

Existen ocho tarifas, y su valor es función de los precios de la energía que sustituye y del costo de transformación de la industria. Las tarifas discriminan según sea uso firme o interrumpible. El protocolo hace referencia a la creación de un procedimiento objetivo para determinar los márgenes de las empresas distribuidoras y, por tanto, el precio de venta de Enagas a dichas sociedades.

El margen de distribución es una fórmula polinómica que recoge la totalidad de los costos de las distribuidoras encuadrados en tres conceptos:

$$\text{Margen} = \text{Costos de explotación} + \text{Mermas y autoconsumos} \\ + \text{Remuneración de recursos.}$$

Adicionalmente han fijado límites máximo y mínimo en los precios de cesión del gas natural a las compañías distribuidoras.

Aprovisionamiento de gas natural



Como hemos indicado, Enagas tiene la responsabilidad de garantizar los aprovisionamientos de gas natural al Sector. En la actualidad esta sociedad tiene firmados los siguientes contratos operativos:

Libia

Contrato firmado en 1969 por 20 años prorrogables. En 1990 se renovó el contrato hasta el 2008 también prorrogable. En la actualidad este país nos aporta el 24% de la demanda.

Argelia

El contrato actual fue renegociado en 1985 y establece que hasta el año 2004 España comprará 600.000 Mte. en forma escalonada. En la actualidad este país nos aporta el 54% de la demanda.

España

En la actualidad la producción de gas natural de los yacimientos de Gaviota (Bermeo) y Las Marismas (Sevilla) aportó el 22% del consumo nacional.

Asimismo y en previsión de las futuras demandas de gas se han firmado los siguientes acuerdos:

Noruega

En 1988 se firmó un contrato de suministro a través del gasoducto europeo que deberá entrar en explotación en 1993.

Nigeria

A partir del 2015 este país nos suministrará por vía marítima (GNL) 1000 Mm³/año. Este contrato tiene una duración de 22 años.

Es responsabilidad de Enagas adquirir e importar el gas natural, construir y gestionar la red básica de transporte y la posterior distribución a la industria. La distribución y venta para usos domésticos y comerciales, será competencia de las compañías de distribución



Gasoducto Argelia-Marruecos-España

Se ha firmado recientemente un acuerdo entre Sonatrach (Argelia), S.N.P.P (Marruecos) y Enagas para construir un gasoducto que partiendo de Argelia cruza Marruecos y atraviesa el Estrecho de Gibraltar por la zona del Atlántico y entre por Huelva. La capacidad inicial de transporte de este gasoducto es de 10.000 Mm³/año. En una segunda fase, instalando compresores podrá duplicar esta cifra. Este gasoducto de 48 pulgadas de diámetro y 1250 Km. hasta Sevilla, tiene un costo aproximado de 1.300 millones.

Descripción de la infraestructura de recepción, almacenamiento y distribución de gas natural

El GNL importado de Argelia se recibe en las instalaciones propiedad de Enagas de Barcelona, Huelva y Cartagena, mientras que el de Libia, por su alto contenido en hidrocarburos pesados, solo puede ser recibido y fraccionado en Barcelona.

La planta de Barcelona puede recibir metaneros de hasta 60.000m³ de volumen de carga de GNL, con una capacidad de almacenamiento de 240.000 m³ de GNL, 9.500 m³ de propano y 6.500m³ de butano. El almacenaje se efectúa a presión atmosférica. La capacidad de regasificación es de 240.000 m³/h de gas de Libia, el cual se emite a la presión de 35 bar con destino a la red de Barcelona. El gas de Barcelona con una capacidad máxima de 225.000 m³/h y a la red de 72 bar con un total de 600.000 m³/h con destino a la red nacional. El volumen total de emisión es de 10.000 Mm³/año.

La planta de Huelva, en servicio desde 1988, tiene una capacidad de almacenamiento de 60.000 m³ de GNL y 50.000 m³/h de emisión a 16 bar para la red local y 73.000 m³/h a 72 bar para la red nacional. Se está ampliando su capacidad de almacenaje con un tanque de 100.000m³ y 300.000 m³/h de caudal de emisión. La planta suministra a una planta de amoníaco, al complejo petroquímico de Huelva y a la ciudad de Sevilla mediante un gasoducto, que prolongado hasta Madrid conecta con la red nacional. Desde esta planta también se efectúan suministros mediante camiones cisterna a diversas industrias.

La planta de Cartagena, que suministra asimismo a una planta de amoníaco, tiene una capacidad de almacenaje de 55.000m³ y un caudal de emisión de 25.000 m³/h a 16 bar.



Red básica de gasoductos

La red básica está constituida en la actualidad por tres sistemas que parten de las tres plantas de recepción descritas y que en el futuro quedarán interconectados.

El sistema principal, parte de la planta de Barcelona y tiene los ejes siguientes:

- ❑ Gasoducto Barcelona-Bilbao, de 24, 26 y 30 pulgadas de diámetro. En Bilbao conecta con el yacimiento Gaviota.
- ❑ Gasoducto Barcelona-Valencia de 24 y 26 pulg. de diámetro.

Ambos en operación desde 1979.

- ❑ Gasoducto Serrablo-Zaragoza, en operación desde 1984, de diámetros 26 y 20 pulgadas. Este eje permitirá utilizar el yacimiento de Serrablo como almacenaje.
- ❑ Gasoducto Haro-Burgos-Madrid con ramal a Valladolid y Palencia, con diámetro de 16 y 12 pulgadas.

El sistema de suroeste está formado por el eje Huelva-Sevilla, en operación desde 1988, con un diámetro de 20 pulgadas y el tramo Sevilla-Madrid recientemente en operación. Se alimenta desde la planta de Huelva y de los yacimientos del Valle del Guadalquivir recientemente en operación.

El sistema del sudeste, como se ha indicado, suministra únicamente una planta de amoníaco pero está prevista su conexión con el gasoducto Barcelona-Valencia así como un ramal hasta Murcia.

La longitud total de los gasoductos es aproximadamente de 4.000 Km a los que hay que añadir los 1.200 Km de redes de distribución

industrial de Enagas y 11.000 Km de redes de las compañías distribuidoras.



Los GLP en España

La distribución de los GLP en España está en manos de Repsol Butano, S.A., con una red compuesta por 36 factorías de almacenamiento, envasado y expedición, con una capacidad total de almacenaje de 770.000 m³ y de envasado de 622.000 bombonas de 12.5 kg por día. Hay que resaltar que la distribución de GLP en España es la mayor de Europa y quizás en el mundo.

El transporte se efectúa por ferrocarril y camiones cisterna. El consumo es de menos 2 millones de Tm. por año, procedentes en un 60% de las refinerías nacionales y el resto de importación.

Las proporciones de los diferentes gases combustibles en uso final son aproximadamente: gas natural 60%, GLP 36%, gas manufacturado 4%.

Demanda de gas natural

El consumo de gas natural en España el año 1990 fue de 53.700 MTe, lo cual representa un 30% más que lo establecido en el PEN-83 para este mismo año. Este hecho demuestra la eficacia de las medidas tomadas por el sector en los años 85 a través del Protocolo del Gas.

En el desglose de esta demanda por mercados, el sector doméstico-comercial representa el 19,5%, el industrial el 69%, la fabricación de amoníaco un 8% y la generación eléctrica el 3,5%.

En el año 1990 los clientes del sector doméstico con gas canalizado estaban rondando los 2 millones, las industrias que consumían gas natural superan los 2.000 y el sector comercial contaba con más de 42.000 clientes.



	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
<i>Total 10⁹T</i>	22,1	26,5	28,5	31,8	38,9	50,0	53,6
<i>Mercados</i>	<i>(Expresados en porcentaje)</i>						
<i>Doméstico-</i>							
<i>Comercial</i>	26,3	26,8	26,7	25,4	22,1	18,9	19,6
<i>Industrial</i>	51,8	50,2	55,9	65,1	69,7	66,8	69,3
<i>C. Térmicas</i>	21,3	22,4	17,2	9,3	5,2	3,7	3,5
<i>Mat. Prima</i>	0,6	0,2	0,2	0,2	3,0	10,6	7,6
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Régimen de tarifas

De acuerdo con la "Ley del Gas" el Art. 15 establece que el gobierno fijará los precios de transferencia del gas natural entre Enagas y las sociedades distribuidoras. Asimismo el gobierno establecerá las tarifas y precios de venta al público, de los combustibles gaseosos, unificados para todo el territorio nacional.

Para el caso de las tarifas industriales estos precios de venta al consumidor final tienen la consideración de precios máximos y se ajustan cada 14 días con base en la oscilación en el mercado de las energías alternativas (F.O., G.O., etc.).

Estos precios máximos se publican en el Boletín Oficial del Estado.

Las tarifas para el sector doméstico y comercial se fijan igualmente por el gobierno con base en el principio de competitividad con las otras energías concurrentes.

Las tarifas para el sector doméstico y comercial se fijan igualmente por el gobierno con base en el principio de competitividad con las otras energías concurrentes



Las tarifas del sector doméstico y comercial son binómicas, con una parte fija y un término de energía consumida, es decir, adoptan la expresión siguiente para el cálculo de la factura:

$$F_i = Cte + Q \times T_i$$

siendo F_i el costo del gas consumido (factura)

Cte = término constante cuyo valor está en función del volumen anual de consumo.

Q = cantidad de gas consumido

T_i = precio unitario del gas para este nivel de consumos.

Existen tres niveles distintos de tarifas en el sector doméstico y otras tres en el comercial.

Las tarifas industriales responden igualmente a una tarifa binómica, con un término fijo en función de si se suministra en alta presión o media presión y un término de energía que responde a la siguiente expresión:

$$F_i = Q_1 T_{i-1} + Q_2 T_{i-2}$$

Q_1 el volumen del primer bloque de consumo que tiene la tarifa T_{i-1} correspondiente a este tipo de uso, Q_2 el volumen restante consumido en el período de facturación al que se le aplica la tarifa T_{i-2} correspondiente a este segundo bloque de consumo.

Las tarifas T_i son cinco, y responden al criterio de los usos del gas natural en la industria frente a las energías en competencia.

Existe asimismo una tarifa más reducida para suministros con carácter interrumpible que administra la propia distribuidora.

Expectativas futuras del gas natural contempladas en el Plan Energético Nacional



energética durante la década 1991-2000. El escenario de referencia recoge las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (A.I.E.) y en la estructuración de las futuras demandas de energía potencia claramente el uso del gas natural y energías renovables. Esta evolución de la estructura de la demanda de energía primaria, corresponde a una orientación hacia la seguridad de aprovisionamiento y protección del medio ambiente.

La seguridad de los suministros exteriores de gas natural se incrementará con la conexión de la red nacional de gasoductos a la red europea cruzando los Pirineos y, por tanto, se podrá acceder a los centros de producción del norte de Europa y Rusia. Por el Sur, la conexión con Argelia, a través de un gasoducto que cruce el Estrecho de Gibraltar, mejorará sensiblemente la garantía en la continuidad del suministro de gas.

La utilización del gas natural en la producción de energía eléctrica que propone el PEN, producirá un incremento notable en la demanda de gas que de los casi 6000 millones de Te consumidos en 1990 pasará a los 73.000 MTe en el año 2000, es decir casi el 50% del total consumido por nuestro país en esas fechas. La cogeneración y las centrales de ciclo combinado se llevarán el 60% de esta cantidad, lo cual representa incrementar en 960 MW y 1850 MW respectivamente el actual sistema productivo del sector eléctrico en los dos sistemas citados.

Respecto al reparto de la demanda de gas natural, el P.E.N. presenta el siguiente cuadro:

Demanda en 10⁶Te	1990	1995	2000
<i>Doméstico-Comercial</i>	9.343	12.122	13.400
<i>Industrial</i>	34.439	46.431	56.700
<i>Materia Prima</i>	4.159	7.200	7.200
<i>Cogeneración</i>	3.822	21.228	24.900
<i>Central Térmica</i>	1.942	2.363	31.000
<i>Ciclo combinado</i>	0	0	17.900
Total	53.704	89.343	151.100



La planificación del sector durante esta década se orienta hacia las siguientes direcciones:

- Continuar potenciando el consumo de gas natural, tanto por razones de diversificación del aprovisionamiento energético como para reducir el impacto medioambiental de la producción y uso de la energía, disminuir los costos en la generación de electricidad, y ofrecer a los sectores consumidores una diversidad de energías comparable a la existente en el resto de la Comunidad Económica Europea.
- Incrementar el suministro de gas natural, ajustando la oferta a la demanda en las condiciones más adecuadas para asegurar el abastecimiento al mínimo costo.
- Favorecer la competitividad de las empresas del sector, con objeto a la demanda en las condiciones más adecuadas para asegurar el abastecimiento al mínimo costo.

Respecto a la estrategia de los aprovisionamientos, el fuerte aumento de la demanda requiere un replanteamiento en profundidad para:

- Asegurar una oferta estable capaz de cubrir el mayor volumen de demanda.
- Minimizar los costos de suministro.
- Diversificar las fuentes de aprovisionamiento por origen geográfico y por sistemas de suministro, para garantizar la seguridad de suministro.
- Aumentar la flexibilidad de la oferta a la evolución real de la demanda.
- Fomentar la exploración y compra de reservas en el exterior.

nacional con Europa y con los países del Magreb, la negociación de contratos de importación, y el reforzamiento de la infraestructura nacional del sistema gasista.

Finalmente, el PEN recomienda la reordenación del sector gasista español con el objetivo de mejorar y consolidar la competitividad del gas natural ante la competencia del mercado abierto de energía establecido en las directrices de la C.E.E.



En este sentido expone las características estructurales básicas de esta actividad:

- ❑ El transporte y la distribución de gas requieren la realización de una inversión en infraestructuras de gran volumen y largos períodos de maduración, sólo accesible a empresas dotadas de gran capacidad financiera.
- ❑ Los contratos de aprovisionamiento se establecen a muy largo plazo y con elevada rigidez, por lo que es conveniente que la demanda esté asegurada.
- ❑ La amortización de las inversiones está condicionada a la existencia de elevados volúmenes mínimos de demanda, lo que añade otro elemento de riesgo al proceso inversor en transporte y distribución si la demanda no está asegurada.
- ❑ El poder de negociación con los proveedores aumenta con la capacidad de compra de suministros de gas y de materiales, lo que contribuye a reducir los costos y mejorar las condiciones de aprovisionamiento.
- ❑ La prestación eficaz de servicios complementarios en materia de seguridad, asistencia, calidad de servicio e inspección,

La distribución de GLP en España es la mayor de Europa y quizás del mundo. El transporte se efectúa por ferrocarril y camiones cisterna. El consumo es de unos 2 millones de Tm. por año, procedentes en un 60% de las refinerías nacionales y el resto de importación



requiere disponer de amplios medios económicos y financieros.

- Las economías de escala son más significativas cuando mayor es el grado de integración.
- La eficiencia de las actividades de investigación y desarrollo –un aspecto clave de la competitividad del sector–, requiere que dichas actividades alcancen la dimensión adecuada para rentabilizar el esfuerzo.

El proceso de reordenación se ha iniciado en los últimos años con la progresiva concentración de la distribución en una única sociedad que agrupa la mayor parte de las empresas de distribución de gas.

Se ha configurado así una estructura empresarial del sector del gas similar a la predominante en los países comunitarios, caracterizada por la existencia de una compañía de abastecimiento y transporte y otra de distribución, ambas con dimensión suficiente para su ulterior desarrollo.

La operación se completa con la vinculación a través de participaciones societarias indirectas entre la sociedad de comercialización y distribución de gas, y la sociedad de transporte y aprovisionamiento.

La finalización de este proceso producirá una confluencia de intereses entre las empresas del sector del gas que fortalecerá la capacidad de competencia del sector, tanto en el ámbito europeo, como en la concurrencia a proyectos de gasificación de países terceros.

Jaime García Peña

Gerente de Gasorienté

Comentarios al modelo español

Sólo pretendo hacer unos muy breves comentarios al modelo español con la intención de comparar con nuestro modelo colombiano y aprovechar esa experiencia.

Creo que los puntos importantes que se prestan a comparación son: el proceso de implantación del gas, la estructura empresarial, el marco jurídico y los aspectos tarifarios.

Si analizamos la implantación del gas en España, coincidentalmente casi que comenzamos al tiempo. Ellos, al final de la década del 60 y nosotros, comenzando la década del 70. Pero la gran diferencia radica en que cuando se comenzó con gas natural, ya España había adquirido una cultura del gas, básicamente definida por la utilización del gas manufacturado a partir de la hulla.

Ese gas manufacturado, que comenzó a suministrarse casi que a mediados del siglo anterior, fue estimulado por las deficiencias de energía hidráulica y en la época de la Segunda Guerra Mundial, por la crisis del carbón. Fue así como ese mercado se dió, en lo que nosotros llamamos hoy el gas domiciliario. Se utilizó en el calentamiento de agua en cocción. Luego la crisis de los altos precios del carbón sacó un poco del mercado al gas manufacturado y comenzó, entonces, a implantarse el GLP. Ya, entonces, España sabía de gas, conocía el gas y reemplazar ese gas manufacturado por gas natural era relativamente fácil.

En 1965 se creó, en Barcelona, la Compañía Gas Natural S.A., filial de Catalana. En el año 69, se inició la venta de gas natural



en Barcelona. En el año 74, el gas natural representaba el 15% de la energía final consumida en la provincia, provincia con 4 millones de habitantes. En el año 72 comenzó una estabilización del gas. El gobierno intervino la industria del gas y le asignó todas las funciones a una empresa del Estado, en cuanto a la adquisición del gas en el interior y exterior, la construcción de gasoductos, la red de distribución, dejando desde luego a criterio de esta empresa la prestación, o la participación del sector privado en estas actividades.

Del gas que se consume, en España, solamente el 15% es de producción local. El gas doméstico y comercial representa un 19.5% del consumo y en Colombia el 4.6%, el industrial 69%, el 47.9%, respectivamente. La materia prima el 8%, y el 3.7%; la generación eléctrica el 3.5%, contra un 43.1% en Colombia.

La irregularidad del suministro de energía hidráulica en España y la deficiente calidad del carbón, con un alto contenido de azufre, llevó a tener un componente muy elevado del sector energético dependiendo de los hidrocarburos. Es así como el 51% corresponde a petróleo, mientras en Colombia es un 42%; el gas natural participa con un 12%, y acá con un 8%; en España, la energía nuclear entra como un componente del 20% y para nosotros, la hidroelectricidad y el carbón aproximadamente llegan a un 50%.

En Colombia, en el año 70, de pronto nos tropezamos, sin estarlo buscando, con gas, y nos tocó buscar la manera de utilizarlo. Eso, desde luego, llevó a que no existiera la planificación en la utilización del gas natural. Aparecieron los pozos importantes de la Guajira y empezamos, desesperadamente, a buscar su utilización. Se llevó de una manera agresiva, el gas natural a las industrias grandes, a la generación eléctrica y comenzó muy tímidamente la utilización del gas natural en el sector doméstico. Las tarifas altamente subsidiadas utilizadas en la generación, así como el no haber previsto la gran acogida que iba a tener en el sector doméstico, llevó a que esa carencia de planificación, esa carencia de legislación específica del gas, hoy pueda ocasionar, en algunos casos, problemas.



En Santander existen problemas en el suministro de gas, porque las facilidades de transporte no permiten simultáneamente abastecer al sector doméstico de gas y al sector eléctrico. La solución, indudablemente, implicará problemas para alguno de los sectores. Si el sector eléctrico usa gas a esos precios bajos, al tener que cambiar de combustible, se va a afectar económicamente; pero si se usa el gas para el sector eléctrico, se estará afectando notoriamente la utilización del gas, de acuerdo a la prioridad definida como número uno: el sector doméstico.

El segundo punto que quiero tratar es la estructura empresarial. Es interesante comparar la nuestra con el modelo español.

En la estructura española, se encuentra el Instituto Nacional de Hidrocarburos a la cabeza, y las empresas Enagas y Repsol; Enagas que se encarga de comprar y distribuir gas; Repsol, en la parte de gas propano, va desde explotación hasta refinación. Y aparece también, una figura similar a la nuestra, que son las empresas privadas, mixtas ó municipales, que distribuyen a las regiones el gas natural. Existen, unas 30 empresas de distribución. La asociación de las grandes empresas distribuidoras como Catalana, Repsol, Gas Madrid, en un solo ente, cubre un 95% de esa actividad. Esto, indudablemente, facilita la expansión del sector.

Aquellas entidades como Unigas, Edigas y Osigas tienen funciones que en nuestro medio las asume tanto el Ministerio de Minas como Ecopetrol. Hay una empresa que se dedica a estudios de hidrocarburos, a financiar todo tipo de proyectos en este campo. Otra de éstas representa al Estado ante los organismos internacionales.

Agrupar a toda la industria, no sólo distribuidora, sino a las industrias afines a la distribución de gas. Hay una separación de actividades que puede, en un momento dado, producir una eficiencia en el manejo del sector.

En el caso español, las tarifas domésticas se fijan con base en la competitividad de las otras energías concurrentes en ese mercado. Las industriales se fijan, también, con base en los precios de la energía que sustituye



Nuestro modelo tiene como cabeza al Ministerio de Minas, seguido por Ecopetrol, con sus intereses en Colgas, y con los vínculos de Colgas con las empresas distribuidoras de provincia, ha permitido un interesante modelo. La empresa distribuidora tiene la agilidad, la eficiencia y la facilidad de acción que implica el sector privado, pero el componente del Estado, nos ha permitido a las empresas distribuidoras de gas llevar el servicio a todos los estratos de la población. Esa doble situación de agilidad privada, con una rentabilidad razonable, ha hecho que el componente estatal nos permita llegar a todos los sectores de la población.

En el marco jurídico, los dos países pasamos por una definición tardía y no muy organizada en la legislación.

En el caso español, la ley 10 de 1987, que definió en particular el gas. En el caso colombiano no tenemos una ley que se refiera concretamente al gas, ya que este es un subsector del sector de hidrocarburos, y nuestro código de petróleos define lo correspondiente a los hidrocarburos líquidos y, el gas, simplemente por analogía. Nos hemos acomodado a esas leyes, en algunos casos fácilmente adaptables, pero que en otros puede producir una serie de inconvenientes.

Finalmente, quiero tocar el aspecto tarifario. Las tarifas son, en ambos casos, fijadas por el gobierno. En el caso nuestro eran fijadas en un principio, por el Ministerio de Minas, con base en estudios presentados por las empresas distribuidoras. Tenemos, hace unos años ya, la determinación de éstas por parte de la Junta Nacional de Tarifas.

En el caso español, las tarifas domésticas se fijan con base en la competitividad de las otras energías concurrentes en ese mercado. Las industriales se fijan, también, con base en los precios de la energía que sustituye.

La composición de la tarifa tiene unos factores similares, en cuanto a que tiene un cargo básico y un componente de consumo. El cargo básico en el modelo español se determina con base en el

volumen anual del gas consumido. En el caso colombiano, la mayoría de las empresas tienen un cargo básico que es, prácticamente, el costo de la disponibilidad del servicio, aunque no haya consumo. Es equivalente a los costos fijos de la empresa dividido por el número de usuarios.

En el caso español ese cargo básico que se determina de acuerdo a la presión alta o baja, en que el gas se suministra a la industria. La parte de consumo es similar, sólo que en el caso nuestro se han establecido los niveles de consumo con tarifas diferenciales.



Preguntas y respuestas

Moderador: Ramiro Pérez

Asesor del Ministerio de Minas y Energía.

Pregunta del auditorio

Una diferencia entre el caso español y el caso colombiano, es el mercado de capital que le ha permitido aprovecharse de financiamientos para poner en marcha su sistema. Quisiera pedirle al señor Musté que nos aclare este asunto, que lo desarrolle. ¿Cuáles fueron las fuentes de financiamiento de Enagas, en el desarrollo de su sistema de gasoductos? Esa es mi primera pregunta.

La segunda pregunta es relativa a los precios. El señor Musté ha dicho que tienen precios uniformes a los consumidores a través de todo el territorio español. Entonces, me parece que los distribuidores eficientes podrían ser penalizados. Los que no son eficientes podrían aprovechar la eficiencia de otros distribuidores. ¿Cómo se maneja esto, a través posiblemente de un fondo de compensación o de un fondo de estabilización?

Otro punto que nos ha señalado es que se permite a los distribuidores facturar precios máximos, consistentes con los precios de combustibles de sustitución. En este caso, ¿qué pasa si los precios de los combustibles son tan bajos que no se puede realmente recuperar los costos?

La última pregunta es sobre las áreas de distribución. Hay muchas áreas de distribución y posiblemente diferentes compañías. ¿Cómo se han seleccionado estas áreas, quién las ha definido y cómo se van a distribuir a las compañías?

R: Musté: *Voy a ver si soy capaz de responder a sus preguntas. La primera de ellas era si Enagas había recibido alguna aportación para financiar las inversiones. Sí las ha recibido, pero no directamente Enagas, sino a través del INH. Para financiar toda la infraestructura española ha sido preciso aportarle, en forma de capital, o a través de financiación, unos fondos, a través de los fondos FER que da la Comunidad.*

También es cierto que Enagas, durante bastantes años ha sido una sociedad con números rojos, con resultados negativos, y el gobierno español ha tenido que aportar los fondos para sostener esta empresa.



La segunda pregunta es sobre precios uniformes. Estamos hablando del sector doméstico. Se entiende muy bien en España que no tiene por qué ser más costosa la energía para una familia que vive en el norte que para la que vive en el sur, puesto que esto podría provocar desajustes en cuanto a ubicación de las familias. Por lo tanto, socialmente, debe tener el mismo precio. Pero sí he indicado que los precios de transferencia que hace la compañía estatal Enagas a cada una de las distribuidoras es distinto. Hay unas fórmulas bastante complejas, que calculan el precio de transferencia en función del mercado que tiene, de las inversiones que tiene que efectuar para captar este mercado, y que permiten a esta distribuidora garantizar el que pueda remunerar convenientemente a sus accionistas. Por lo tanto, hay un ajuste, y se hace sociedad por sociedad, entre Enagas y cada una de las sociedades.

En el sector industrial en España, el mercado es libre y, por lo tanto, hay otras energías que también tienen precios libres, o sea el fuel-oil. En estos momentos, el Estado fija un precio máximo, pero las compañías que distribuyen fuel o gas-oil pueden reducir este precio para captar a un cliente.

El precio de transferencia de Enagas a las distribuidoras no es único. Tenemos una tarifa para el mercado doméstico y comercial, pero para el mercado industrial tenemos otra tarifa distinta. Y, finalmente, para los clientes interrumpibles, que son normalmente grandes clientes, tenemos una tercera tarifa. Prevalece el criterio de repartir el margen entre el precio de venta y el precio de compra del producto por materia prima entre todos los actores, tanto Enagas como las distribuidoras, para que todos puedan sobrevivir. Esto es lo que se hace a través de negociación, y en caso de que no se llegue a un acuerdo es el Ministerio de Industria el que puede intervenir.

Me preguntaba por las áreas de distribución. La concesión la otorga, bien el gobierno central, o bien los gobiernos autónomos. Hay una concesión para poder distribuir en un área geográfica que la distribuidora define. Entonces, en la comunidad se le da la concesión para el régimen cuasi de monopolio. Sí es libre; se hace información pública y se puede impugnar esa concesión y, por lo tanto, puede aparecer otra concurrencia.

Oscar Mejía

Representando a los distribuidores de GLP.

Yo quería preguntarle al doctor Musté, teniendo en cuenta que España consume tanto GLP y también gas natural, si existe alguna distribución territorial para el GLP en relación con el gas natural. Me explico: si el GLP se utiliza en



aquellas áreas en donde no llega el gas natural, o si por el contrario el GLP y el gas natural se presentan simultáneamente en todos los sitios y hay competencia de precios. Y, teniendo en cuenta que el butano, o el GLP en general, es un monopolio total de Repsol, ¿en qué forma se fijan los precios relativos del GLP y del gas propano, para que haya una competencia adecuada y no una competencia indebida?

R: Musté: *A la primera pregunta, de si pueden coincidir áreas con gas canonizado y GLP en distribución en botellas, le respondo que sí. O sea, ya hemos dicho anteriormente que el número de clientes de GLP es mucho más elevado que el número de clientes de gas canonizado, por lo tanto, se está en dura competencia. La competencia además es durísima, porque el doméstico, el gas butano, es más bajo en precio por termia, por unidad de energía, que el gas canonizado. En ocasiones ha habido problemas en la distribución de las botellas de gas, mientras que el gas que usted tiene en casa lo tiene disponible a cualquier hora del día. No hay que transportar las botellas de un lado a otro. Todas estas acciones de comodidad, de confort hacen que se pueda vender el gas natural a unos precios por encima de los GLP.*

A nivel de relación, en estos momentos el consumo de gas doméstico está entre las 4 mil y las 6 mil termias por año, y el gas canonizado, está entre un 20 y un 30% más caro que las botellas de GLP. Y a pesar de ello, como han podido ver, hemos conseguido una penetración realmente importante y que va creciendo a un ritmo muy alto.

Pregunta del auditorio

Dos preguntas: primero, ¿cuál es el crecimiento anual del propano en España? Segundo, oí en su conferencia que España o que ustedes, Catalana de Gas, iban a producir equipos para hacer frío. Me gustaría conocer hasta qué tonelaje van a producir, o si ya están produciendo, y qué experiencia tienen sobre el uso, si es para gas propano o si es para gas natural.

R: Musté: *Yo lamento que las previsiones de los GLP no se las pueda decir, porque no pertenezco a Repsol Butano y, por lo tanto, no lo sé. Lo que sí le puedo decir es que el crecimiento espectacular que tuvo en la primera época, se está retrayendo. En estos momentos una de las grandes promociones de Repsol es buscar la electrificación rural a través de pequeñas instalaciones autónomas de generación eléctrica, que al mismo tiempo puedan utilizar el agua caliente de refrigeración de este motor para usos propios de la granja. Pero en*



el sector doméstico yo creo que han tocado techo, y que más bien lo van manteniendo.

Respecto al segundo punto, la utilización del gas para hacer frío, éste es un reto que tiene todo el sector gas, y es muy importante. Entendemos que el confort que cada vez demanda más la sociedad, te obliga a tener la climatización en verano y en invierno. Para el invierno, no hay duda que un combustible es lo natural para dar calor, y a pesar de que la electricidad también la da, su costo es 2.5 veces por encima del costo de los combustibles convencionales. Por lo tanto, ahí no hay competencia. En cambio, para producir frío la bomba de calor eléctrica estaba haciendo importantes esfuerzos para penetrar en los dos sentidos, en el calor y en el frío, y esto nos estaba dando ciertos problemas de nuevas instalaciones, sobre todo en grandes edificios. Los japoneses ya tienen en el mercado equipos que actúan en sustitución del motor eléctrico. Nosotros llevamos ya una experiencia con ellos de más de dos años y realmente es una maravilla. El precio es prohibitivo y si no se hace una subvención por parte de la distribuidora no hay ningún usuario que lo pueda usar.

Nosotros hemos intentado hacer un motor que, aunque se tenga que tirar en menos tiempo, cueste muy poco y que en el conjunto funcione mejor. En estos momentos tenemos unos equipos de 12 mil frigorías, que hemos hecho conjuntamente con un fabricante nacional, y está funcionando en período de test. Tenemos 50 unidades en fabricación y hemos colocado 7 o 8; llevan ya más de 6 meses funcionando y todavía funcionan. Estos pequeños equipos para el sector comercial son muy importantes y además a la compañía le puede representar cerrar ese valle que se produce en verano, y que es tan negativo para nuestra explotación. Tenemos grandes esperanzas de que esto funcione, y para grandes clientes, de 4.500 frigorías. Hay una empresa americana con la cual hemos llegado a un acuerdo para comercializar en Europa unos equipos que pueden trabajar con gas natural, para áreas de 4 mil metros cuadrados, o de este orden. Hemos colocado uno en nuestra propia empresa que ha funcionado ya dos veranos y hemos colocado otro en un ayuntamiento. El tercero ya está instalado, pero lo vamos a probar el año que viene, para un centro hospitalario, y entendemos que ahí hay que hacer un gran esfuerzo y poner imaginación para tener este sistema en servicio.

Pregunta del auditorio

Yo quisiera preguntarle al señor Musté, si nos pudiera extender un poquito el concepto de los suministros interruptibles, la cuestión desde el punto de vista del consumidor, o del productor, y un poquito la contratación o los conceptos detrás de eso.



R: Musté: Como dije antes, estos son clientes que tienen facilidad en cambiar un combustible por otro, normalmente en lugares donde hay una caldera de vapor, por ejemplo, la industria química, la industria textil, papel, etc. Esto lo administra la distribuidora. La distribuidora es la que dice de qué manera puede consumir. Hay un compromiso que conoce el cliente de cómo y cuándo puede consumir el gas. Esto, lógicamente, tiene que tener un incentivo para el consumidor, y es que el precio es más bajo. Es el único caso en que el precio es más bajo que el del fuel-oil. Y, como los contratos son rígidos, hay que cumplir las previsiones, hay que tomar aquello que uno se ha comprometido a tomar, para evitar que se tenga que pagar un producto que no se consume.

Luis Alfredo Ortiz

Ecopetrol

Yo quiero preguntar, cómo es la participación porcentual en las actividades de importación, transmisión y distribución en el costo al usuario residencial.

R: Musté: No sé si eso lo podré decir, porque yo sé los márgenes de los cuales tiene la compañía distribuidora, o sea del precio de compra del gas a la compañía Enagas. Nosotros tenemos margen, para el mercado doméstico, del orden de 5 pesetas por termia, o sea 50 pesetas por metro cúbico, y con este margen debemos de cubrir nuestros propios costos internos y tener el beneficio que corresponde a nuestra actividad.

Pregunta del auditorio

De acuerdo a los datos suministrados en su conferencia, la dependencia de importación de gas natural en España es de un 78% ¿A qué se debe esto? ¿Será que no ha sido tan intensiva la exploración de hidrocarburos, o es que definitivamente no se ha encontrado?

R: Musté: Bueno, realmente en España el gas no se ha buscado con intensidad. Se buscó en una época determinada petróleo. Sé que se han hecho algunas búsquedas, pero tampoco soy experto en este campo. Creo que se ha hecho poco. La realidad es que tanto el petróleo como el gas, lo estamos importando del exterior. Aun en estos momentos, la situación del gas, respecto al petróleo, es mucho más satisfactoria, ya que tenemos del orden del 20% todavía de producción nacional.

Capítulo 4

Modelo Europeo

Philippe Combescot ■
El modelo europeo

Guido Nule ■
Comentarios al modelo europeo

Philippe Combescot

*Agregado Asuntos Económicos y Comerciales de la Comunidad Económica Europea
Delegación Caracas*

Organización del sector gas en Europa. Política de las comunidades en materia de gas

Estamos enfrentando una época de cambios en el mundo entero. Incertidumbres debidas a eventos políticos acentúan la importancia de la energía y de la política energética. La interconexión de las economías y el hecho de que el medio ambiente no conoce fronteras, hace que sea necesario un pensamiento global con el fin de enfrentar los desafíos que surjan.

La Comunidad Europea debe jugar un papel fundamental en un proceso como este. Debido a su historia, su cultura y sus tradiciones puede ser el punto de encuentro entre el Este y el Oeste, el Norte y el Sur.

Los conceptos claves, en términos de política energética, que rigen las actividades de la Comisión de las Comunidades Europeas, son hoy en día la realización del mercado energético interno para finales de 1992 y el mejoramiento en la seguridad del suministro de energía.

Orientaciones de la política energética

En el pasado, la Comunidad abordaba asuntos energéticos asumiendo un papel de coordinadora de las políticas energéticas de



los Estados Miembros. Hubo algunos programas comunes, particularmente en el campo de la tecnología energética.

Este acercamiento se adecuaba a las circunstancias del pasado. Resulta cada vez más difícil mantener esta visión en un mundo que cambia tan rápidamente, y además, no está más en vigencia en el mercado único integrado de los 90 y más adelante.

El mercado único fue iniciado por la Comisión con su libro blanco en 1985 y fueron lanzadas las acciones necesarias para su realización. La energía tomó su puesto en el mercado interno en 1988 con la publicación de un libro blanco –“El Mercado Energético Interno”– que establece la estrategia de un mercado único en el sector energético.

Ahora la comisión está trabajando en la presentación de una nueva perspectiva para la política energética de la comunidad en los próximos años.

Esta perspectiva va a sugerir cómo hacer frente a la demanda, al crecimiento económico, a la protección del medio ambiente y al desarrollo dentro del contexto del mercado energético interno, con el fin de crear un marco más favorable para estimular las empresas, la competencia y el comercio.

Este nuevo acercamiento terminará en una política energética al nivel de la Comunidad, respaldando y complementando la política energética de los países miembros. Esta política energética comunitaria será probablemente incorporada en el Tratado de la Comunidad Europea.

Es únicamente aprovechándose de la dimensión de la Comunidad, a través de sus economías de escala, de la optimización de la asignación de recursos y de las oportunidades de aumentar su comercio, que el suministro energético de la Comunidad puede proporcionar la base adecuada para la creciente e intensa lucha. Una política energética verdaderamente común puede sacar provecho plenamente de la dimensión de la Comunidad.

El mercado interno para la energía

El año 1992 se está acercando rápidamente y se plantea la cuestión de saber cuán lejos está la Comisión en el camino hacia su programa. En realidad se están haciendo progresos constantes.



Primero, el Consejo de los Ministros de Energía adoptó una directiva sobre la transparencia de los precios, lo que es fundamental en cuanto al funcionamiento de un mercado energético abierto.

La segunda proposición adoptada por el Consejo concierne al mercado comunitario de la electricidad. Una directiva propone que debería haber un sistema bajo el cual las compañías de electricidad puedan utilizar las redes de transporte de las otras compañías para el comercio, a través de las fronteras nacionales cuando la capacidad esté disponible.

El 31 de mayo de 1991, el Consejo adoptó también una decisión positiva respecto al gas natural, la que persigue la misma meta que la de la electricidad: aumentar el comercio entre los suministradores actuales a través de una mejor utilización de comunicaciones de tránsito y de más competencia.

Estas directivas específicas estarán seguidas por otras proposiciones, todas destinadas a fomentar más competencia en el sector energético de la Comunidad y eliminar las barreras nacionales restrictivas. Incrementando la competencia y sacando provecho de las ventajas de un mercado único, los costos de la energía deberían reducirse en beneficio de todos los consumidores de energía.

En mayo de 1991, el Consejo de Ministros de Energía adoptó una decisión positiva respecto al gas natural, que persigue aumentar el comercio entre los suministradores actuales a través de una mejor utilización de comunicaciones, de tránsito y de más competencia

En los comités de los Estados Miembros, todos los participantes estaban a favor del aumento de la competencia en los sectores del gas y de la electricidad. El único punto que fue objeto de debate,



era saber si el acceso a terceros era el mecanismo idóneo para introducir más competencia.

Algunos Estados Miembros estaban en favor del acceso a terceros, otros en contra, pero muchos Estados Miembros tenían un espíritu abierto hacia este sistema en tanto no fuese demasiado burocrático y que fuese introducido paulatinamente de manera que no causara desasosiego repentino en la estructura existente.

Concluiría, a propósito del acceso a terceros, diciendo que las consideraciones principales que gobernarán la elección de la comisión son dos. La primera es que la seguridad de suministro no debe ser afectada desfavorablemente. La segunda es que el principio del subsidiario será respetado, es decir, que en lo posible, la responsabilidad de una solución a un acceso a terceros será a nivel nacional y la legislación comunitaria será introducida únicamente cuando sea necesaria.

Aparte de la cuestión del acceso a terceros, hay otras áreas donde la comisión actúa o puede actuar de manera de poder introducir más competencia en las redes de energía.

Estos incluyen la liberación de la producción de electricidad independiente, la transparencia del costo y desglose de las diferentes funciones de las compañías integrantes, ambas en electricidad y gas, a un nivel contable, con el fin de que el consumidor conozca el precio del producto y del transporte.

Otra área de preocupación de la Comunidad es la normalización en el campo energético, particularmente en lo que se refiere a las normas del medio ambiente cuando sean apropiadas. Estamos convencidos que las normas tienen un papel esencial que jugar en la apertura del mercado en materia de energía.

Antes de finalizar el asunto del mercado interno, me gustaría mencionar los progresos hechos sobre dos otros aspectos: la fiscalización y el sector petrolero.



Respecto al primero, el propósito de la Comisión es de armonizar, hasta ahora solamente en el área de los impuestos indirectos, las condiciones fiscales bajo las cuales los productos energéticos son comercializados dentro de la Comunidad de país a país.

Respecto al petróleo mismo, me gustaría referirme al pensamiento actual de la Comisión, el de asegurar más transparencia y menos discriminación en el otorgamiento de licencias para la producción y la exploración del petróleo.

Finalmente, quisiera añadir que estamos igualmente conscientes de la necesidad de políticas para acompañar al mercado interno. Estas van desde el fortalecimiento general de las infraestructuras energéticas en el marco de las redes transeuropeas hasta ítems específicos como la energía en las ciudades, en islas de la periferia o en áreas rurales.

La carta energética europea

En la óptica de la Comisión, la Carta tendría que ser una declaración política de interés en la cual los firmantes estarían de acuerdo globalmente en las metas, principios y objetivos en lo que concierne a los mercados energéticos y a la cooperación.

La definición de lo que esta cooperación abarcaría y de las medidas necesarias para su ejecución, tendría que ser el objeto de una Conferencia Internacional, en la cual todas las partes interesadas participarían.

La Comunicación de la Comisión del 13 de febrero de 1991 sobre el asunto, y la Carta indicativa que la acompaña están basadas sobre una aproximación de doble significación: 1) la Carta en sí misma y 2) los acuerdos sectoriales específicos.

En primer nivel, la Carta Energética Europea es un tipo de código de conducta o una declaración solemne sobre principios económicos, energéticos y del medio ambiente que los firmantes se comprometen a respetar. El valor de tal documento es establecer por



primera vez un marco general basado en la solidaridad y complementariedad en el campo energético en Europa.

El segundo nivel involucra la aplicación práctica de los principios de la Carta. Es de esperar que esto se hará posible llegando a acuerdos o protocolos específicos. Estos últimos estarían legalmente ligados a acuerdos internacionales multilaterales. La Carta indicativa contiene una lista no exhaustiva de asuntos prioritarios para la conclusión de tales protocolos. Estos protocolos deben servir como referencia y marco legal para las empresas europeas con el fin de que puedan cooperar con estos países y sus empresas en un ambiente seguro y predecible.

Estructura de la industria del gas

El propósito de esta nota es reseñar los obstáculos para la realización del mercado interno para el gas, que podrían ser incompatibles con el Tratado.

Las posibles infracciones, en diferentes grados, conciernen principalmente:

- Libre movimiento del gas, en particular restricciones de importaciones o exportaciones.
- Derechos exclusivos y monopolios.
- Reglas de competencia.

Exploración y producción

La exploración y producción están basadas en licencias siguiendo un procedimiento de dos fases (licencia para explorar el gas y concesión para explotarlo). La duración de su validez varía considerablemente.



En Inglaterra, uno de los requerimientos de las licencias para operar offshore es la condición de que todos los hidrocarburos deben ser entregados onshore en Inglaterra, a menos que el Secretario de Estado garantice un permiso para esta entrega en otra parte, en un tratamiento de caso por caso.

En Dinamarca el Estado tiene el derecho de comprar hasta la mitad de la producción de cada campo.

En Holanda, Gasunie tiene el derecho de prioridad para rechazar todo el gas encontrado onshore y offshore.

En Alemania, BEB (compuesta 50% por Shell y 50% por Esso) conjuntamente con Mobil y Wintershall responde por el 90% de la producción nativa. El rol de BEB en la transmisión será discutido en la siguiente sección.

Importación/exportación

Esta sección describe las restricciones existentes en los Estados Miembros de la Comunidad Europea en lo relativo a la importación y exportación de gas natural, cualquiera de las cuales entre en la categoría de monopolios de importación o limitaciones de la importación y exportación.

En Bélgica, Distrigaz es la única concesionaria para almacenamiento y transporte de gas natural, y debido a este hecho, es la única organización con el derecho de importar o exportar gas, físicamente.

En Francia GDF (Gas de Francia) tiene el monopolio de las importaciones y exportaciones. Esto ocasiona que, por ejemplo, el gas proveniente de Noruega producido por Elf Norge debe pasar a la

El mercado internacional del gas de hoy es oligopólico, al contarse solamente con cuatro grandes fuentes de gas directo suministradas a los consumidores de la Europa continental del Oeste

propiedad de GDF en territorio francés, aún cuando finalmente será vendido a CEFEM (Compañía Francesa de Metano).



Transmisión

La transmisión del gas en los Estados Miembros de la Comunidad Europea está caracterizada por la existencia de monopolios, ya sea mediante estatutos o "de facto" como se verá más adelante. La presencia de una compañía dominante o monopólica en la mayoría de los Estados Miembros, permite a dichas compañías encargarse del control total, hasta el transporte del gas, en su propio beneficio. En algunos países existen también limitaciones en lo relativo a la construcción de tuberías, como se indica al final de esta sección.

En cinco Estados Miembros (Dinamarca, Italia, España, Francia e Irlanda) la compañía de transmisión de gas pertenece en un 100% al Estado y/o empresas públicas.

Distribución

A nivel de la distribución el gobierno municipal o provincial está involucrado de una manera marcada, y las redes de distribución local son usualmente de su propiedad y por lo tanto están sujetas a su regulación.

Hay concesiones garantizadas a LDC en Italia, Alemania, Francia, España y Bélgica. En la mayoría de los países existen empresarios ya sea municipales o públicos. En Italia alrededor de un tercio de éstos están controlados por el Grupo SNAM a través de Italgas.

En Inglaterra, British Gas todavía tiene el control de la mayoría de la distribución de las ventas, aunque el Acta del Gas de 1986 permite la formación de otras compañías de distribución.

mercado interno podrían estar más relacionados con una posible discriminación en los precios a los consumidores cautivos que al hecho de que ellos sean monopolios naturales a través de concesiones o directamente como empresas municipales o regionales.



Formación de los precios

Enlace de los precios del gas al petróleo

Es evidente que cuando los precios del petróleo súbitamente se duplican debido a la situación de guerra en la región del Golfo, sin que la oferta y la demanda realmente justifiquen este aumento, el traslado automático de este incremento en forma de aumentos similares en los precios del gas, debido a la indexación de éstos con los del petróleo resulta políticamente inaceptable y tanto los productores como las compañías de transmisión deberían reconsiderar el modo con el que han sido formados los precios del gas natural, para permitir que dicho precio siga de una manera más próxima los hechos económicos inherentes a la oferta y la demanda de gas natural en lugar de mantenerlo dependiente de los acontecimientos ocurridos en el mercado del petróleo.

Un punto importante para reflexionar en el mercado internacional del gas de hoy es que representa escasamente un modelo de perfecta competencia. Es efectivamente oligopólico, al contarse solamente con cuatro grandes fuentes de gas directo suministradas a los consumidores de la Europa continental del Oeste, ha sido informalmente reconocido como *reglas de juego* y al comprar consorcios que efectivamente reducen a los compradores independientes a un simple puñado, pero quienes son probablemente aptos para compensar el peso de los productores en una mesa de negociación.

Un mercado de gas ponderado y maduro, con una participación creciente del gas natural en el balance total de la energía, tal como ha sido pronosticado por todos los expertos de la actualidad, debería liberarlo de su actual dependencia del petróleo. De esta



manera, los precios del petróleo permanecerían solamente como un “techo” en aquellos mercados donde el gas natural entra en competencia directa con productos derivados del petróleo, pero no serían un factor determinante para el conjunto de transacciones comerciales del gas. La brecha prevista en el suministro de gas en los mercados de energía de la Comunidad Europea, prevista para los años 2010 y siguientes, es grande y ofrece buenas perspectivas para proyectos de suministro adicional de gas. La mayor parte de este gas debe ir a mercados que no hacen competencia al petróleo (plantas de energía y usos domésticos); el automatismo del precio del gas indexado al del petróleo podría, de esta manera, arriesgar seriamente al gas natural cubriendo la ya mencionada brecha en el suministro.

Guido Nule

Presidente de Promigás

Escuchando todas las presentaciones que se han hecho en el curso del día, sobre los diferentes modelos que utilizan varios países en el mundo en el tema del gas natural, le saltan a uno algunas inquietudes cuando comienza a relacionar esos modelos con la realidad colombiana, observada por personas que, como yo, hemos estado participando en el desarrollo de este sector en el país, y particularmente en la Costa Atlántica.

El sector del gas natural en Colombia comienza su desarrollo en los años 60, buscando sustituir los combustibles líquidos exportables, con unos beneficios importantísimos para la economía, en la medida en que solamente en la Costa Atlántica hoy ya se están sustituyendo y dejando libres, aproximadamente, 50 mil barriles de fuel-oil para la exportación.

Pero no se quería que los beneficios del gas natural se detuvieran en la liberación de estos combustibles líquidos que producía Ecopetrol, sino que también fueran a sustituir otros mucho más importantes, y de mucho valor económico, como eran el propano, la gasolina en el sector automotor y la energía eléctrica, probablemente el más costoso de todos los energéticos.

Considerando todas estas circunstancias y todos estos elementos de valor económico, se planteó de una manera integral, a principios del gobierno anterior, una política que se denominó *Gas para el cambio*, que consistía en masificar, en tratar de llevar el gas natural a todo el país. Incluía este proyecto, o este gran objetivo, la construcción de un gasoducto que llevaba, de los campos de la Guajira al interior, parte de las reservas que hoy todavía existen, y al mismo tiempo se diseñó una red doméstica de gasoductos, que se llamó regionales, la cual está en ejecución parcialmente.



¿Qué pasó? El planteamiento era claro. Desde el punto de vista económico tenía un gran soporte y una gran claridad, en la medida en que se sustituían, con el uso de este gas, todos estos combustibles y energéticos de mayor valor económico. Al mismo tiempo, se planteó claramente por parte de los productores, es decir la asociación Texas-Ecopetrol que maneja el yacimiento de la Guajira, la disponibilidad de gas natural para atender la demanda actual y proyectada de la Costa Atlántica, más la demanda supuesta o esperada en el interior del país, que se reducía exclusivamente al área de Barrancabermeja y de Bogotá. Tenía una gran justificación desde el punto de vista económico y tenía una gran justificación desde el punto de vista técnico y de abastecimiento del mercado, porque se atendía unos mercados muy importantes, y al mismo tiempo se lograba un efecto probablemente mucho más importante, que no se logró, y era que se abría un gran mercado al gas natural, lo cual seguramente hubiera impulsado aún más las actividades exploratorias en el país.

Este proyecto no se pudo llevar a cabo porque hubo una reacción puramente política, a mi manera de ver, en contra de este proyecto. Los precios del gas natural en Colombia están por debajo del costo real del mismo, son subsidiados, y por consiguiente el gas natural es el combustible más apetecible para todos los sectores, incluido el industrial. Por supuesto, era obvio que reaccionara la Costa Atlántica en contra de un proyecto que iba a disminuir la disponibilidad de gas para ellos en el futuro de 30 a 18 años. Porque en la medida en que se agotara el gas natural, los precios subsidiados del gas natural, tenían que subir hacia otro combustible, también subsidiado, pero definitivamente de mayores precios, como son los combustibles líquidos que en general se venden en el país.

Esa estructura de precios unido al sentimiento regionalista del país, acabó con este proyecto, con lo cual hoy tendríamos una red integrada en el país para abastecer. Ya habríamos abierto el mercado al interior y estaríamos pendientes de cualquier otro descubrimiento que pudiera soportar y ampliar nuestras reservas. Vale la pena recordar que no es la primera vez que esto sucede. En el año 1971-72 me tocó también promover la posibilidad de traer



gas del interior, es decir de los pozos de Payoa a provincia. En ese entonces, tampoco fue posible llevar a cabo ese proyecto, porque se planteó en ese momento que se iban a agotar las reservas muy rápidamente y quedaría el centro, básicamente, sin la disponibilidad de gas.

Desde el punto de vista, ya no sectorial, sino yéndonos a los diferentes subsectores, o sectores atendidos por el gas natural, encontramos que en el sector industrial y el sector eléctrico la demanda, al menos en la Costa Atlántica, ha sido casi que totalmente atendida, casi en un 100%. Las razones: existe una red disponible que suministra la totalidad del gas que se requiere y, además, porque los precios son altamente competitivos con los de cualquier otro combustible. Ni siquiera vale la pena aquí hacer alusión a lo que tiene que ver con la calidad de combustible, con su carácter ecológico, con su carácter de limpieza, y sobre todo, que no requiere almacenamiento. Es decir, la sola gran diferencia de precios induce, lleva a los empresarios a que se sustituya cualquier combustible por el gas natural.

En el sector doméstico, les contaba que dentro del programa inicial se planteó una red de gasoductos regionales, que se comenzaron a llevar a cabo y en gran parte se han desarrollado. En la actualidad, por ejemplo, todas las capitales de la Costa Atlántica tienen gas natural por tubería, con excepción de Valledupar, la cual, de acuerdo con el proyecto que tenemos, deberá tenerlo en el curso de 1992. Se han conectado al sistema diferentes poblaciones de menor tamaño.

Creo que es importante revisar los inconvenientes que hemos tenido allí, ya que pueden servir para formular las políticas y desarrollar los marcos legales.

Cuando se va a plantear el proyecto de algún gasoducto específico, uno encuentra muchos inconvenientes. Por ejemplo, si uno

En el sector industrial y el sector eléctrico, la demanda por el gas natural, al menos en la Costa Atlántica, ha sido atendida casi en un 100%



va a solicitar la construcción de un gasoducto para una población como Palomino, un pequeño pueblo que queda pegado prácticamente al gasoducto que viene de Ballenas a Cartagena, que es un tubo que tendrá 30 metros de largo, requiere la misma tramitología que para hacer un gasoducto de Ballenas a Bogotá. Entonces, debería buscarse la forma, no cambiando la ley, pero sí reglamentándola, para que estos sistemas de gasoductos regionales se pudieran incluir dentro de paquetes que incluyeran zonas, que incluyeran regiones. Porque, al asimilar la legislación petrolera a la situación del gas natural, no se tienen en cuenta las diferentes características de uno y otro combustible. La característica del gas natural, que debe ser únicamente transportado por tuberías, requiere que haya unas circunstancias y unas condiciones y términos diferentes en la tramitación de un permiso y otro. Eso, nos ha llevado a prolongar innecesariamente la construcción de muchas obras, que bien pudieran estar ya significando grandes beneficios para esas poblaciones y para el país en general.

Otro inconveniente que debo resaltar es el de la forma de evaluación de los proyectos. Dada la estructura de precios en el país, de los subsidios, cada vez que se trata de plantear la viabilidad de un proyecto, encontramos grandes obstáculos en la definición o determinación de los verdaderos valores económicos a utilizar, de los diferentes combustibles, para que la sustitución pueda ser realmente beneficiosa o rentable desde el punto de vista económico o social. Eso no ha sido posible. Se le encarga en este momento a Ecopetrol la financiación y casi que la asunción total de los costos de todos estos gasoductos regionales. Pero yo, desde otra orilla, miro que Ecopetrol revisa los proyectos desde un punto de vista muy financiero, como le corresponde. Pero no parece viable que Ecopetrol pueda evaluar la sustitución de energía eléctrica, cuyos costos de producción de un millón de BTU los ha establecido ISA en 15 o 16 dólares, versus 2 o 3 dólares del gas natural, porque eso no va a afectar directamente las finanzas de Ecopetrol. Es algo que debería definirse a nivel nacional. Sucede lo mismo con la gran dificultad que existe a nivel nacional, en el sector eléctrico, de determinar dónde están los subsidios y quién debe responder por esos subsidios. Es un punto que debería definirse.

Yo sugeriría que se estableciera por parte de alguna institución, por ejemplo la Comisión Nacional de Energía, una lista de precios económicos o de valores económicos, que se utilizara obligatoriamente en la evaluación de proyectos, para poder definir los que son buenos, convenientes o no, para la economía nacional.



Capítulo 5

Modelo Canadiense

Edgar Buzzalino ■

El modelo canadiense

Alberto Lara ■

Comentarios al modelo canadiense

Edgar Buzzalino

Novacorp International Consulting Inc.

Modelo canadiense

Como primera medida, permítanme poner a Canadá, más precisamente a la provincia de Alberta en perspectiva. Canadá está ubicado en América del Norte, limitando con los Estados Unidos. Es el segundo país del mundo en tamaño, con una superficie total de casi 10 millones de kilómetros cuadrados. Su población es de, aproximadamente, 26.2 millones de habitantes y está concentrada, en su mayoría, en centros urbanos desde la costa Este a la costa Oeste; esto representa aproximadamente un 80% de la población de Colombia, que es de 32.6 millones de habitantes. La provincia de Alberta está situada al Oeste de Canadá, y cuenta con una superficie de 661 mil kilómetros cuadrados; esto representa, aproximadamente, la mitad de la superficie de Colombia, que es de 1'140.000 kilómetros cuadrados. Los principales inconvenientes encontrados en el desarrollo de la red canadiense son el tamaño del país y el hecho de que el transporte deba atravesar fronteras provinciales.

El gas es un importante componente del campo energético canadiense. Provee un 25% de la demanda total de energía. El mercado de los usuarios, o mercado de consumidores finales, representa el 30% de la demanda total. Es el segundo en orden de importancia después del petróleo, que representa un 42% de la demanda total. El gas natural es la energía predominante para uso domiciliario, comercial e industrial. Sólo en el sector transporte el petróleo es más utilizado.

La producción total de gas natural canadiense fue de 99.100 millones de metros cúbicos en 1990. Esta producción representa, para las empresas productoras, 5.400 millones de dólares canadienses, que



son unos US\$4.600 millones. De esta producción total, unos 39.600 millones de metros cúbicos son exportados a los Estados Unidos, proveyendo ingresos por exportación para Canadá del orden de US\$3.330 millones. Los 59.500 millones de metros cúbicos restantes, que representan aproximadamente US\$6.900 millones, son utilizados para el consumo doméstico canadiense.

La industria del gas natural es un importante generador de empleo en Canadá. La industria de la extracción de crudo y de gas natural emplea, aproximadamente, 35 mil personas. Alrededor de 7.900 están empleadas en el transporte de gas natural y unas 15.600 en las empresas de distribución de gas.

La provincia de Alberta produce la mayor cantidad de petróleo y gas natural en el país, y esto representa aproximadamente un 85% de la producción. Es la principal proveedora de gas a los Estados Unidos, con 5 gasoductos de gran diámetro, conectados a diversos mercados regionales estadounidenses. También provee la mayoría del gas natural utilizado en las provincias del Este de Canadá. Estos mercados están abastecidos por el sistema de la empresa Trans Canadá Pipeline, que cuenta con el equivalente de cuatro gasoductos de gran diámetro, conectados en paralelo. Son del orden de las 40 pulgadas cada uno (uno de 42 y tres de 38).

Alberta es, también, un gran consumidor de gas natural. El gas natural provee virtualmente toda la energía utilizada en los sectores domiciliarios y comercial. El sistema de Nova suministra todo el gas natural consumido en la provincia y el que se exporta. Aproximadamente, dos tercios de la energía utilizada en forma industrial provienen del gas natural. El uso de energía eléctrica en la industria alcanza el 20% del consumo, mientras que los refinados del petróleo alcanzan un 13%.

Vamos a ver, ahora, el potencial del gas natural canadiense. Si consideramos al gas natural como una fuente de energía básica, resulta claro que su potencial es considerable. Virtualmente, toda la producción de la zona occidental del Canadá proviene de los yacimientos de la cuenca de la zona central de Alberta. Esta cuenca ha producido grandes cantidades de gas natural por más de 30 años;



sin embargo, sólo ha producido aproximadamente la tercera parte de su capacidad total, de cerca de 5.7 millones de metros cúbicos. Otra tercera parte de la capacidad está almacenada en reservas probadas. Estas reservas son de 1.9 millones de metros cúbicos, y son suficientes para unos 20 años, a niveles de producción de 1989, que son de 96.300 millones de metros cúbicos en el año. La restante tercera parte no está localizada. La exploración y el desarrollo de perforaciones continúa en el oeste de Canadá, y se espera que las reservas que se encuentren sustituirán una gran parte del consumo, con posterioridad al año dos mil.

Además de las reservas del oeste de Canadá, podemos encontrar otras zonas cuyo potencial es importante, a pesar de haber sido poco exploradas. Las reservas halladas en estas zonas han sido muy significativas. Estas nuevas zonas, así como la zona occidental, asegurarán el futuro del gas natural en el país.

Podemos encontrar tres gasoductos de transporte principales: El de West Coast Transmission, el de Nova y el Trans Canadá Pipeline. Estos tres gasoductos constituyen la red de transporte en Canadá. La presencia de los mercados de exportación a Estados Unidos ha ayudado al desarrollo de estos sistemas de transporte.

La red de transporte de Nova está constituida por 16.900 kilómetros de gasoductos, que transportan un promedio de 225 millones de metros cúbicos por día, con una capacidad máxima de 285 millones de metros cúbicos por día. Este sistema cumple dos funciones: de recolección y de transporte, desde los pozos de petróleo y gas.

Los costos de transmisión medidos en centavos por tonelada/kilómetro por unidad de energía, son más bajos en un gasoducto o en un oleoducto que en cualquier otro medio de transporte

Nova es una importante empresa canadiense que opera internacionalmente, desde sus oficinas en Calgary, Alberta. Fue creada en 1954, a través de legislación especial introducida en el parlamento de Alberta, con la misión de construir y operar en la



provincia su propio sistema de transmisión de gas natural. El transporte de gas natural a través de gasoductos constituyó la única actividad de la empresa hasta 1972. Las actividades de Nova, hoy en día, comprenden plantas petroquímicas y de plásticos, gasoductos y venta de gas natural, y servicios de consultoría relacionados con estas disciplinas.

Si consideramos el volumen de gas natural transportado, nuestra empresa está ubicada entre las primeras 6 de América del Norte. En cuanto a la petroquímica y los plásticos, tiene participación en empresas consideradas entre las líderes de América del Norte. Nuestras plantas están estratégicamente ubicadas para abastecer los mercados de Canadá, Estados Unidos y los países de la Cuenca del Pacífico.

Los sistemas de gasoductos, oleoductos y poliductos representan, sin lugar a dudas, el mejor método para la transmisión de gas natural, petróleo y otros líquidos, desde el punto de vista de seguridad, económicos y de preservación del medio. Los costos de transmisión medidos en centavos por tonelada/kilómetro por unidad de energía, son más bajos en un gasoducto o en un oleoducto que en cualquier otro método de transporte, bien sea ferroviario o a través de camiones. Desde el punto de vista operativo, un sistema de gasoducto correctamente diseñado brinda prestaciones con alto grado de confiabilidad, tanto para el público, como para los operadores técnicos. Como prueba de este alto grado de seguridad, la división de transmisión de gas de Nova superó el millón de horas/hombre, en 1990, sin un solo accidente de trabajo, y ese mismo récord se había obtenido en 1989. Estas cifras son excepcionalmente bajas y representan un alto grado de confiabilidad operativa.

La instalación de gasoductos no altera ni el terreno, ni la irrigación, ni la flora y fauna autóctonas. En otras palabras, el impacto de estas instalaciones en el medio ambiente y la población es mínimo. Durante la construcción de gasoductos, las distintas capas de tierras que han sido removidas, se reemplazan en el orden correcto, incluyendo la capa superior de tierra fértil. Una vez finalizada la construcción, es posible caminar por la ruta del gasoducto

sin poder percibir que, un metro debajo de la superficie, se encuentra un gasoducto. Las instalaciones de superficie son pocas: estaciones, válvulas, y rara vez presentan inconvenientes.

Una empresa propietaria de líneas de transporte tiene mejor acceso a capitales de inversión, que los productores en forma individual. El costo asociado al uso del sistema de transporte puede ser regulado en la región donde el producto es extraído o consumido, y todos los productores reciben un trato equitativo.



El descubrimiento de petróleo en Alberta

Podemos encontrar muchos ejemplos que nos muestran cómo los oleoductos y los gasoductos han mejorado las economías regionales, British Gas en Gran Bretaña, Teneco, y por supuesto Nova en Canadá. Cada ejemplo ha dejado experiencia en el mejor conocimiento de mercados internacionales y ha sido el punto de partida de otros desarrollos.

La historia de Nova comienza con el descubrimiento de grandes yacimientos petrolíferos en Turner Valley, Alberta, en 1914, seguido por otros en Leduc, Alberta, en 1946. Estos yacimientos no sólo contenían petróleo, sino también un alto contenido de gas natural. Luego de finalizar los estudios, que mostraban que la provincia tenía un gran excedente de gas natural, el gobierno autorizó las exportaciones. El 8 de Abril de 1954, por ley especial promulgada por la Cámara Legislativa de la provincia de Alberta, Nova fue creada con la misión y el derecho de construir, ser propietaria y operar, una red de gasoductos en esta provincia.

Se comenzó a transportar gas natural en 1957, con el nombre de Alberta Gas Transline Company. Con el objeto de financiar la construcción de gasoductos, Nova vendió acciones a los residentes de Alberta. Actualmente, las acciones están en manos de muchos accionistas minoritarios, de los cuales el 90% son canadienses.

La red original de Nova, en 1960, es la primera etapa del sistema de transmisión que abastecería la zona Este de Canadá. En el año 1961,



luego de una ambiciosa etapa de construcción, el sistema occidental fue puesto en servicio. Con esto se duplicó la capacidad del sistema y se agregaron conexiones a la Columbia Británica y al estado de Montana, en Estados Unidos. En 1963, la empresa contaba con más de 2.400 kilómetros de gasoductos en servicio, y transportaba 36.8 millones de metros cúbicos por día. La red actual es una sofisticada interconexión de gasoductos, vital para la infraestructura energética de América del Norte. Nuestro sistema está constituido por 16.900 kilómetros de gasoductos, de hasta 42 pulgadas de diámetro, 44 estaciones compresoras, con un total de 932 mil caballos de potencia instalados, y 924 estaciones de medición de entrada y salida del sistema. Nova transportó, en 1990, 82 mil millones de metros cúbicos de gas. Son casi 3 trillones de pies cúbicos, con promedios diarios de 225 millones de metros cúbicos, que son casi 8 billones de pies cúbicos y un máximo de 285 millones de metros cúbicos, que son aproximadamente 10 billones de pies cúbicos.

La red de gasoductos está controlada desde un solo control central en Edmonton, Alberta. El sistema está controlado por 3 personas que trabajan 24 horas por día, en turnos de 8 horas, y las estaciones de compresoras no tienen personal durante la noche, sólo personal de mantenimiento. La red transporta más del 80% de la producción de gas natural canadiense, lo cual representa más del 13% de la producción de América del Norte.

La estructura tarifaria

Nova ofrece una estructura tarifaria tipo franqueo. Los productores pagan una tarifa única para transportar el gas a cualquier punto del sistema en la provincia. Esta tarifa es semejante al franqueo postal, y resulta en un trato equitativo a todos los productores, y favorece la exploración de zonas remotas de la provincia, que se encuentran en la zona norte. Los clientes tienen flexibilidad para recibir el gas en cualquier punto y enviarlo a cualquier otro punto del sistema, ya que el costo del transporte es siempre constante. Esta estructura tarifaria es consistente con la topología del sistema, que tiene muchos puntos de entrada y salida con un gran número de clientes. Las tarifas para el transporte son establecidas

de acuerdo con los clientes, ya sea directamente o a través de un ente regulador; esto asegura que las tarifas sean tan bajas como sea posible.

Hay alternativas a la tarifa tipo franqueo, son tarifas basadas en metro cúbico por kilómetro, o en el costo incremental por sección de gasoducto. Es importante destacar que la industria del gas está dividida, en Canadá, en tres sectores independientes: los productores, los transportadores y los distribuidores. Estos tres sectores están prácticamente en manos privadas; el transportador sólo cobra por el costo de sus servicios, el precio del gas queda establecido entre el productor y el distribuidor, basado en la oferta y la demanda.



Los entes reguladores

La empresa toma la iniciativa en el proceso de determinación de tarifas, a través de consultas con los productores. Las Juntas de Regulación de Empresas de Servicio Público, *The Public Utilities Board*, tiene jurisdicción sobre todas las empresas de servicio público en la provincia de Alberta. La junta sólo interviene en la determinación de tarifas cuando los clientes expresan insatisfacción, y la junta es también responsable por la equidad en el costo de las tarifas. Es usual que se resuelva una disputa antes de que la junta determine la necesidad de una audiencia. Nova sólo ha tenido tres quejas en 30 años.

La Junta de Preservación de Recursos Naturales, *The Energy Resources Conservation Board*, regula la construcción del sistema de transporte. Antes de comenzar la construcción, la empresa debe obtener el permiso correspondiente. La junta informa al público, a través de avisos en los periódicos de los planes para construir. Cualquier miembro del

Los productores pagan una tarifa única para transportar el gas a cualquier punto del sistema en la provincia. Esta tarifa es semejante al franqueo postal y resulta en un trato equitativo a todos los productores, y favorece la exploración de zonas remotas



público con inquietudes puede contactarse con la junta. Las quejas con respecto a las condiciones del servicio, también son resueltas a través de la Junta de Preservación de Recursos Naturales. Consultas periódicas con los clientes aseguran que existan muy pocas quejas. Los procedimientos descritos han sido muy satisfactorios, y aseguran flexibilidad y celeridad para las partes.

Hay un tercer ente regulador, que es la Junta Nacional de Energía, *The National Energy Board*, y éste autoriza la importación y exportación de petróleo, gas natural y energía eléctrica, entre las distintas provincias y también a mercados fuera de Canadá. Este ente, a diferencia de los dos anteriores, es de responsabilidad del Gobierno Federal, y está involucrado en la regulación de tarifas, cuando la red de transmisión atraviesa fronteras provinciales.

Nova ha utilizado su posición en la industria del gas natural para ingresar al mercado de la industria petroquímica y del plástico. Cuenta con plantas petroquímicas y de plásticos en Canadá y en Estados Unidos. Nuestra división de petroquímica es la mayor productora de etileno en Canadá con un 80% de la producción total. También produce metanol, propileno, estireno, isobutileno y butadino. El etileno es un producto básico para la industria petroquímica y la materia prima empleada en la industria del plástico. El etileno es producido a partir del etano, que se encuentra en el gas natural. El mercado del etanol se beneficia con el acceso a grandes volúmenes de gas a precios competitivos.

Alberto Lara

División de Gas de Ecopetrol.

Comentarios al modelo canadiense

Mis comentarios se basarán no sólo en la valiosa información que nos acaba de suministrar el doctor Buzzalino, sino también en el resultado de una charla que sostuve con él, en la que me amplió los datos sobre la manera como opera el marco institucional del gas en Canadá, en su contexto global de producción, transporte y distribución.

En primera instancia, debemos ubicarnos para saber cómo y dónde estamos en Colombia, comparados con Canadá.

La producción y las reservas de gas natural, en 1990, fueron las siguientes en ambos países: Canadá exportó 9.588 millones de pies cúbicos de gas. Nosotros, como sabemos, no somos exportadores. El consumo interno canadiense fue de 3.831 millones de pies cúbicos. El nuestro fue de 392. Esto nos muestra la manera como está adelantado, tanto social como industrialmente, un país como Canadá, en el cual 3.831 millones de pies cúbicos diarios fueron consumidos por 26 millones de habitantes, mientras que nosotros consumimos 392 millones para distribuirlos en 32 millones de habitantes.

La producción total en Canadá fue de 5.757 millones de pies cúbicos diarios, la nuestra fue de 392. Las reservas canadienses son de 200.294 giga-pies cúbicos –recordemos que un giga-pie cúbico equivale a 1×10^9 pies cúbicos–, las nuestras son de 5.309 giga-pies cúbicos; estas reservas, inclusive, son reevaluadas, teniendo en cuenta que recientemente Texas hizo un modelo de simulación del



yacimiento, que condujo a que las reservas, que inicialmente estaban previstas para finales de 1989 en alrededor de 3.700 giga-pies cúbicos, se incrementaron a 4.600 giga-pies cúbicos. El mayor volumen de las reservas colombianas corresponde a los yacimientos de la Guajira. Aquí, como es obvio, no están incluidas las reservas del campo de Cusiana, las cuales en este momento están en un proceso de evaluación.

Podemos mirar un comparativo del consumo del gas natural en Canadá y en Colombia. El porcentaje del gas natural en la demanda total de energía en Canadá es del 24%, en Colombia sólo es del 7.8%. Eso se explica, por una parte, porque aquí falta por abastecer las principales ciudades del país, y por la otra, porque el consumo de gas natural en el sector doméstico colombiano es bajo; en este momento sólo en 4.6% del gas que se consume en Colombia es utilizado en el sector doméstico. En cambio, en ese mismo sector doméstico, en forma atípicamente alta, la energía eléctrica es consumida en porcentajes exorbitantes.

Por otra parte, el sector petroquímico en Colombia está prácticamente incipiente. Sólo el 3.7% del gas natural colombiano es utilizado en el sector petroquímico, mientras que en Canadá, el doctor Buzzalino nos mostró los grandes desarrollos petroquímicos.

El mayor consumo del gas natural en Colombia es en el sector termoelectrico, donde el 42% del gas del país y el 62% del gas de la Costa Atlántica es utilizado como base para la generación eléctrica, mientras que en el Canadá, prácticamente, no hay generación eléctrica a partir del gas natural, sino a partir del carbón, de recursos hidráulicos y de energía nuclear.

En cuanto al porcentaje del petróleo, las cifras sí son comparativamente iguales, donde el petróleo y sus derivados equivalen al 40% en el Canadá, y en nuestro país el 42.2%.

Vamos a mirar el esquema institucional del gas natural en Colombia en sus tres aspectos básicos que son: la producción, el transporte y la distribución, comparados con el caso canadiense, para que veamos las similitudes y las diferencias.



En cuanto a la producción: el gas natural se produce en Colombia en forma libre o asociada con el petróleo crudo, en campos que pueden ser de propiedad de Ecopetrol, en asociación o en concesión. En Canadá, en cambio, casi todos los campos, con excepción de algunos que son en este momento de propiedad de Petrocanada, son de propiedad de compañías privadas que previamente han comprado los terrenos con derecho a los minerales.

En Canadá, cualquiera puede comprar un terreno y especificar de antemano que desea solamente la superficie, o puede comprarlo con derecho al subsuelo. Esta es una grande diferencia, ya que en *nuestro país es muy poco probable que se dé la situación en la cual un particular pueda ser el propietario del subsuelo.*

De las tres modalidades de producción nuestra, la que ha dado mejores resultados hasta ahora es la asociación, en la cual aproximadamente el 60%, como mínimo, pertenece a la nación, entre las regalías que son del 20% y la propiedad de la compañía estatal Ecopetrol que es del 40%. En Canadá, como consecuencia de que las compañías privadas pueden ser dueñas del subsuelo, pues ellas venden el gas y pagan regalías al estado, en un modelo similar al de las antiguas concesiones nuestras, que quedan como remanencia de un sistema inicial de exploración y producción en el país.

En cuanto al transporte, en Colombia Ecopetrol comercializa tanto el gas de producción propia, como el de las compañías extranjeras, a las que compra el gas en el campo, es decir, en boca de pozo. En Canadá, el gas natural es comercializado por cada una de las compañías productoras.

Las compañías productoras venden a los consumidores en cualquier sitio del país, pagando una tarifa de transporte al dueño del gasoducto. Esta situación en nuestro país no se podrá dar, sino *en aquel momento en que el gas natural llegue a tener unos*

Con los precios subsidiados como los de este momento, ninguna empresa privada podría acometer el negocio de vender gas a los usuarios finales



precios reales, muy cercanos a los de los niveles internacionales, porque con los precios subsidiados como los de este momento, ninguna empresa privada podría acometer el negocio de vender gas a los usuarios finales.

En Colombia Ecopetrol compra el gas a las compañías asociadas, a precios que difieren cada uno de acuerdo con el contrato particular que haya sido suscrito, sobre todo aquellos contratos suscritos con anterioridad a 1983. En 1983, con el fin de estimular la búsqueda de gas natural, fue emitida la resolución 061, que fijó un precio para el gas natural que se descubriera en tierra firme de 2 dólares por millón de BTU, y para el que se descubriera costa afuera o al occidente de la Cordillera Occidental, de 2.20 dólares por millón de BTU. Infortunadamente, a partir de esa época, no ha habido ningún descubrimiento significativo de gas natural, con excepción de la expectativa que tenemos todos alrededor del campo de Cusiana. También, esa resolución previó que el gas natural fuese actualizado en su precio semestralmente, de acuerdo con las fluctuaciones del precio internacional del fuel-oil de exportación. En este momento, como consecuencia de la depresión del precio del fuel-oil, el precio del gas natural, de acuerdo con la resolución 061, está bastante bajo, alrededor de 86 centavos para el gas que se descubra en tierra firme y 94 centavos de dólar para el que se encuentre costa afuera.

En relación con el transporte, en Colombia el gas natural es transportado desde los campos de producción hasta los centros de consumo por compañías dueñas del gasoducto, algunas de ellas privadas, otras de economía mixta y otras estatales. En cambio en Canadá las compañías transportadoras son 100% privadas. Al igual que en Colombia, la compañía dueña del gas es la que paga la tarifa de transporte. La diferencia estriba en que en Colombia la tarifa de transporte es fijada por resolución emanada por el Ministerio de Minas y Energía, en cambio en Canadá esa tarifa de transporte es fijada de común acuerdo entre la compañía dueña del gas y las compañías transportadoras.



y se llega a un consenso en cuanto a la tarifa entre el dueño del gasoducto y esas compañías productoras. En Colombia, como dijimos, el único dueño del gas es Ecopetrol y, entonces, la tarifa de transporte se fija entre Ecopetrol y la compañía transportadora, pero ha habido ocasiones en las cuales ha sido difícil el acuerdo directo entre las partes, y ha tenido el Ministerio de Minas y Energía que fijar esas tarifas mediante una resolución.

Otro de los aspectos importantes por considerar es que, a pesar de los grandes volúmenes que allí se manejan, las compañías dueñas de gasoductos no tienen derecho a ningún margen de pérdida. Aquí, normalmente, en los contratos de transporte, el dueño del gas le da un margen de pérdida hasta del 1% al dueño del gasoducto, lo cual significa, para volúmenes grandes, cantidades significativas de dinero. Allá, con base en los sistemas sofisticados que tienen de medida, no se justifica ni está establecido contractualmente que el transportador pueda tener derecho a la pérdida siquiera de 1 pie cúbico de gas.

En cuanto a la red de gasoductos troncales, en Canadá hay 16.900 kilómetros, mientras que en Colombia tenemos 1.589, con pequeñas expansiones de las que hablaré más adelante. Los gasoductos adicionales para abastecer a casi todo el país serían de una longitud entre 1.250 y 1.900 kilómetros, dependiendo de la opción que se escoja. El de 1.250 kilómetros sería un gasoducto para el caso en el cual todo el suministro de gas provendría de Cusiana, iría hacia el norte, hacia Barrancabermeja y luego continuaría hacia el sur a abastecer a las ciudades de Bogotá, Medellín, Cali y Pereira. En el gasoducto de mayor extensión, de 1.900 kilómetros, vendría gas de tres fuentes diferentes que serían la Guajira, Venezuela, entrando a la altura de Maicao, y Cusiana.

Los diámetros requeridos para esos gasoductos serían variables, llegando hasta 26 pulgadas, y el valor requerido para ese programa, también dependiendo de los escenarios de suministros y de los escenarios de demanda, oscilarían entre 400 y 760 millones de dólares; 400 millones de dólares sería para el caso en el cual el suministro provendría únicamente de Cusiana con el escenario de demanda baja en el cual no habría sustitución de fuel-oil para



exportación, suponiendo que los precios del fuel-oil continuasen deprimidos y no habría sustitución de crudo Castilla, sino a partir del año 2.006 que sería la época en la cual el crudo Castilla tendría un costo de oportunidad competitivo con el del gas natural. Para el caso de un escenario alto de demanda, en el cual si habría sustitución de fuel-oil y habría sustitución de crudo Castilla, no a partir del año 2.006, sino a partir del año 2.002, se requeriría una inversión de 760 millones de dólares.

Nosotros tenemos que pensar cómo podemos conseguir esa gran cantidad de dólares, que no se irían a invertir de un solo golpe, sino que podrían ser escalonadas en 4, 5 y hasta 10 años. Mientras que en Novacorp, solamente para su proyecto del año entrante, que es un proyecto de inversión rutinario, de los que hacen anualmente, van a invertir 520 millones de dólares, una cifra intermedia entre las que nosotros requerimos para ejecutar en 4 o 10 años.

Fundamentalmente, nuestros gasoductos lo que hacen es conectar a los campos productores con los centros de consumo, que están relativamente cercanos. El gasoducto principal, que va desde los campos de la Guajira hasta Cartagena, es un gasoducto de 20 pulgadas de diámetro, en este momento está copado en su capacidad de transporte y será ampliado el año entrante mediante la adición de un brazo paralelo de 85 kilómetros, 24 pulgadas de diámetro y una estación compresora de 15 mil caballos, requiriéndose una inversión de aproximadamente 40 millones de dólares. Posteriormente, habrá otros procesos de expansión que requerirán unos 25 millones de dólares adicionales, con el fin de satisfacer la demanda de la Costa Atlántica hasta el año 2010. Hay otros gasoductos menores en otras regiones del país.

Algunos proyectos que se van a ejecutar en el próximo años son el gasoducto Ballena-Valledupar, que suministrará gas a todo el corredor habitacional de la Guajira, aproximadamente a unos 10 municipios y a Valledupar, capital del Cesar, que es el único departamento costeño que no está siendo abastecido por gas natural. Ese gasoducto tiene un diámetro de 6 pulgadas y una longitud de alrededor de 190 kilómetros, y tendrá un costo de alrededor de



10 millones de dólares. Entre Casanare y la ciudad de Yopal también se construirá un gasoducto pequeño, de alrededor de unos 32 kilómetros de longitud, 4 pulgadas de diámetro, más que todo con el ánimo de favorecer socialmente a esa región, porque rentablemente no se justificaría su construcción. Ese gasoducto va a ser construido por Ecopetrol y los asociados de la zona que son Elf Aquitaine y Hocol. Adicionalmente, en la zona del Huila, entre Dina, Aipe y Natagaima, se habilitará un poliducto de 4 pulgadas y 47 kilómetros de longitud, para convertirlo en gasoducto y llevarle gas a esas dos pequeñas poblaciones.

En cuanto a la distribución de gas natural, podemos ver la diferencia en el aspecto colombiano con el canadiense. En Colombia, la distribución tiene dos formas diferentes, una en la Costa Atlántica y otra en el interior del país. En la Costa Atlántica, Ecopetrol vende gas directamente en gasoductos troncales a la industria, a un precio que en este momento está alrededor de 88 centavos de dólar por millón de BTU; al sector petroquímico se está vendiendo ese gas subsidiado alrededor de 54 centavos de dólar por millón de BTU; y al sector termoeléctrico, a unos precios irrisoriamente subsidiados, alrededor de 38 centavos de dólar por millón de BTU. El subsidio para el sector petroquímico se ha establecido desde hace mucho tiempo, con el fin de incentivar el desarrollo de ese sector y sin embargo no se ha logrado, probablemente porque las reservas que en este momento existen en el país no ameritan la construcción de una planta petroquímica de gran envergadura.

El sector termoeléctrico en la costa es el mayor consumidor de gas. Las compañías distribuidoras de gas en la costa reciben ese gas a 80 centavos de dólar por millón de BTU, y lo venden al usuario doméstico y a pequeñas industrias a precios que les fija la Junta Nacional de Tarifas. En el interior del país, Ecopetrol vende la totalidad del gas a las compañías distribuidoras.

Si en Canadá se llegase a emitir alguna disposición gubernamental que estableciese los estratos, esa disposición antes de una hora se caería por sí sola, por inconstitucional, porque allí está prohibido cualquier tipo de discriminación



En estos momentos, estamos en un plan de unificación de criterios, de tal manera que en todo el país opere el mismo esquema que opera en el interior, donde sea Ecopetrol quien le venda a las compañías distribuidoras. Eso se pretende hacer en la costa, con excepción del sector termoeléctrico.

En Canadá, en cambio, el gas natural es vendido a las compañías distribuidoras y ellas venden a todos los usuarios. Los productores venden independientemente el gas al sector petroquímico, a alta presión, sin que intervengan las compañías distribuidoras, y también venden a los mayoristas de gas, que son quienes a su vez venden a algunas compañías distribuidoras pequeñas o a otros gasoductos, o a otros Estados diferentes al de Alberta.

Y finalmente, en cuanto a la configuración de las compañías distribuidoras, éstas en Colombia son de capital privado o mixto, aun cuando hay la tendencia de disminuir paulatinamente la participación estatal en estas compañías. En Canadá, las compañías distribuidoras todas son privadas.

En Colombia, el gas natural como dijimos es subsidiado para los sectores termoeléctrico, petroquímico y gas natural comprimido. En Canadá no existen ningún tipo de subsidios, los precios se rigen por la ley de la oferta y la demanda. En Colombia, las tarifas del gas natural son estratificadas, en cambio en Canadá no existen los estratos socioeconómicos. Si en Canadá se llegase a emitir alguna disposición gubernamental que estableciese los estratos, antes de una hora se caería por sí sola, por inconstitucional, porque allá está prohibido cualquier tipo de discriminación. Eso nos da a a pensar muchas cosas: por ejemplo, la posibilidad de eliminar en forma paulatina esa estratificación. Para el caso del gas natural, se pudiera pensar en vender a precios muy bajos, o regalar el valor de la instalación domiciliaria, con el fin de que la gente pueda hacerse al servicio y posteriormente sí pueda pagar el gas todo el mundo al mismo precio, como ocurre en muchos países del mundo.



distribuidoras son muy altas, éstas deben reintegrar la diferencia al usuario doméstico. Eso se da en aquellos casos en que una compañía distribuidora presente a la junta de regulación de precios, para el año siguiente, su programa de inversiones y de venta de gas y con base en eso obtenga la autorización de las tarifas; si al hacer posteriormente el análisis de cuál fue la ejecución de esa compañía, se encuentra que ella obtiene ganancias injustificablemente altas, esas ganancias deben ser devueltas al usuario doméstico.

Creo, en forma muy breve, haber hecho un parangón entre la situación canadiense y la situación nuestra; ver cuáles de los aspectos canadienses pueden adaptarse a nuestro caso, cuáles por el momento no pueden serlo, con el fin de que esto, en alguna medida, contribuya a lo que pretendemos obtener al finalizar este seminario, que es encontrar elementos de suficiente juicio que nos conduzcan a la adopción de un esquema institucional, racional, para nuestro país, si pretendemos masificar el uso del gas natural, como realmente se requiere para beneficio nuestro.

Capítulo 6

Modelo Argentino

Fernando Binelli ■

El modelo argentino

Julián García ■

Comentarios al modelo argentino

Fernando Binelli

Abogado Consultor.

Modelo argentino

Ayer vimos dos modelos de tipo europeo, con fuerte participación estatal y características monopólicas. Hoy, con el modelo canadiense y el modelo norteamericano, quedaron descritos los modelos basados en la iniciativa privada y en la competencia.

Me toca a mí exponer sobre el argentino, que está transitando de un modelo al otro, por lo que mi exposición, además de los capítulos que contienen las demás exposiciones, tendrá también un capítulo más bien largo, me temo, destinado a tratar el futuro.

La descripción general del sector

La participación del gas en el aporte de energía primaria en la Argentina llega en este momento al 40%, lo que lo coloca en tercer lugar en el mundo. En valores absolutos esto representa unas 19 millones de toneladas equivalentes de petróleo, lo cual para el subcontinente americano es una cifra muy significativa.

El consumo domiciliario representa el 20%. Argentina tiene una variación estacional en el consumo domiciliario del orden de 4 a 1, lo cual trae bastantes problemas para equilibrar la demanda a lo largo del verano.

Geográficamente, los yacimientos están en las fronteras norte, oeste y sur, llegando incluso a la Tierra del Fuego. La extensión territorial del país es muy grande y la mayor parte del consumo, un 60%, está localizada en la zona que podemos llamar Gran



Buenos Aires Litoral. Esto trae bastantes problemas, porque los yacimientos están muy alejados.

La capacidad de transporte del sistema es del orden de unos 66 millones de metros cúbicos por día. Aproximadamente la mitad de la población cuenta con gas natural. Si descontamos la población marginal y la población que vive en localidades rurales, tenemos que, si bien no se ha llegado todavía a un punto de saturación, no estamos demasiado lejos de conseguirlo.

¿Por qué se llegó a esta situación bastante anormal, bastante atípica, para el subcontinente americano? Esto obliga a hacer un poco de resumen histórico. Después de la Segunda Guerra Mundial, Argentina tenía una producción petrolera principalmente en manos de IPF, que es una sociedad petrolera estatal, y con yacimientos en la zona de Comodoro-Rivadavia y algún pequeño yacimiento en Plaza Huincul, en la provincia del Neuquén. Se trataba de yacimientos de petróleo con muy poquito gas. A fines de la década del 50, fue descubierto el yacimiento de la cuenca del norte, lo que permitió la construcción del primer gasoducto importante, inaugurado a principios de la década del 60: 1.850 kilómetros de gasoducto, 24 pulgadas. Una compañía petrolera muy distinguida e importante, anunció públicamente que ese gasoducto no podía técnicamente funcionar, que era imposible, pero ahí anda todavía. En ese momento, principios del 60, se convirtió toda la red de Buenos Aires de gas manufacturado a gas natural, y también la de otras ciudades importantes, como Santa Fé. Más adelante, se construyó un gasoducto de Pico Truncado a Buenos Aires. Ese gasoducto posteriormente fue ampliado para llegar hasta Tierra del Fuego. Después, se construyó el gasoducto de Neuquén a Buenos Aires; más adelante, el gasoducto Centro Oeste; y, finalmente, un tercer gasoducto, de Neuquén a Buenos Aires.

Con esto, más o menos, hemos descrito la geografía de los gasoductos argentinos. Vale la pena anotar que en la zona del Neuquén se encuentra el único yacimiento gigante, o casi gigante, que existe en Argentina, y es un yacimiento de gas prácticamente seco, con algo de condensado nada más, y que tiene más del 40% de las reservas argentinas. Hace poco se están haciendo ensayos en otros dos yacimientos cercanos, que parecen ser parientes cercanos.



Gas del Estado, la empresa nacional de gas, surgió también después de la Segunda Guerra Mundial, como consecuencia de la expropiación de la compañía primitiva de gas de Buenos Aires, que era una compañía británica dedicada a manufacturar gas de hulla, y a la gerencia de transporte de gas de IPF, que curiosamente, y vale la pena como anécdota, había construido un gasoducto de 10 pulgadas, de Comodoro Rivadavia a Buenos Aires, a principios de la década del 50, más o menos pioneros.

Antes del anuncio por el gobierno argentino de lo que se llamó el Plan Houston, en 1987, IPF era casi el único productor de gas. Había algunas viejas concesiones y había unos contratos de asociación, copiados de lo que en Argentina llamamos el Modelo Colombiano. En ese momento, se anunció un programa en el cual IPF iba a asociar a los empresarios privados en la producción de petróleo, y ese programa está activamente en marcha.

El transporte y distribución de gas está exclusivamente en manos de Gas del Estado, que es una empresa totalmente de propiedad estatal. Tanto IPF como Gas del Estado tienen alguna participación en el negocio petroquímico. Gas del Estado era propietaria de una parte importante de una planta de etileno, es propietaria de una planta de etano, con un menor interés en las productoras de Austrín en Bahía Blanca, en la provincia de Buenos Aires. Los precios de transferencia entre IPF y Gas del Estado, las tarifas y todos los demás aspectos regulatorios están en manos de la Secretaría de Energía. Quiere decir que la eficiencia o no de Gas del Estado y el resultado económico de la empresa, en realidad, están determinados por razones exclusivamente políticas.

La eficiencia o no de Gas del Estado y el resultado económico de la empresa, están determinados por razones exclusivamente políticas

A principios del año pasado, el gobierno anunció su decisión política de privatizar y de regular las actividades a cargo del estado.



Esto nos obliga a hablar ahora de la organización institucional futura. Ya el gobierno ha privatizado las telecomunicaciones y la aeronavegación y parte del sistema ferroviario, y se está continuando muy activamente. Para fines de 1992 se ha fijado el objetivo muy ambicioso de privatizar la generación, transmisión y distribución de electricidad, gran parte de la industria petrolera, la industria del gas, las aguas corrientes, el transporte y todas las demás actividades industriales, actualmente en manos del Estado.

Respecto del petróleo, IPF está vendiendo gran parte de sus reservas y de sus yacimientos en explotación. Se va a quedar operando en el mercado. Va a ser una empresa más pequeña, evidentemente mucho más dinámica y con muchísima mayor posibilidad de rentabilidad.

En la privatización de Gas del Estado hubo que enfrentar varios dilemas muy serios. La primera pregunta fue: ¿vamos a privatizar una empresa completa, como está, o varias? Y se tomó una decisión primera: se va a separar el transporte de la distribución. Después, la segunda pregunta: ¿un transportador o varios transportadores? Esto parece ser muchos gasoductos que convergen todos en Bran Buenos Aires Litoral. Se tomó la decisión de que va a ser más de un transportista, no se sabe bien si dos, tres o más, pero más de uno. Estoy hablando del proceso de privatización, no estoy diciendo cómo va a ser el sistema en el futuro, eso es otra historia. Naturalmente, otro dilema era: ¿una empresa distribuidora o varias? Y se llegó a la conclusión de que habida cuenta del tamaño, de los 4 millones de usuarios y la enorme dispersión geográfica, tenía sentido separarlo. No se sabe, todavía, cuántas empresas distribuidoras va a haber, porque eso se está determinando por unos consultores técnicos y consultores económicos, que están en este momento optimizando el tamaño de las empresas distribuidoras que se van a privatizar. Y también hubo que enfrentar el dilema clásico, el más importante de todos: cuáles aspectos van a quedar regulados y cuáles aspectos, si alguno, de la industria del gas, va a quedar librado a las fuerzas del mercado.



objecciones, sobre todo por la falta de claridad de los derechos y obligaciones de la prestataria. Entonces, se nos hizo a todos evidente de que no se podía privatizar el sistema de gas sin un marco regulatorio que asegurara claramente los derechos y obligaciones de las prestatarias, del Estado y de los usuarios. El Banco Mundial ofreció sus servicios a través del proyecto ESMAP. Una división, llamada YENGO, después de muchas horas de encuestas y averiguaciones en todos los sectores de la actividad argentina, no solamente de gas sino petrolera y grandes consumidores, asociaciones de usuarios, funcionarios públicos, elaboró un proyecto de marco regulatorio, en el que yo colaboré. Ese proyecto de marco regulatorio sufrió algunas modificaciones, por parte del Poder Ejecutivo. Los funcionarios de la Secretaría de Energía tuvieron cosas que decir y, finalmente, fue sometido al Congreso.

El Senado en la Argentina es como el Senado norteamericano, representa los intereses provinciales, no al pueblo de las provincias. Es interesante que haya aparecido, justamente, la negociación que se dio en el Senado, muy larga, varios meses de demora creativa en la que se fueron puliendo y dilucidando los aspectos más importantes del proyecto.

El Senado finalmente aprobó, hace dos semanas, el proyecto, y en este momento está en la Cámara de Diputados. Pensamos que no va a tardar mucho en ser sancionado.

Quisiera aclarar que ha habido un consenso de la sociedad, en relación con la necesidad de privatizar los servicios a cargo del Estado. Y con respecto al gas, a pesar de que todos somos conscientes del riesgo que se está corriendo, esa decisión también ha merecido aprobación del público en general. La industria petroquímica, que ha vivido siempre con tarifas como acá subsidiadas y algunos usuarios que gozaban de ventajas notables, como en la Patagonia argentina, donde tiene tarifas sumamente bajas, habida cuenta de las condiciones climáticas que tienen que enfrentar sus habitantes la baja densidad poblacional, han planteado sus dudas. Tratamos de recoger todo eso en el proyecto que está siendo aprobado en este momento. Hubo que aludir muy concretamente a problemas, que se me ocurre son bastante comunes a los

que tienen que enfrentar ustedes en Colombia, los subsidios para los sectores más carenciados y las tarifas petroquímicas.



Las características principales del proyecto de marco

Quedan desreguladas las transacciones entre productores y distribuidores, grandes consumidores e intermediarios. Aparece la figura de intermediarios, que pueden comprar gas para venderlo a su vez. A lo mejor, esto cause alguna sorpresa, pasar de un régimen totalmente controlado a un régimen de absoluta libertad. En Argentina, hemos tenido una experiencia interesante. A partir del 1º de enero de este año, se liberó totalmente el precio de los combustibles líquidos en los surtidores y, curiosamente, en contra de lo que predecía la gente, no hubo cambios muy importantes. Hubo algunos reajustes, en función de las distancias de las destilerías, y algunas empresas cobran un poquito menos que otras, pero no ha habido ninguna cosa significativa.

Les confirmo, entonces, que en el mercado, llamémoslo mayorista, entre productores y distribuidores, o productores con grandes consumidores, no habrá intervención estatal en absoluto, salvo para corregir distorsiones de mercado, a las que después me voy a referir; básicamente, para evitar colisiones.

Para que este mercado, entre productores que están muy distantes y consumidores que están a la otra punta del caño, pueda funcionar, tiene que haber múltiples oferentes. A ese efecto IPF, como ya les expliqué, está fragmentando su infraestructura y está vendiendo parte de sus reservas; y tiene que haber múltiples compradores, distribuidores, grandes consumidores y "brokers", intermediarios. En vista de esta situación geográfica que he descrito, para que el mercado funcione sin distorsiones, es necesario actuar sobre los gasoductos, que por la geografía y la limitación de la capacidad de transporte, pueden afectar o influir las transacciones. Entonces, surge una prohibición: los gasoductos no podrán comprar ni vender gas. Las empresas transportadoras sólo pueden comprar gas para llenar su propio caño, o para su propio uso en plantas compresoras y demás actividades menores.



Y existen también restricciones a la propiedad: las empresas productoras no pueden ser propietarias controlantes de los gasoductos; las empresas distribuidoras tampoco pueden ser propietarias de los gasoductos. Esta prohibición de integración vertical llega, incluso, a la distribución: los transportadores no pueden ser propietarios de distribuidoras; los productores no pueden ser tampoco propietarios de distribuidoras y los grandes consumidores no pueden ser propietarios de gasoductos. Quiere decir que se ha segmentado de manera tajante producción, transporte y distribución.

El gasoducto se convierte, entonces, en un transportador que no tiene interés en el precio del gas. Está interesado en que existan transacciones en la mayor cantidad posible, para vender la mayor cantidad posible de servicio de transporte.

Se determinaron algunas otras cláusulas, como el acceso abierto. Los transportadores deben transportar el gas de todos. El acceso abierto, entre paréntesis, también va a regir para los distribuidores. Los distribuidores deben abrir sus cañerías a quien quiera que lo solicite, por si algún gran consumidor deseara utilizar, no solamente la capacidad de transporte del sistema de transporte, sino también de la capacidad de transporte del sistema de distribución de la compañía local de distribución.

El otro principio que se consagra legislativamente es la no discriminación. Se aplica a los efectos de asegurar la igualdad de todos los actores del negocio del gas. No se puede discriminar, salvo por razones de distancia, modalidad de suministro o modalidad de prestación del servicio de transporte.

Las concesiones de distribución, otorgan el monopolio de distribución en un área determinada, pero también tiene su contrapartida y es la obligatoriedad del suministro

Donde no se pueden dar condiciones de mercado, por el monopolio natural, se regula muy fuertemente, para evitar el abuso de



una posición privilegiada en el mercado. Las concesiones de distribución otorgan el monopolio de distribución en un área determinada, pero también tiene su contrapartida, que es la obligatoriedad de suministro. Es decir, quien quiera que solicita el servicio de gas tiene derecho a que se le conecte el suministro de gas. Si esa conexión no fuera económicamente viable, entonces la compañía distribuidora estará obligada, dentro de un plazo determinado, a entregarle al solicitante las cuentas que demuestran que no es viable el suministro y determinarle la contribución que debería hacer el usuario, a los efectos de que ese suministro pudiera ser viable; pero el principio general es la obligatoriedad de suministro.

En materia de transporte, también se van a otorgar concesiones. Pero, las concesiones de transporte no tienen exclusividad ninguna. Al principio se fragmentará en dos o tres el sistema de Gas del Estado y, más adelante, si alguien desea construir un gasoducto, podrá hacerlo y se le concederá el derecho. ¿Por qué la concesión? Porque se van a ocupar lugares de uso público, se atravesarán caminos y a lo mejor será necesario establecer expropiaciones, o derechos de paso, todo lo cual obviamente es un privilegio. A cambio de ese privilegio, el transportador tendrá que sujetarse a las reglas del Código del Gas.

Ya hemos analizado el sector libre, las transacciones entre productores y empresas distribuidoras y grandes consumidores. Me toca hablar de la economía de las empresas de transporte y de las empresas de distribución.

Las tarifas de transporte y de distribución serán reguladas por el ente regulador, de acuerdo al principio de precios máximos, lo que en inglés se llama *Price Cap*. Esto es exactamente lo contrario del sistema al que uno ha estado acostumbrado en materia de concesiones de distribución, concesiones de servicio público en general o concesiones eléctricas, en el cual el concesionario tiene derecho a trasladar sus costos, tanto su costo de inversión, como sus costos operativos y la rentabilidad razonable. Ahora se están haciendo estudios tarifarios sumamente profundos y serios; se está segmentando cada una de estas etapas de transporte y distribución, y una



serie de consultoras internacionales están determinando los precios de transporte y de distribución, de acuerdo a cada área, a cada gasoducto y a la economía de cada mercado. La autoridad va a fijar una tarifa que tendrá que permitirle al concesionario amortizar su inversión razonablemente, de acuerdo a inversiones de riesgo similar o análogas a las que está acometiendo, y si es eficiente en la prestación del servicio, le permite recuperar tanto sus costos, como un beneficio razonable.

Las tarifas de distribución van a estar compuestas de tres aspectos: el costo del gas que haya comprado el distribuidor del productor o de los productores, la tarifa de transporte que habrá de pagar el distribuidor y, finalmente, la tarifa de distribución. Podrá formular descuentos sobre su tarifa, siempre y cuando estos descuentos sean sobre la parte que corresponde a la autoridad, y de ninguna manera se le van a permitir descuentos que impliquen no estar cobrando el costo de amortización del capital invertido. Hay un principio que es fundamental, y que probablemente a ustedes les haga pensar que esto no sería aplicable en un país donde existe estratificación de consumos: se prohíben, específicamente, los subsidios cruzados. Nosotros tenemos mucha experiencia en la Argentina con los subsidios cruzados: el sector domiciliario, sobre todo el de bajos recursos y el sector petroquímico, fueron subsidiados por otros consumidores. La experiencia es nefasta. Eso es aceptable en principio porque, al fin y al cabo, los que están subsidiando son los productores industriales. Pero no es cierto. Los productores industriales trasladan sus costos a los consumidores, hasta que, de repente, se encuentran con que no pueden exportar, o que tienen que enfrentar la competencia de productos importados más baratos. ¿Cómo puede ser que algo fabricado en los Estados Unidos sea más barato que en la Argentina? ¿Es que la energía es más barata en Estados Unidos? ¿Pagan menos por el gas? ¿Pagan menos por la electricidad, por los subsidios cruzados? Entonces, se tomó la determinación de coraje, de eliminar los subsidios cruzados. Esto no quiere decir que están prohibidos los subsidios. Estamos seguros que va a seguir habiendo subsidios, pero los subsidios tendrán que venir de un cheque que haga la tesorería, lo cual es muy diferente. El gobierno provincial o nacional, si desea subsidiar, deberá subsidiar a través de un



cheque. Lo que no está permitido es que un sector subsidie a otro de la población.

Quisiera tratar, por un segundo, al gran consumidor. El gran consumidor no es cautivo de la empresa distribuidora, puede usar los servicios de la empresa distribuidora o conectarse directamente, comprar el gas de la productora. La distribuidora a lo mejor no tendrá muchos incentivos para negociar bajos precios, o los mejores precios que pueda conseguir, con el productor, debido a la falta de elasticidad que tiene el consumo de gas en Argentina. Entonces, en ese momento el gran consumidor podrá ir y negociar su contrato directamente con algún productor. Se le presentarán dos opciones: podrá seguir utilizando el sistema de distribución de la distribuidora y pagar un peaje por el transporte que se le preste, o podrá construir su propio gasoducto, pasando de largo la red de la empresa distribuidora.

Finalmente, en reemplazo de una sola empresa productora, una sola empresa transportadora y distribuidora y después muchos consumidores, vamos a tener en el futuro muchos productores, varios transportadores, varios distribuidores y consumidores importantes, que van a negociar contratos, y después un montón de usuarios cautivos, el usuario domiciliario, al que hay que proteger. Esto va a traer una serie de conflictos que hoy no se dan, conflictos de intereses legítimos; y va a haber, sobre todo al principio, la necesidad de fijarles límites a los derechos de cada uno de los actores en este nuevo negocio. Para esto se crea el Ente Nacional Regulador del Gas.

El Ente Nacional Regulador del Gas va a ser una organización muy pequeña, solamente 5 miembros y no más de 25 o 30 empleados, con un presupuesto muy importante, que va a ser sufragado por las empresas de transporte y distribución en función de su facturación. Va a ser independiente; esto es, no va a ser parte de la administración pública. Va a ser designado por el Poder Ejecutivo con acuerdo del Senado, parecido al acuerdo que es necesario para los jueces, y no van a poder ser removidos los funcionarios durante el período para el que fueron designados, salvo por falta grave y con un procedimiento que va a requerir mucha transpa-

rencia y objetividad, y que, seguramente, sólo se va a dar cuando hayan causas realmente objetivas. Va a tener un modo de actuar objetivo, porque tiene que actuar con base en una serie de principios que la ley taxativamente le impone. Y finalmente, va a tener que actuar de una manera transparente. Tendrá que hacer audiencias públicas para resolver las cuestiones que le sean sometidas porque lo que estamos buscando es que los actores, tanto consumidores, grandes consumidores, transportadores y distribuidores, tengan la ocasión de escuchar las razones de cada uno y poder intervenir y hacer valer sus derechos. El Ente Regulador va a ser el árbitro entre los distintos actores y el propio Estado, que también va a tener algún interés. Todos sabemos de qué manera el gobierno, cuando llegan momentos críticos, trata de contener el alza del costo de la vida imponiendo tarifas que nosotros llamamos políticas. Al Ente, que es el que fijará las tarifas, se le ha buscado esta independencia porque tampoco podrá hacer eso.



Hernán del Castillo

Jefe de División de Gas, ECOPEPETROL.

Comentarios al modelo argentino

Quisiera resaltar algunos puntos tratados por el Dr. Binelli y presentar algunos interrogantes sobre el caso colombiano, concretamente sobre el proceso que se está siguiendo y viviendo en este momento, acerca de la industria del gas, a la luz de la experiencia de países que, en muchos casos son similares a Colombia, como Argentina.

La experiencia argentina fue, o es todavía, un monopolio estatal mucho más cerrado de lo que puede ser en el caso colombiano. El monopolio cubre desde la producción hasta la distribución, pasando por las líneas de transporte. IPF produce todo y Gas del Estado transporta y distribuye todo.

Los yacimientos argentinos están prácticamente todos en frontera, alejados de los centros de consumo y exigen, por lo tanto, grandes gasoductos. Algo similar ocurre en Colombia, donde los grandes centros de consumo, Bogotá, Medellín, Cali, están sustancialmente alejados de los centros de producción.

Los precios en el caso argentino son, o eran, totalmente fijados por el Estado, de una manera muy similar a lo que ocurre en Colombia. Algo que agrava la situación en el caso argentino, es la variación estacional de los consumos domiciliarios. En Colombia, hemos tenido algunas dificultades con los consumos de ciudades como Bogotá, porque son consumos estacionales a lo largo del día, cíclicos, difíciles de compensar por la carencia de consumos industriales permanentes. Esto a nivel de países con estaciones, donde es indispensable generar calor en la época de invierno,

agrava la cosa más. Sin embargo, ellos lograron solucionar su problema teniendo como pulmón de esos consumos el consumo en el sector eléctrico.



Este punto es importante, ya que nuestra experiencia con los consumos de gas en el sector eléctrico, no han sido propiamente ejemplares en cuanto a flexibilidad, a pesar de tener carbón y combustibles líquidos. Lo único que nuestras electrificadoras pueden consumir es gas, y hemos tenido enormes dificultades para conseguir que se hagan transferencias de uso de gas a uso de otros combustibles, a pesar de que los otros combustibles están igualmente subsidiados. En Argentina vemos cómo eso sí es posible, y las electrificadoras cambian rápidamente de un combustible a otro, sirviendo de pulmón a la estabilización del sistema.

A pesar de esas grandes dificultades, algunas comunes, Argentina ha logrado metas dignas de señalar: 40% de la energía primaria se obtiene del gas natural, una cifra alta en cualquier parte del mundo, 4 millones de usuarios, todos los taxis de Buenos Aires funcionando con gas natural.

A pesar de ello, decidieron cambiar el modelo. ¿Por qué? Hay tres respuestas a esa pregunta. La primera: el modelo era eficaz pero no era eficiente. No era eficiente, porque no había conseguido, por ejemplo, destinar los recursos necesarios para actividades como la exploración de gas y, por lo tanto, las reservas disminuían rápidamente. Segunda respuesta: el Estado desea liberar recursos de inversión en campos que pueden ser asumidos por el sector privado, para asignarlos a actividades que no pueden ser ejecutadas por el sector privado como, por ejemplo, el fortalecimiento del sector justicia; algo bien similar podría ocurrir en Colombia. Y tercera respuesta: Argentina no se podía sustraer de una tendencia mundial, como nos pasa

**Quedó claro que van
a privatizar, pero no a desregular.
La empresa estatal de gas
se cambia por una junta
reguladora nacional**



a todos, en la cual la privatización y la apertura están a la orden del día.

En la nueva ley la idea es privatizar todo, inclusive una buena parte de las reservas petroleras de IPF. Gas del Estado, como empresa estatal gestora de todo lo que se ha hecho en Argentina a nivel de gas, desaparece virtualmente. Se separan en forma absoluta las tres actividades: la producción, la transmisión y la distribución. La producción no será un monopolio. Será ejercida por varias empresas totalmente independientes que, como él lo dijo, negociarán los precios en forma directa con los clientes. El transporte, y este punto es bien importante resaltarlo, será una actividad neutra y transparente a nivel de la industria. El transportador no podrá intervenir en el mercado. Y el distribuidor final tendrá una fuerte competencia, por lo menos a nivel de las industrias y grandes consumidores. El objeto de esto es evitar que la ineficiencia de una empresa distribuidora pueda ser transferida al consumidor final. Esto puede evitarse en el caso de las ventas industriales, pero es muy difícil evitarlo en las ventas domiciliarias, donde la elasticidad precio de la demanda es prácticamente cero, ante la inflexibilidad de consumos alternativos, una vez que una vivienda, una familia, ha hecho la inversión para abastecerse con gas natural.

En esta nueva ley tuvieron extremo cuidado en crear, previamente a los cambios de tipo formal, un marco institucional. Argentina diseñó con toda claridad las reglas de juego de la nueva ley, antes de ponerla en marcha.

En el caso colombiano, la decisión de hacer apertura y de hacer privatización en muchos campos, entre ellos en el sector gas, es una decisión política justificada, no sólo en las ineficiencias del sistema actual, sino en razones de tipo conceptual. Sin embargo, se ha hablado mucho de la carencia de un marco institucional para el sector gasífero. ¿Puede abrirse la industria del gas sin la existencia de ese marco regulador? ¿Conviene abrir la industria del gas, antes de tener definidas las reglas del juego en que se van a mover los productores, los transportadores, los distribuidores y los consumidores?



Hay varios peligros que surgen claramente a la vista, si no se tiene un escenario institucional claro. Todo el mundo conoce los problemas que surgen de los monopolios estatales, pero indudablemente son mucho más graves los monopolios privados. Sin un marco regulador, es fácil suponer que se presentará la tendencia a la creación de monopolios privados en algunos de los campos de esta industria. En segundo lugar, sería muy difícil obtener una estructura coherente, especialmente de precios, si no se definen previamente esas reglas de juego. Uno de los problemas que hemos tenido en Colombia, a nivel energético, es la falta de coherencia en los precios de los energéticos. Hay productos que no se pueden vender, porque sería absurdo comprarlos, desde el punto de vista económico, y hay otros que se desean comprar y no se adquieren en el mercado, porque sus precios son tan bajos que son apetecidos por el consumidor pero no por el productor.

Finalmente, sin la clara definición de ese marco institucional, sería muy difícil dar el cubrimiento de carácter social, que tampoco puede perderse de vista, a pesar de una apertura económica del sector.

Sobre la pregunta de si el precio debe ser igual a través del territorio, lo que implica que alguien debe subsidiar a otro, los argentinos respondieron que no. Cada cual deberá pagar sus propios costos y, por lo tanto, quienes estén muy cerca del yacimiento gozarán de un gas más barato que quienes estén en el extremo opuesto de la línea de transmisión. En Colombia, este tema ha sido muy discutido, y seguramente seguirá siendo discutido, por analogía con productos como los derivados líquidos del petróleo.

En el caso del petróleo, Ecopetrol, que es el único transportador de esos derivados líquidos, tiene un precio único en todas sus terminales del país. Por lo tanto, un galón de gasolina cuesta lo mismo a 50 metros de la refinería en Cartagena, o en Barrancabermeja, de lo que puede costar en Medellín o en Cali, a varios cientos de kilómetros de la planta productora. Ello es posible porque la red de transporte pertenece a una sola empresa y es perfectamente factible establecer un costo promedio ponderado en todo el país, que se distribuye entre todos los consumidores. En el caso del



gas, donde en el esquema de apertura tendría que haber varios productores, muchos distribuidores y, posiblemente, varios transportadores, este esquema sería virtualmente imposible y lejos de solucionar los problemas, los agravaría.

El último punto que quisiera mencionar, se refiere al problema de la estratificación. En Colombia, quizás con mucha más fuerza que en la mayor parte de los países del mundo, nos hemos acostumbrado a que los servicios públicos tengan que estar estratificados. En el estrato más bajo, económicamente hablando, la energía eléctrica hay que regalarla, el servicio de teléfono hay que regalarlo, el servicio de acueducto y alcantarillado hay que regalarlo, y desde que estamos atendiendo el país con gas natural, el gas natural también hay que regalarlo. Eso se compensa con tarifas altas, relativamente hablando, en los estratos económicos superiores. Seguramente esta manera de organizar los servicios, tuvo un origen de carácter social con el propósito sano de tratar de distribuir la riqueza. Sin embargo, ha tenido manejos inadecuados, manejos políticos, que llevan a situaciones casi irrisorias. En algunas ciudades, ha sucedido que el Concejo Municipal, en vísperas de elecciones, decide que toda una barriada que estaba en estrato tres pasa a ser estrato dos, con lo cual se reducen automáticamente los precios de los servicios públicos, creando, posiblemente, una buena cosecha de votos y grandes problemas para las empresas prestatarias de esos servicios. El resultado final de la política de estratificación es que a la larga el servicio no se puede prestar en los estratos bajos. Y si esto ha sucedido con empresas manejadas por el sector estatal, evidentemente sucedería con empresas del sector privado. No se puede forzar a una empresa a vender a pérdida y, por lo tanto, el mantenimiento de una estratificación podría conducir a negar el servicio en aquellos sitios donde el precio de venta no sea susceptible de cubrir los costos del servicio.

Vemos cómo, en ese orden de ideas, Argentina acabó con los estratos, los prohibió, acabó con los subsidios cruzados de tipo intersectorial. En Colombia, no es fácil acabar con los subsidios de tipo intersectorial, pero seguramente, en el largo plazo, es una tendencia que tendríamos que considerar.

Como conclusión a estos breves comentarios, quisiera simplemente dejar sembrada la inquietud principal que me asalta, después de escuchar la conferencia argentina, y es la necesidad imperiosa de clarificar el esquema institucional, en el que deseamos desarrollar la industria gasífera nacional, antes de tomar medidas concretas que conduzcan a la apertura y a la privatización de la industria. Si no tenemos definidas, claramente, las reglas de juego, considero que es muy difícil desarrollar, en forma coherente, la política que el gobierno desea desarrollar en materia de gas.



Capítulo 7

Modelo Estadounidense

John Kean ■

El modelo estadounidense

Mariano Rey ■

Comentarios al modelo estadounidense

John Kean

Presidente, National Utility Investor Corporation.

Presidente Honorario, International Gas Union

Modelo de Estados Unidos

Somos privilegiados al vivir en una era de grandes cambios. El cambio es un hecho omnipresente en la vida actual.

En la industria de gas natural de los Estados Unidos, estamos familiarizados con las corrientes del cambio. Y en un sentido, nuestro medio de trabajo ha sido cambiado por la misma fuerza que ha transformado la cara del resto del mundo. Esa fuerza es un nuevo reconocimiento del poder del mercado. Nuestra industria ha sido moldeada nuevamente gracias al papel cambiante de la red de líneas de conducción de los EE.UU., de múltiples opciones de suministro, ventas a corto plazo de gas natural y una filosofía más agresiva y competitiva.

No ha sido siempre fácil. Pero el proceso nos ha preparado para aprovechar los beneficios inherentes de nuestro combustible –el gas natural–. El gas natural es bueno para la seguridad energética de nuestra nación. Es ambientalmente atractivo. Y hoy en día goza de una economía mejorada debido a un mayor desarrollo de la tecnología. Debido a la nueva orientación competitiva de nuestra industria, estamos preparados para aprovechar la oportunidad ofrecida por estas ventajas de nuestro combustible.

Clasificada por bienes de capital, la industria de gas natural es la cuarta en los Estados Unidos. Y los EE.UU. pueden presentar muchas otras estadísticas impresionantes sobre el gas natural.

Tenemos más de 260.000 pozos de gas en producción. Tenemos 150 compañías de líneas de conducción de gas y más de 1.200



compañías distribuidoras. Servimos a más de 172 millones de consumidores en los 50 Estados.

También tenemos un bien único en el mundo: un sistema de líneas de conducción y conductos de gas que, en total, tiene una extensión de más de 1.2 millones de millas, o 1.9 millones de kilómetros. Es aproximadamente cuatro veces más grande que la del competidor más cercano, y es más extenso que los de la Unión Soviética, Canadá, el Reino Unido, Alemania, Francia e Italia juntos.

A pesar de que nuestra industria de gas es una industria madura, una serie de cambios han ocurrido en años recientes. Entre 1970 y finales de los 80, el uso de gas natural en los Estados Unidos descendió, mientras aumentaba dramáticamente en muchas otras áreas del mundo. Este descenso se debió en parte al establecimiento de restricciones por parte de nuestro gobierno Federal al uso del gas para ciertos fines y el establecimiento de controles al precio del gas en la fuente, que limitó severamente los suministros de gas nuevo.

Sin embargo, en los últimos años hemos comenzado a revertir la disminución del consumo de gas natural en los EE.UU. Creemos que hay muchas oportunidades en los próximos años para aumentar el uso del gas. Nuestra experiencia con una industria madura de gas puede ser una lección valiosa para el resto del mundo, pero sabemos también que debemos aprender de la experiencia del resto del mundo sobre el crecimiento reciente. ¿Por qué sabemos que este cambio tendrá lugar?

Por una parte, finalmente nos libramos de algunas de las políticas gubernamentales contraproducentes que limitaban la utilización de nuestro propio y abundante combustible. Con la derogación en 1987 de la Ley de Uso de Combustible, y con una ley de 1989 que elimina paulatinamente los últimos controles de precios en la fuente, hemos finalmente logrado lo que nos gusta llamar un "campo de juego en iguales condiciones". El gas natural es libre para competir por sus propios méritos. Demasiado control gubernamental puede destruir la economía necesaria para que un sistema de gas sea viable y económicamente sólido.



Nuestro nuevo y más competitivo sistema de líneas de conducción de *libre acceso* es otro factor que hace posible este cambio. El libre acceso significa que para ser elegible para ciertas ventajas, una línea de conducción debe acceder a transportar gas para todos los clientes sin preferencia. El sistema da a escoger a los distribuidores y a los usuarios finales del gas más opciones de suministro. También ha dado lugar a un mercado *a la vista* de ventas de gas a corto plazo, y a un mercado de futuros de gas natural como un método de controlar la fijación futura de precios.

Las nuevas modificaciones a la Ley de Aire Limpio promulgadas el año pasado –y la *Estrategia Nacional de Energía* introducida por el Presidente Bush este año –también darán al gas natural nuevas oportunidades de mercado. Esta vez las medidas del gobierno ayudaron a alertar a nuestros ciudadanos sobre las muchas ventajas ambientales del gas.

En los Estados Unidos también tenemos otro bien, que son las reservas generosas de gas natural. Clasificamos en quinto lugar en el mundo en cuanto a reservas de gas natural. Y más de la mitad del gas natural, todavía no ha sido producido.

Debido a los controles de precio en la fuente que mencioné antes, el alcance de nuestras reservas no ha sido siempre entendido plenamente por el público o por nuestro gobierno. En la década de los 70, tuvimos problemas de disponibilidad. Los controles de precio crearon un déficit artificial, ya que los perforadores no tenían incentivo económico para producir gas.

**Clasificamos en quinto lugar
en el mundo en cuanto a reservas
de gas natural. Y más de la mitad
del gas natural todavía
no ha sido producido**

Aquí en Colombia, como en el resto del mundo, se deben proporcionar los incentivos que estimularán la producción. El viejo adagio de que el gas es encontrado por compañías extranjeras que buscan petróleo puede cambiarse si el control por parte del



gobierno a la fijación de los precios del gas no es tan riguroso, de manera que el potencial de ganancia para los productores no sea muy bajo. Se han hecho nuevos descubrimientos de gas aquí en Colombia. Podría significar una diferencia importante para su país en el futuro. Es especialmente significativo que uno de estos descubrimientos se haya hecho al Oriente, cerca de Bogotá. La clave del éxito es equilibrar las ventajas sociales del gas con los incentivos económicos.

Hoy en día, los EE.UU. tienen abundantes reservas y esta importante base de recurso es ampliamente reconocida. Una gráfica reciente proveniente de nuestro Departamento de Energía muestra que los EE.UU. tienen cerca de 50 años de suministro a las tasas actuales de consumo.

Debido a que los obstáculos gubernamentales han sido eliminados y que la demanda está creciendo nuevamente, los EE.UU. están ampliando de nuevo su enorme sistema de líneas de conducción. Más de 6.000 millas, 10.000 Km, de nuevos proyectos de líneas de conducción interestatales han sido aprobados por nuestra Comisión Federal de Regulación de Energía durante 1990 y 1991.

Vemos *cuatro* áreas que son oportunidades de crecimiento especialmente promisorias:

- Una es la sustitución de combustible –utilizando nuestro abundante gas natural doméstico en lugar del petróleo importado del Medio Oriente–.
- La segunda son los vehículos de gas natural.
- La tercera es la generación de electricidad alimentada con gas, tanto para nueva capacidad como para las instalaciones existentes. Entiendo que su gobierno también está interesado en utilizar gas para este propósito.
- Y finalmente, está la refrigeración con gas.



cerca de la mitad de nuestro petróleo. Muchos ven ese hecho como una amenaza a la seguridad del suministro de energía. Necesitamos reemplazar el petróleo por el gas para reducir nuestra balanza de pagos. En Colombia, ustedes necesitan reemplazar el cocinol por el gas y limitar nuevas estaciones de energía eléctrica.

El gas natural puede constituir una contribución importante a la seguridad energética. En los EE.UU., con un empuje político importante por parte del gobierno Federal, con el objeto de reemplazar el petróleo importado, creemos que el gas natural podría sustituir tanto como 1.7 millones de barriles diarios de petróleo en 10 años. Esa sustitución puede hacerse en vehículos, generación de electricidad y en los mercados industriales, comerciales y residenciales.

En términos concretos, reemplazar esos 1.7 millones de barriles al día podría significar convertir de petróleo a gas natural de combustión limpia lo siguiente:

- 5 millones de casas residenciales
- 375.000 edificios comerciales
- 50.000 calderas y unidades de proceso industriales
- 100 plantas de energía, y
- 1.9 millones de vehículos de flota

Aquí se menciona la segunda área en la que vemos la promesa de crecimiento dramático para el gas natural en los Estados Unidos, los vehículos de gas natural. Nuestro alto interés en el gas natural como un combustible de transporte se deriva tanto de la inquietud por la seguridad energética como de la preocupación ambiental. Obviamente, las emisiones de vehículos de gas natural tienen como resultado una contaminación del aire mucho menor que la de sus contrapartes de diesel o gasolina.

Las modificaciones del último otoño a la Ley de Aire Limpio, la primera legislación federal de aire limpio promulgada en 13 años, disponen un aumento en el uso de vehículos de combustibles



limpios. Y el gas natural es un fuerte competidor entre los combustibles limpios. Sin embargo, en los Estados Unidos los vehículos de gas natural deben superar obstáculos. Nuestra red pública de abastecimiento de combustible está todavía en estado prematuro, a pesar de que está creciendo con rapidez, aproximadamente dos nuevas estaciones de abastecimiento cada semana. Los consumidores están acostumbrados a los combustibles líquidos. Y, a pesar de la significativa ventaja de costos con el gas natural, está el costo de la conversión y la carencia, hasta ahora, de vehículos de gas natural de fábrica.

Tenemos mucho que aprender del resto del mundo en el campo de los vehículos de gas natural. Países como Italia, Nueva Zelanda y la Unión Soviética están muy por delante de nosotros en estos vehículos, pero estamos aprendiendo rápidamente. Creemos que para el año 2005 la Ley de Aire Limpio disparará hasta cerca de mil billones de unidades termales británicas (un quad), o aproximadamente un exajoule (10^{18} joules), la demanda incrementada a través de vehículos de gas natural.

Consideramos a los vehículos de flota, tales como los camiones del Servicio Postal de los EE.UU., como nuestro objetivo inicial de mercado para vehículos de gas natural en los EE.UU. Debido a que regresan a una central de abastecimiento de combustible al final de cada día, su utilización no se ve limitada por el hecho de que la red de abastecimiento de combustible está aún en su infancia. En los EE.UU. hay cerca de 13 millones de vehículos de flota diferentes desde camiones de cerveza hasta buses escolares.

Cuatro factores importantes influenciarán el crecimiento en esta área en los Estados Unidos:

- El vehículo de fábrica de gas natural. Afortunadamente los tres fabricantes de autos más importantes de los EE.UU., Ford, Chrysler y General Motors, están adelantando programas de vehículos de gas natural.
- La aceptación por parte de operadores de flota. El Servicio Postal de los EE.UU. y las compañías privadas de entrega de

encomiendas están considerando el uso a gran escala de vehículos de gas natural.



- ❑ Investigación continuada sobre el mejoramiento del sistema de combustible. El Instituto de Investigación de Gas, la sección de investigación de la industria de gas en los Estados Unidos gastará cerca de US\$7 millones este año en investigación sobre vehículos de gas natural.
- ❑ El apoyo del gobierno federal, estatal y local. Una serie de flotas de buses de ciudades, condados y escuelas están mirando hacia el gas natural. Un ejemplo es mi propia compañía que opera en los estados de Florida y Nueva Jersey. Actualmente estamos en el proceso de convertir los buses escolares del segundo distrito escolar más grande de los Estados Unidos, el área ampliada de Miami.

Las nuevas modificaciones de 1990 a la Ley de Aire Limpio también estimularán el mayor uso de gas natural en la industria y en la generación de electricidad. Para combatir las lluvias ácidas. La nueva ley dispone reducciones de 10 millones de toneladas, alrededor de 9.1 millones de toneladas métricas, en las emisiones anuales de dióxido de azufre. También exige una disminución de 2 millones de toneladas, alrededor de 1.8 millones de toneladas métricas, en las emisiones anuales de óxidos de nitrógeno.

Algunos establecimientos afectados por las modificaciones a la Ley de Aire Limpio instalarán depuradores de carbón. Pero muchos otros, especialmente en la segunda fase del programa, después del año 2000, se pasarán a tecnologías de gas natural.

Consideramos a los vehículos de flota, tales como los camiones del Servicio Postal, camiones distribuidores de cerveza, hasta buses escolares, como nuestro objetivo inicial de mercado para vehículos de gas natural en los EE.UU.

Una de estas tecnologías promisorias es el *uso seleccionado* de gas con carbón –quemar sólo gas en días de alta polución, o sólo gas durante el verano–.



Otra es la *coalimentación* de gas con carbón, quemar los dos combustibles en la zona de combustión primaria de la misma caldera.

Está la *requemazón de gas*, inyectar gas en el horno superior de una caldera para crear una *zona rica en combustible*. Este sistema puede ser utilizado junto con la *inyección absorbente*, en la cual se utiliza piedra caliza u otra sustancia para absorber el sulfuro.

Para el año 2005 anticipamos hasta 1.6 quads – alrededor de 1.7 exajoules– de demanda adicional debido a las disposiciones de control de lluvia ácida de las modificaciones de 1990 de la Ley de Aire Limpio.

Para generación de energía, las únicas opciones económicas para los Estados Unidos en la década de los 90 son el carbón y la tecnología de ciclo combinado. Y en muchas áreas, los sistemas de ciclo combinado de gas natural tienen ventajas significativas. Por ejemplo, son una tercera parte más eficientes, requieren sólo la mitad del costo de capital; son de combustión más limpia; su construcción es más rápida y están disponibles alrededor del 90 por ciento del año, en comparación con sólo cerca del 80 por ciento de una planta de carbón.

El gas natural tendrá una participación creciente en el mercado del servicio eléctrico de los EE.UU. en la década de los 90 y en adelante.

Mi propia compañía en el Estado de Nueva Jersey puede ufanarse de una historia exitosa en esta área. En este momento, estamos en el proceso de conectar gas a un gran cogenerador que suministrará electricidad para la ciudad de Nueva York. Los requerimientos de gas para este proyecto son inmensos, por encima de 400 megavatios. Su éxito podría activar otro proyecto que tiene el potencial de ser aún más grande.

Otra forma en que el gas natural puede ser una ventaja económica es a través de la refrigeración con gas natural. La refrigeración



con gas puede ayudar a nivelar cargas a las empresas de energía eléctrica debido a que la industria de gas natural y la industria de generación eléctrica tienen diferentes perfiles de ventas. El pico de la demanda eléctrica corresponde al nivel más bajo del gas.

Utilizar el gas para refrigeración puede ayudar a las empresas de energía eléctrica a evitar costosas adiciones de capacidad para suplir los picos del verano. Es también un equilibrador de carga para compañías de gas que generalmente tienen picos en el invierno. El manejo de la demanda es una nueva filosofía operativa que está teniendo gran aceptación en mi país.

Además de la oportunidad de refrigeración con gas en los Estados Unidos hay algo llamado "planes integrados de recursos". Dichos planes son una herramienta para considerar todos los costos para la sociedad de una determinada tecnología de energía. Combinan el manejo de la oferta y de la demanda. Debido a que tales planes tratan de optimizar el uso global de recursos, podrían requerir el uso de refrigeración con gas para evitar la construcción de nueva capacidad eléctrica. Los reguladores de nuestros 50 Estados están cambiando con mayor frecuencia a los planes integrados de recursos.

Nosotros, en la industria, no somos los únicos que reconocemos estas ventajas del gas natural. El gobierno de los EE.UU. también está considerándolas cada vez más. Esta es la razón por la que el gas natural figura con importancia en la legislación de la nueva Estrategia Nacional de Energía que está siguiendo su curso en el Congreso.

Hace pocos meses, al introducir la Estrategia Nacional de Energía, la administración Bush dijo que las propuestas darían como resultado 1.1 billones de pies cúbicos, alrededor de 1.2 exajoules, de consumos anuales incrementados de gas natural para el 2010, con el mayor aumento para 1995.

Finalmente recibimos el reconocimiento que la industria merecía cuando el gobierno dijo:



“Debido a que el gas natural doméstico es abundante y significativamente menos costoso que el petróleo sobre una base de energía equivalente, el aumento en su uso podría elevar el producto nacional bruto, reducir las importaciones de petróleo y mejorar la balanza comercial de la nación.”

Entre otras cosas, la legislación propuesta en la Estrategia Nacional de Energía:

- Aceleraría las aprobaciones de construcción de nuevas líneas de conducción.
- Modernizaría la revisión ambiental para la construcción de líneas de conducción.
- Abriría nuevas áreas para la perforación de gas y petróleo en forma responsable desde el punto de vista ambiental.
- Estimularía el uso de vehículos de combustibles alternativos.

Hace un poco más de tres años, cuando nuestro país tuvo el privilegio de ser el anfitrión de la XVII Conferencia Mundial de Gas en Washington, el entonces presidente Ronald Reagan describió el gas natural como *“un combustible de combustión limpia, abundante, con precios competitivos, encontrado dentro de nuestros límites.”*

Como todos sabemos, el gas es una mercancía internacional. En los EE.UU. actualmente importamos gas de Canadá, México y Argelia, mientras que exportamos gas al Japón. Anticipamos que mayores volúmenes de gas fluirán a través de los límites en los próximos años.

El final de 1988 fue testigo de la ratificación del Acuerdo Comercial EE.UU. - Canadá. Ahora permite que la vitalidad del mercado sea aplicada al comercio entre nuestras dos grandes naciones de América del Norte.

Las modificaciones de 1990 a la Ley de Aire Limpio y la legislación de la Estrategia Nacional de Energía en proceso este año, son otros dos desarrollos que nos darán nuevas oportunidades.

Adicionalmente, en esta primavera tuvimos buenas noticias de la Oficina de Censos de los EE.UU.: la participación de las unidades de vivienda recientemente terminadas con calefacción a gas subió nuevamente el año pasado al 55 por ciento. Y finalmente hubo también buenas noticias en el frente de suministro. El estudio de la Asociación Americana de Gas sobre los 30 más grandes poseedores de reservas de gas muestra que las adiciones a las reservas ascendieron a más del 100 por ciento de la producción el último año.



Es probable que el uso del gas natural aumente nuevamente en los Estados Unidos a pesar de la baja económica actual. Pero nosotros, en la industria de gas natural de los Estados Unidos, entendemos que gran parte depende de nuestra respuesta al reto.

La lección que el mundo está aprendiendo sobre el poder del mercado es una lección que tenemos que reaprender permanentemente nosotros mismos a medida que nuestra industria se orienta más hacia la competencia.

Debemos estar abiertos a nuevas ideas. Por ejemplo, beneficiándonos de la experiencia que compartimos en esta reunión internacional. También debemos estar preparados a tomar las oportunidades a medida que se presentan.

Mariano Rey

Presidente de Gas Natural S. A.

Comentarios al modelo de Estados Unidos

En las aplicaciones del modelo de Estados Unidos al caso colombiano, debemos decir que un modelo es algo para duplicar, o algo para ser copiado, y un caso es sencillamente una situación particular que se debe analizar para formular un diagnóstico, que posteriormente podría dar lugar a un modelo. Pero hablar, desde luego, del modelo americano y hacer una comparación, sería como hablar de Gulliver y los liliputienses. Por lo tanto, no pienso hablar de cifras. No pienso hablar de los 260 mil pozos productores, contra los 900 que tenemos en Colombia, ni de las 150 compañías transportadoras de grandes volúmenes, contra las 3 ó 4 que tenemos en Colombia, ni de las 1.200 compañías distribuidoras, contra las 7 que tenemos en Colombia. Y desde luego, tampoco voy a hablar de los 172 millones de usuarios, contra los 350 mil que tenemos en el país.

Es importante destacar lo que decía el señor Kean sobre la madurez de la industria del gas en los Estados Unidos, y esa madurez nos indica que han pasado por una gran cantidad de etapas de desarrollo. Nosotros no podemos, de un momento a otro, copiar ese modelo, porque tenemos que cumplir con algunas de esas etapas. Nosotros, más bien, nos podríamos comparar con lo que pasaba en el antiguo Oeste. Teníamos comisarios y teníamos bandidos; había unos que resistían todas las peleas, todas las confrontaciones, y otros que en la primera quedaban en el suelo, y todos tenían que recibir flechazos por todas partes. Esa es la industria del gas en Colombia.



experiencias para poder tener en cuenta. Quiero resaltar algunos aspectos que se mencionaron acá. El control del precio en boca de pozo limitó severamente el precio del nuevo gas. Eso es una cosa que debemos tener en cuenta para los futuros desarrollos que se piensen hacer en Colombia. Y hay una serie de consideraciones que han llevado últimamente a la industria del gas en Estados Unidos a tener un gran desarrollo, la renovación del acuerdo del uso de combustibles, la política de acceso abierto, o sea el sistema de gas que da a los usuarios y distribuidores finales varias opciones para escoger, ventas a corto plazo, precios export y ventas a largo plazo garantizando precios.

Otra cosa importante a nivel gubernamental, son las enmiendas al acuerdo de aire limpio, que mencionaba sobre el caso de los Estados Unidos, y otra cosa importante es la Estrategia Nacional de Energía. Se determinaron unas ventajas ambientales para el gas natural, y desde el punto de vista ecológico se ha dado un impulso muy importante a la industria del gas. Algo que también debemos tener en cuenta es que en los años 70, el control de precios creó una escasez artificial y los perforadores perdieron los incentivos económicos para producir gas. También, se debe resaltar el adagio aquel de que el gas es hallado en la búsqueda de petróleo y este adagio se puede cambiar si el precio del gas no está controlado exclusivamente para su beneficio social.

En las áreas promisorias de Estados Unidos si encontramos una gran similitud con lo que podemos encontrar en Colombia; básicamente, el cambio de combustibles por gas natural, el cambio del combustible que usan los vehículos, la generación eléctrica a partir de gas para plantas nuevas y la readecuación de las ya existentes y, finalmente, la producción de frío.

Mencionaba una cosa importante, también, y es que Estados Unidos necesita desplazar crudo por gas para reducir la balanza

**Estados Unidos necesita
desplazar crudo por gas para
reducir la balanza de pagos;
Colombia necesita desplazarlo
para exportar más crudo**



de pagos; Colombia necesita desplazarlo para exportar más crudo.

Desde luego, el sistema que piensa utilizar los Estados Unidos, para ahorrar 1.7 millones de barriles de petróleo por día, podría ser puesto en marcha en Colombia en una menor escala. Los programas para incorporar 5 millones de nuevas residencias, 375 mil edificios comerciales, 50 mil calderas, 100 plantas de potencia y 1.9 millones de vehículos, podrían ser implantados en Colombia a un nivel mucho más modesto. Podríamos dividir por un millón.

En cuanto al gas natural comprimido, hay un gran interés por la seguridad energética y, nuevamente, un interés ecológico por una menor contaminación. Los obstáculos son los mismos que enfrentamos acá: redes de servicio insuficientes, hábitos de los usuarios, que no se acostumbran a un combustible diferente al combustible líquido, los costos de conversión de los equipos y la limitada fabricación de vehículos a gas natural.

Desde luego, hay unos aspectos favorables para este programa, que son: los vehículos para gas natural dedicado, o sea, vehículos fabricados directamente desde la planta para utilizar gas natural; la gran aceptación de los operadores de flotas, que pueden convertir todos sus vehículos; los programas de investigación del gobierno y el soporte que el gobierno le da a este tipo de proyectos.

En cuanto a la generación eléctrica, por el Acuerdo de Aire Libre, se ha estimulado la generación de electricidad por gas. En nuestro país, a raíz de las últimas determinaciones, donde han quitado el obstáculo a que se pudiera producir por parte de los particulares la energía eléctrica, podría ser el principio de una gran demanda de gas.

También, se decía que muchas fabricas, afectadas por el Acuerdo de Aire Libre, instalaron filtros de carbón y, como segunda fase, el gas natural. La contaminación que hay en ciudades como Bogotá, por ejemplo, o la zona de Soacha, un sector en donde hay alrededor de 30 mil viviendas, existen 14 ladrilleras contaminando el ambiente, es un buen ejemplo de lo que podría hacerse para sustituir

combustibles contaminantes por el gas natural y la combustión simultánea de carbón y gas, que es una de las tecnologías nuevas.

Algo que debe resaltarse es que la demanda pico eléctrica corresponde a los valles del gas. Esto, en otros términos, quiere decir que la presunción de que el gas es un enemigo de la electricidad, o que es la competencia fuerte, no es correcta. Sencillamente es un complemento importante.



En la estrategia nacional de energía del presidente Bush, había dos elementos importantes: agilizar la aprobación para la construcción de nuevas líneas y abrir nuevas áreas para la perforación de pozos. Este es un tema que se aplica, casi como anillo al dedo, al caso colombiano. Todos ustedes conocen la experiencia de lo que en un momento se llamó el Gasoducto Central, y sabemos que por las implicaciones de tipo político, por los intereses regionales, un recurso del subsuelo que podría beneficiar a todo el país, no se pudo utilizar y se tuvo que quedar acá en la Costa Atlántica. Recuerdo, en este momento, la famosa parábola del avaro y el envidioso: ustedes recuerdan que había un rey muy poderoso, que llamó a un avaro y a un envidioso y les dijo a ellos: pídanme alguno de ustedes lo que quiera y se lo daré, pero al segundo le daré el doble; pasada una hora y ninguno hablaba, el rey dijo: si no hablan en un minuto, los mando a decapitar; y ya estaba el verdugo con el hacha encima, y el avaro dijo, sáquenme un ojo, le sacaron el ojo; desde entonces, es tuerto el avaro y ciego el envidioso.

Creo que todavía es tiempo de que realicemos una operación de emergencia, para no quedar ciegos del todo. Creo que es tiempo para que, no el Gasoducto Central, sino la gran red de recolección y distribución de gas, pueda construirse en el país. Es necesario poner en marcha el plan nacional de gasoductos, sobre la base de que no estamos llevando el combustible de una región a otra, o estamos favoreciendo un determinado sector, sino porque el país lo necesita para su propio desarrollo.

Finalmente, una inquietud que he recogido de estas conferencias y de los comentarios que se hacen en los corrillos y en reuniones



informales, es la necesidad de una ley del gas. ¿Será necesario hacer una ley del gas? ¿Las leyes y normas existentes son lo suficientemente buenas como para poder desarrollar esta industria? ¿Se requiere un plan estratégico del gas a largo plazo? ¿O con las soluciones inmediatas a que estamos acostumbrados, será suficiente para que se desarrolle la industria?

Hay quienes creen en la necesidad de crear una nueva empresa para el manejo del gas, pero también hay otros que piensan que podría ser suficiente que se elevara la División de Gas a la categoría de Vicepresidencia de Ecopetrol. La industria del gas en Estados Unidos es la cuarta en importancia. ¿Alguno de nosotros ha pensado, alguna vez, en qué nivel de importancia estamos en el país?

Es importante, también, definir el rol de productores, transportadores y distribuidores. De los diferentes comentarios que se han hecho acá, de otras conferencias, se ha podido concluir que éste es un aspecto fundamental, y que debe tratarse con el mayor detenimiento. Es necesario, también, que haya políticas tarifarias de largo plazo, que permitan a los inversionistas conocer los riesgos. En un país con tantas variaciones en la política gubernamental es difícil hacer inversiones.

Otro de los comentarios que se oye es la necesidad de definir esquemas de participación accionaria para nuevos proyectos de gas, para transporte y distribución. ¿En qué porcentajes deben estar representados los municipios, la nación y los particulares? ¿Cómo se reglamentaría la emisión de acciones, para que accionistas minoritarios se integren a este tipo de sociedades?

Capítulo 8

Modelo Colombiano

Jorge Eduardo Cock ■

*Reordenamiento institucional
del sector del gas en Colombia*

Jorge Eduardo Cock L.

Consultor

Reordenamiento institucional del sector del gas en Colombia

Los nuevos rumbos y conceptos de eficiencia e internacionalización que orientan la economía de Colombia y del mundo en general, exigen que el país haga una más adecuada, más racional y más eficiente utilización de sus recursos energéticos. Ello implica, necesariamente, importantes cambios en la estructura institucional en que se desenvuelve el sector, incluyendo en ella el sistema de precios que lo rige.

Dos características principales definen esa estructura vigente: una oferta restringida para el gas natural y el GLP, limitada estrictamente a los recursos disponibles dentro de las fronteras nacionales, sin mirar otras posibilidades. Y, aunque con una importante participación del sector privado en su desarrollo, un sistema de precios administrados, fijados por lo bajo, equivocadamente supeditados a objetivos macroeconómicos de corto plazo.

No resulta difícil entonces entender por qué la distorsionada estructura del consumo de energéticos en Colombia, en cuanto a la elevadísima participación de la energía eléctrica en el sector residencial. Lamentablemente, esto sucede a pesar de que el valor económico del gas es más bajo que el de la energía eléctrica y que el de otros energéticos. Y una masiva sustitución de ésta por gas, hasta el máximo económicamente viable, daría, a mediano plazo, la solución a la crítica situación financiera del sector eléctrico, pues al entrar el gas en los hogares y disminuir el consumo de electricidad, ese menor consumo podría ser cobrado a tarifas que



cubrieran costos, al tiempo que se disminuirían significativamente los requerimientos de inversión en todas las fases de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Los planteamientos contenidos en este documento se enmarcan en ese nuevo enfoque de eficiencia e internacionalización de la economía. Reclaman un mejor sistema de determinación de precios para todos los energéticos y suponen una oferta sin restricciones artificiales, lo que equivale a la posibilidad de importar. Adicionalmente, y por fortuna para el país, los promisorios descubrimientos de Cusiana le permiten programar e impulsar el desarrollo del sector sin más restricciones que los parámetros económicos de costos y precios. Con esa perspectiva, el país puede, inclusive, pensar de nuevo en traer al interior gas de la Guajira sin la limitación de que se agoten las reservas. Y, visto así, restan por definir los demás aspectos del ordenamiento institucional que resulte más adecuado para cumplir el cometido de un rápido desarrollo.

Para ayudar a una fácil comprensión de las razones que explican la estructura institucional vigente, se inicia el documento con un vistazo a la evolución histórica del sector, seguida de una muy breve y sintética descripción de la organización institucional actual y del marco legal que la regula, con sus evoluciones más recientes y las que están en proceso y se presentan y comentan luego, algunos aspectos económicos y financieros básicos del sector.

El análisis detallado que posteriormente se hace, de los distintos elementos relacionados con la estructura institucional del sector, conlleva repeticiones de algunos puntos ya esbozados en los capítulos descriptivos del comienzo. Pero se plasman así, en aras de una comparación y contraste más preciso con las alternativas que se plantean para el futuro.

Este planteamiento de alternativas no puede ser exhaustivo ni tiene pretensiones de ser la última verdad o el óptimo de la organización institucional. Sólo busca aportar luces a la búsqueda de algo cercano a ese óptimo.

Esbozo histórico de la explotación comercial de gas natural y GLP



Un vistazo en perspectiva histórica es útil para abordar el tema de la organización institucional del sector gas en Colombia, por muchas razones, pero especialmente para entender el porqué de lo que hoy se tiene.

La primera emanación de gas natural asociado que trató de ser aprovechada comercialmente en Colombia, parece ser la de Tubará, a finales del siglo pasado. Y el primer pozo de gas natural libre se taladró en Turbaco en 1911. Sin embargo, por diversos motivos, estos casos no llevaron realmente a un uso comercial del gas.

Con la iniciación de la producción petrolera en las concesiones de Mares y Barco, se inicia en firme la extracción de hidrocarburos gaseosos asociados en el país. Aunque parte del gas se utilizaba para el mantenimiento de presión en los pozos, durante la primera mitad del siglo casi la totalidad se desperdiciaba quemándose al aire en los campos productores.

Sólo el gas licuado de petróleo (GLP), o el propano, subproductos de la refinación y de las plantas de secado del gas asociado, empezó a ser aprovechado por la Esso, hace ya cerca de medio siglo. La empresa inició el desarrollo de las facilidades de producción, el equipo de transporte y la promoción del consumo. En 1946, antes de revertir la Concesión de Mares, se constituyó la Compañía Colombiana de Gas -Colgas- la cual inició operaciones en Bogotá y Barranquilla durante 1948.

El enfoque en que se analizaban las alternativas de uso de los diferentes combustibles, y dentro de ellos el gas, era completamente autárquico. Invariablemente se manejaban criterios que solamente tenían en cuenta la disponibilidad interna

En 1958-1959, con el descubrimiento de los campos de Jobo-Tablón, en los límites de Sucre y Córdoba, se declaró el primer yacimiento comercial de gas natural libre. Esto coincidió



con un vuelco del interés mundial hacia el uso del gas, que en el país se vio reflejado en la expedición del Decreto 3050 de 1956 y la Ley 10a. de 1961, los cuales consignaron en Colombia la obligación de utilizar industrial o comercialmente el gas producido en cualquier explotación de propiedad nacional o privada.

Para 1963, un tercio del gas asociado producido ya era aprovechado, y se comenzaron a perforar cuatro pozos exploratorios, con el propósito exclusivo de buscar gas. En 1964 se inició en Cartagena el consumo del gas natural de Jobo-Tablón, para lo cual fué construido un gasoducto.

En la actualidad, la mayor producción de gas natural se obtiene directamente de yacimientos de gas libre. Los más importantes campos productores fueron descubiertos en 1973, mediante un contrato de asociación con la Texas, en la Guajira. La magnitud de los descubrimientos introdujo definitivamente el desarrollo de los recursos gasíferos en el país, y convirtió a la Costa Atlántica en la región con mayores reservas, el 80% del total del país.

Debido al volumen de los yacimientos descubiertos, y al cambio en los precios relativos de los recursos energéticos (por los incrementos en el precio internacional del petróleo en 1973 y 1979), la explotación comercial del gas empezó a ser una alternativa económicamente atractiva para el país, y comenzaron a ser analizados sus posibles usos alternativos.

En 1977 la Comisión de Precios de Petróleo y Gas, dictó una resolución que ligó los precios del gas natural de la Guajira a los del fuel-oil de exportación, decisión que fue fundamental para dar viabilidad en firme al desarrollo de esos campos y al gasoducto troncal del Caribe.

En 1977 se inició en la Costa Atlántica la construcción del gasoducto troncal por Promigas (empresa en la que Ecopetrol participa con un 42% del capital), para llevar el recurso a Barranquilla y Cartagena. En un principio, el contrato de Ecopetrol con Promigas contemplaba la compra del gas en boca de pozo por la segunda, la cual llevaría a cabo el transporte y la venta. Pero el límite



del precio al consumidor, establecido por resoluciones del gobierno, con el criterio de aplicar un diferencial bajo al precio de los combustibles alternos para incentivar la sustitución, no permitía a Promigas pagar todos los costos.

Se cambió entonces el contrato, definiendo a Promigas solamente como una empresa transportadora del gas propiedad de Ecopetrol, desde los yacimientos hasta la entrada a la ciudad, donde el gas es entregado a las distribuidoras.

Existen en el país otros tres polos de desarrollo gasífero. Primero está Santander, con el 13% de las reservas nacionales y el 27% del consumo, pero cuya producción está en declinación. Luego está la zona del Huila. Y finalmente está la región del Meta, que sólo alcanza para abastecer a Villavicencio y una pequeña parte del Distrito Capital.

En 1987 se estudió la factibilidad de construir el Gasoducto Central, que conectaría la Costa Atlántica con Barrancabermeja y con Bogotá, pero la decisión, estando casi tomada, se postergó indefinidamente, ante las limitaciones de las reservas probadas en la Guajira y las perspectivas que se comenzaban a vislumbrar en los campos de los Llanos Orientales.

Hasta este momento, el enfoque con el que se analizaban las alternativas de uso de los diferentes combustibles, y dentro de ellos el gas, era autárquico. Invariablemente se manejaban criterios que sólo tenían en cuenta la disponibilidad interna. Esto también se reflejaba en los precios internos del gas natural y los otros energéticos, fijados por debajo de sus valores económicos.

El gas a Bogotá, cuyo propietario es Ecopetrol, llega por un gasoducto construido y operado por la misma empresa. El gas es vendido a la entrada de la ciudad a Gas Natural S.A., la cual lleva a cabo la distribución a los consumidores industriales y a los hogares. El enfoque de penetración en el mercado domiciliario de esta empresa, ha sido muy diferente al de las de Barranquilla y Cartagena, puesto que se ha comenzado por los estratos 2, 3 y 4, básicamente.



Aunque este enfoque obedece en gran medida a directrices de política energética (sustituir el coque, principalmente), la empresa distribuidora afirma que atender estos estratos le ha resultado relativamente más rentable que hacerlo en los estratos más altos, debido, fundamentalmente a los menores costos de instalación y de operación, por la mayor densidad poblacional y por los mayores índices de consumo.

A partir de 1986, con la implantación del programa de masificación del uso del gas a nivel residencial denominado "Gas para el Cambio", Ecopetrol ha construido o ha promovido la construcción de gasoductos para llevar el gas a más de 300.000 familias en los últimos cinco años, con lo cual el cubrimiento actual es de cerca de 400.000 hogares en las ciudades atendidas (Barranquilla, Cartagena, Sincelejo, Bogotá, Bucaramanga, Neiva y Villavicencio, principalmente).

Sin embargo, sólo a partir de 1989 se comenzaron a debatir y a estudiar en firme las posibilidades de abastecimiento foráneo, tanto de GLP como de gas natural, dentro del concepto más amplio y general de la internacionalización de la economía.

En cuanto al GLP, con las limitaciones nacionales en la producción y con la expansión a bajos costos relativos, de proyectos de gas natural domiciliario, se ha venido dando también un proceso de sustitución. Esas expansiones y desplazamientos están localizados precisamente en algunas de las regiones donde tradicionalmente se consumía el GLP, como la Costa Atlántica, Santander, y Bogotá.

El GLP es básicamente un producto de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja y, por lo tanto, es propiedad de Ecopetrol. Al ser escaso el recurso (unos 18.000 barriles diarios), se trata de limitar el consumo al domiciliario, mediante la asignación de cupos, a las distribuidoras privadas, por parte del Ministerio de Minas y Energía, función trasladada recientemente a Ecopetrol y sujeta a toda clase de influencias y presiones.



su consumo, que a su vez no existe por las limitaciones que ha tenido la oferta. Adicionalmente, el país tiene serias limitaciones en la infraestructura de almacenamiento, que es prácticamente inexistente, lo cual constituye uno de los puntos críticos en la problemática actual del GLP.

El esquema de precios internos vigente para el propano y otros combustibles sustitutos (fuel-oil, crudo castilla, ACPM, etc.), marca un diferencial muy pequeño, que induce a desviaciones en el consumo. Según algunos cálculos rápidos de conocedores del tema, se estima que de hecho un 30 a 40% del gas propano va al sector industrial. Pero si el precio del GLP fuera mayor que el actual (semejante al internacional), la demanda potencial sería sustancialmente menor.

Sería posible importar GLP, pero hay que buscar una solución al diferencial entre precios internos y externos, mientras se liberan totalmente. En la actualidad, los precios internos están cerca de un 45% por debajo de los del mercado internacional.

Ecopetrol viene estudiando fórmulas para solucionar las dificultades para la importación de GLP. Una posibilidad en cuanto a las diferencias de precios consiste en la importación directa por parte de esta empresa, la cual construiría la infraestructura de almacenamiento necesaria, y haría una combinación nominal entre el combustible nacional y el importado, de manera que todo el gas se vendería al mismo precio, diluyendo el mayor costo del importado entre el total del gas para la venta. De esta forma el precio sería mayor que el actual, pero continuaría siendo más bajo que el internacional. Sin embargo, ésta no puede ser más que una solución transitoria.

Atender los estratos bajos ha resultado más rentable que hacerlo en los estratos más altos, debido fundamentalmente a los menores costos de instalación y operación, por la mayor densidad y por los mayores índices de consumo

Descripción general de la organización institucional vigente



El sector del gas orienta su desarrollo según las políticas trazadas por el gobierno nacional, con el apoyo del Conpes y la CNE y la coordinación del DNP, siendo el Ministerio de Minas y Energía el organismo rector en la definición y ejecución de dichas políticas.

Ecopetrol es la entidad oficial que coordina, y opera en parte, todo lo relacionado con hidrocarburos en Colombia, incluido el gas. Ello se debe parcialmente a la dificultad, a veces sobrestimada, para diferenciar en forma clara, en todas las fases de explotación, la parte correspondiente al petróleo, sus derivados y sus asociados. Pero posiblemente, también se debe a la poca importancia relativa que tradicionalmente había tenido el gas en el país frente a otros recursos energéticos, lo cual obedecía, en buena parte, a las limitaciones técnicas de este producto para ser comercializado internacionalmente.

Ecopetrol es el propietario del gas desde la entrega por parte del operador en los campos de producción, donde compra la porción del gas que no le pertenece, en los contratos de asociación, o la totalidad, en los casos de concesión, hasta los puntos de entrega en la troncal de distribución. Este orden se cumple siempre, salvo contadas excepciones.

El gas natural es transportado desde los campos productores hasta los centros de consumo por gasoductos de uso público, que en la mayor parte de los casos pertenecen a compañías privadas o de capital mixto. Por lo general, Ecopetrol suscribe contratos de uso exclusivo de estos ductos, con el fin de transportar todo el gas. El gas de algunas concesiones es transportado por el concesionario.

Debido a que el gas transportado es de propiedad de Ecopetrol y los costos del transporte corren por su cuenta, la empresa estatal está comprometida a entregar el gas a la entrada de cada ciudad o población, donde lo recibe la empresa de distribución urbana (que en la mayor parte de los casos tiene participación indirecta

y/o directa de Ecopetrol), la cual se encarga de conducirlo hasta las viviendas o industrias dentro de su área de concesión.



Marco regulatorio

No existe una legislación específica que regule todas las actividades relacionadas con el gas natural en Colombia. Por ello, la exploración, explotación, producción, transporte y distribución de este producto se rigen, por analogía, según el Código de Petróleos. Como en algunos casos no es posible adaptar las normas petroleras al gas, y se encuentran vacíos, se han tenido que expedir reglamentos ad-hoc, aplicables a situaciones específicas, pero no al caso general.

El sector de gas sigue el esquema de economía mixta, con una importante participación del sector privado, tanto nacional como extranjero, en las diferentes fases de la explotación del recurso. En la exploración y explotación han regido en los últimos años los contratos de asociación. Estos han estado dirigidos, fundamentalmente, hacia la búsqueda de petróleo, aunque últimamente se han firmado contratos destinados en forma específica a la búsqueda de gas.

Esto ha implicado tener que adoptar un sistema de precios diferente para la compra del gas libre y del asociado por parte de Ecopetrol, ya que en los casos de gas asociado el producto fundamental es el petróleo y el otro combustible un subproducto, con costo de producción muy marginal.

En cuanto al transporte del gas natural a través de gasoductos, se aplica nuevamente el Código de Petróleos, asimilando lo relacionado con el transporte a través de oleoductos para petróleo crudo y derivados o productos líquidos (poliductos).

El transporte del gas por tubería ha sido considerado como un servicio público y, como tal, se rige por contratos de concesión con el gobierno, según lo estipulado también en el Código de Petróleos y por algunas reglamentaciones adicionales. Contando con el



previo concepto de Ecopetrol y con el permiso del Ministerio, se firma un contrato de concesión con éste, y un contrato de transporte con Ecopetrol.

En cuanto a gasoductos urbanos, en general, y por extensión, rigen las mismas normas que para los troncales, ya que en el momento en que surgió la posibilidad de su utilización domiciliaria, no existía legislación específica. Ante los vacíos que se han ido evidenciando, se han ido reglamentando ciertos aspectos del mismo Código. Adicionalmente se han expedido resoluciones que reglamentan la operación y el servicio de los gasoductos urbanos.

Es bien peculiar del caso colombiano que, al lado de una importante participación de la empresa privada en las distintas actividades relacionadas con el gas, las regulaciones que hasta el momento han regido la actividad, han estado orientadas por una concepción centralista, restrictiva y monopólica de muchas funciones en cabeza del Estado. Así, la norma más reciente sobre el tema, el Decreto 0609 de 1990, que regula tanto la construcción de gasoductos, como la distribución urbana del gas, refleja claramente este enfoque. Según él, la construcción de gasoductos troncales y de redes de distribución urbana deben ser decididos a nivel central, por el Ministerio de Minas y Energía y por Ecopetrol, y establece que en la adjudicación de esas concesiones se dará preferencia a empresas que cuenten con participación de capital público.

Se estipula además, que cada contrato de distribución urbana debe comprender como mínimo el área de un municipio o distrito especial. Y el distribuidor deberá presentar periódicamente los programas de ampliación de cobertura al Ministerio de Minas y Energía para su aprobación, el cual también tendrá a su cargo la fijación de las tarifas de compra del gas.

La nueva constitución de Colombia establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, que éstos podrán ser prestados por el mismo, directa, o indirectamente, por comunidades organizadas o por particulares. Pero en todo caso, el Estado deberá mantener su regulación, su control y su vigilancia.



La ley deberá fijar las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario, que tendrá en cuenta los criterios de costos, de solidaridad y de redistribución de ingresos. Estos se prestarán directamente por cada municipio cuando las características técnicas, económicas y la conveniencia general lo permitan y aconsejen. Y los departamentos serán coordinadores. La ley determinará las entidades competentes para fijar las tarifas.

La nación, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas podrán conceder subsidios, para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas. La ley definirá la participación de los municipios en las entidades o empresas que les presten el servicio, así como el régimen de protección de los usuarios y sus formas de participación en la gestión y fiscalización de las empresas estatales que presten el servicio. Se tiene así una concepción más amplia, más variada, con más opciones.

Dentro de este nuevo marco se han preparado varios proyectos de ley, de los cuales me atrevo a destacar uno preparado por un amplio y calificado equipo de expertos en servicios públicos. Es un proyecto muy completo en el cual, entre otros temas, se establecen la forma y los objetivos económicos y sociales que deben cumplir las tarifas que se cobren a los consumidores domiciliarios. Establece en forma general la dinámica de subsidios y la función que deben cumplir. Precisa que son los municipios los entes que deben otorgar las concesiones y permisos de distribución y estipula que las funciones de regulación y las de control y vigilancia, deberán cumplirse en forma separada de la prestación del servicio. Para esto, propone la creación de una comisión reguladora de la explotación, la producción, el transporte y la prestación del servicio domiciliario. De otro

**En la actualidad los precios
internos del GLP están cerca
de un 45% por debajo
de los del mercado
internacional**



lado, las funciones de inspección y vigilancia quedan a cargo de la Superintendencia especial creada por la Constitución para este fin.

Sería importante establecer que la intervención de la Superintendencia no entrase el funcionamiento del sector y que se dé únicamente cuando se requiera.

Finalmente, se debe advertir que algunos de los cambios institucionales que aquí se discuten, requieren su paso por el Congreso para ser consignados en ley de la República. Pero también que la expedición de una "ley del gas", aunque sería muy útil, no es requisito indispensable y condicionante para emprender la implantación de un nuevo orden institucional para el sector. Se debe preparar, proponer e impulsar el correspondiente proyecto, pero no hay que esperar a su aprobación para definir y acometer la reestructuración.

Aspectos económicos y financieros

Aspectos económicos

El punto de partida para cualquier análisis y lo que justifica el verdadero interés por el gas natural, es el hecho de que, además de su limpieza y su facilidad de manejo, éste es un energético más económico que muchos de los que se usan actualmente en el país, cuya sustitución le reportaría importantes beneficios. Eso es también cierto en muchos otros países.

Dentro de límites impuestos por los costos de distribución a mercados pequeños o alejados, el gas natural es claramente más económico que la gasolina, el ACPM, el queroseno, el propano y el otro combustible que se vende en la Sabana de Bogotá para la preparación de alimentos, llamado cocinol, y que equivale a gasolina. Y es mucho más económico que la energía eléctrica para los fines de cocción de alimentos y calentamiento de agua. En el país se han hecho ya muchos cálculos conducentes a la valoración económica de los distintos energéticos, y todos conducen a similares conclusiones.



Los cálculos más recientes y más autorizados son los que realizó este año un grupo interinstitucional del Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación, la Comisión Nacional de Energía y Ecopetrol. Del informe preliminar, preparado por ese grupo, se toman las cifras comparativas del *Cuadro 1*, para energéticos al por mayor, puestos en Bogotá.

CUADRO 1
Valores económicos de energéticos al por mayor en Bogotá

	US\$/MBTU
<i>Gasolina</i>	5.66
<i>ACPM y queroseno</i>	4.14
<i>Propano</i>	5.43
<i>Cocinol</i>	5.66
<i>Fuel-Oil</i>	1.50
<i>Energía Eléctrica</i>	18.90 ¹
<i>Gas Natural</i>	3.30 ²

(1) Costo incremental promedio de largo plazo calculado por las empresas del sector eléctrico.
(2) Con el más alto de los tres escenarios calculados.

Para el gas natural, calculando distintas fuentes de abastecimiento, diversos escenarios razonables de precios de compra a los productores e incluyendo inversiones en un ambicioso programa de redes troncales para llevar gas a Bogotá, Medellín, Cali y las principales ciudades interiores o cercanas a ese triángulo, con sus respectivos costos de operación, el estudio mencionado lleva a valores económicos para el gas, puesto en red troncal, que están entre 2.50 y 3.30 US\$/MBTU.

Adicionalmente, un importante indicador de la economía del gas es la tasa interna de retorno, cercana al 30%, obtenida en el estudio como rentabilidad del programa de inversiones para llevar el gas a las ciudades mencionadas y lograr unos razonables niveles de sustitución de energéticos.



Aspectos financieros actuales

Es difícil y poco significativo hablar de finanzas del sector gas, consolidado, como se hace en el sector eléctrico. A pesar de tener el país unas tarifas para gas subsidiadas en varios sectores, las actividades de producción -excepto en Ecopetrol- y las empresas distribuidoras, son razonablemente rentables. La mayor empresa transportadora, Promigás, tiene una rentabilidad altísima. Pero Ecopetrol, en esa actividad, genera cuantiosas pérdidas que no aparecen contabilizadas explícitamente en sus informes.

Los subsidios recaen todos sobre Ecopetrol, diluyéndose y escondiéndose en los superávits que le genera la exportación de crudos, superávits que, estrictamente, son una liquidación de activos del país, más bien que utilidades de la empresa estatal. Pero lo importante para el tema que nos ocupa es la estructura de las tarifas, así como la destinación y la fuente de los subsidios. En el *cuadro 2* se presentan, para ilustración, las tarifas vigentes en la actualidad para el gas en troncal, según los distintos sectores de consumo, y las participaciones porcentuales de esos sectores en el consumo total del país.

CUADRO 2
Tarifas vigentes para el gas en troncal
y participación por sectores de consumo

	\$/MBTU	Participación en Consumo % ¹
<i>Para generación termoeléctrica²</i>	270.32	42.02
<i>Para uso industrial</i>	612.62	24.12
<i>Para uso petroquímico</i>	412.00	3.67
<i>Para uso residencial</i>	557.00	3.62
<i>Para uso automotor (GNC)</i>	525.70	0.43

(1) Para completar el 100% de las participaciones se debe agregar el consumo propio en Ecopetrol, que ascendió al 26.14%.
(2) Normalmente esta tarifa sube nominalmente mes a mes, pero cada año vuelve a bajar, en términos constantes, a niveles cercanos al inicial



En el reciente estudio ya mencionado, se estiman unos grandes promedios de costos para las redes existentes, que aunque no son muy útiles para las alternativas de esquemas institucionales diferentes, como los que adelante se sugieren, dan un buen indicador del subsidio que se viene otorgando. Calculan un precio promedio de compra de US\$1.00/MBTU para el gas de los asociados y un costo promedio de transporte de 0.23 US\$/MBTU, con lo cual el costo en gasoducto troncal estaría alrededor de 1.23 US\$/MBTU.

Las tarifas equivalentes de venta en troncal al por mayor están por debajo en todos los casos: 0.97 US\$/MBTU para el sector industrial, 0.66 para materia prima petroquímica, 0.88 para distribución al sector residencial y 0.45 para generación termoeléctrica. Estos valores y la estructura de consumo presentada en el Cuadro 2, indican que el problema de los subsidios se concentra básicamente en el sector termoeléctrico, y en menor medida, en el industrial y el petroquímico. El subsidio a la generación termoeléctrica fue del orden de 15.731 millones de pesos el año pasado. Y el subsidio al sector petroquímico no tiene una explicación clara hoy, diferente de la dificultad para corregir situaciones que vienen de ser peores en el pasado.

La estructura de tarifas bajas, desde cuando se introdujo el gas natural, obedeció al afán de abrir el mercado a un producto nuevo que irrumpió dentro de la canasta energética de un momento a otro, y que era necesario vender en el menor tiempo posible. Esto, además, se vio reforzado por el hecho de que los energéticos sustituibles tenían desde tiempo

atrás, precios subsidiados que obedecían a una política de beneficiar a los sectores de menores ingresos.

**La expedición de una "Ley del Gas",
aunque sería muy útil,
no es requisito indispensable
y condicionante para emprender
la implantación de un nuevo orden
institucional para el sector**

Los cálculos que se hacen en el estudio mencionado llevan a concluir que para eliminar los subsidios y establecer un adecuado



esquema de precios que induzca a la sustitución, se requerirían ajustes bastante significativos en las tarifas del gas, a nivel de grandes promedios. Sin embargo, es importante resaltar que, exceptuando el gas para generación eléctrica, se trata de promedios de lo existente con los nuevos desarrollos que entrarían en el programa grande, allí previsto. Resulta así, por ejemplo, un costo promedio de transporte del orden de 2.00 US\$/MBTU.

Pero lo existente se ubica, más o menos, y con toda lógica, en las regiones más cercanas a los actuales centros de producción. Si se adoptara un esquema institucional en el cual cada ciudad o región cargara con costos reales de transporte, desaparecerían esos grandes promedios, que implican muy significativos subsidios cruzados entre regiones, se haría más suave la necesidad de ajustes a lo existente y se implantarían de una vez, precios reales para las nuevas regiones a abastecer.

Esos precios o tarifas reales no implicarían aumentos para los nuevos consumidores, pues serían el pago por algo nuevo, que no se tenía y que, antes bien, deberá costar menos que el energético a sustituir, para que en la práctica se realice la sustitución.

Pero este esquema de desarrollo, más lógico y más racional, implica y exige un compromiso firme del gobierno, de establecer precios o mecanismos para determinación de precios de todos los energéticos, de manera que reflejen adecuadamente o por lo menos se acerquen a sus valores económicos.

El subsidio cuantioso que se viene otorgando al gas para generación termoeléctrica en la Costa Atlántica, y cuyo desmonte se ha acordado tantas veces, es un tema espinoso, difícil de abordar aquí, pues su análisis riguroso se sale del alcance de este trabajo. Pero tampoco sería correcto ignorarlo por completo. Es importante, al menos, plantear que si se decide que hay razones superiores y válidas que indiquen la necesidad de subsidiar los precios de la electricidad en esa o en cualquiera otra región, ello no debe continuar haciéndose a través del precio de un insumo importante para su producción, como es el gas, sino de manera directa y transparente, a cargo del Estado. Máxime que en este caso específico, los efectos fiscales son exactamente los mismos.

Con respecto a la estructura tarifaria del gas natural y su manejo, frente a las de la energía eléctrica, se dan algunas bases y lineamientos principales más adelante en este documento.



Análisis de la estructura institucional actual y planteamiento de posibles alternativas

En las secciones que siguen se estudia con algún detalle, aunque ya se han visto en forma global, cada uno de los aspectos básicos de la estructura institucional vigente para el gas en Colombia y se proponen alternativas viables para su desarrollo futuro.

Exploración y propiedad del recurso

En la actualidad se tienen en Colombia yacimientos de gas natural que se rigen por contratos de concesión todavía vigentes, otros de operación directa por Ecopetrol, y otros más, bajo contratos de asociación. En el primer caso el gas, deducida la regalía, pertenece al concesionario, en el segundo a Ecopetrol y en el tercero el producto se divide por mitades entre Ecopetrol y el asociado, empresa que aumenta su participación física al recibir en especie, para distribuir a sus destinatarios, en dinero, las regalías del 20%.

Todo el gas producido por asociados o concesionarios lo compra Ecopetrol. El de concesiones a precios que se renegocian periódicamente, y diferentes para cada caso. El gas procedente de los contratos de asociación se paga de acuerdo con fórmulas que se ajustan semestralmente, según los promedios de variación del precio FOB del fuel-oil de exportación. En los contratos de los últimos años, a partir de 1986, se establecen diferencias para el gas asociado y el gas libre y según se encuentren al este de la Cordillera Oriental, costa afuera o en otras áreas del país.

Para lograr una mayor actividad exploratoria y hacer más viable la explotación de yacimientos pequeños y lejanos, se podrían establecer y desarrollar fórmulas que, tomando en cuenta el total de participaciones para el asociado y para el país, incluyendo los



aspectos tributarios con sus ajustes recientes, condujeran a que, en los nuevos contratos de asociación se diera mayor participación al asociado en los yacimientos más pequeños y más alejados de los gasoductos y los centros de consumo.

No es lo mismo encontrar un yacimiento grande que uno pequeño, y también es bien distinto encontrarlo en el Vichada o en la Sabana de Bogotá.

Con respecto a la venta del gas en boca de pozo para el futuro, se plantea como alternativa que cada uno de los propietarios, Ecopetrol y los asociados o concesionarios, negocie libremente su gas con las empresas distribuidoras, con precios sujetos a la posibilidad de intervención gubernamental en caso necesario, y utilizando gasoductos de los unos o los otros, o de terceros, de acuerdo con lo que, para el efecto, se plantea en la sección siguiente.

Gasoductos troncales

Propiedad y desarrollo

Característica condicionante para tener en cuenta en todo este análisis es que, aunque teóricamente se pueden concebir dos o más tubos paralelos o, en casos especiales, una misma ciudad pudiera recibir abastecimiento desde varios sitios y por ductos diferentes, la situación más normal es que los gasoductos troncales y de acceso a las ciudades sean únicos, de manera que cuando éstos sean de terceros, distintos de las distribuidoras, estarán en clara situación de monopolio.

Consecuencia de lo anterior, es que la actividad de transporte por gasoducto debe ser regulada en todos sus aspectos, incluida la intervención en tarifas y no importa si se trate de empresas de economía pública, mixta o privada.

La propiedad de los gasoductos actualmente tiene varias formas. En algunos casos, especialmente los gasoductos que traen gas de concesión, son de propiedad del concesionario. En otros, como en



el del gasoducto de Apiay a Villavicencio y Bogotá, la propiedad es de Ecopetrol y lo opera un tercero contratista. Y en el más importante gasoducto del país, el Troncal del Caribe, que une los campos de la Guajira con Santa Marta, Barranquilla, Cartagena y otras ciudades y poblaciones, el gasoducto es de Promigas, sociedad de economía mixta en la cual participa Ecopetrol. Aspecto bien especial de este gasoducto, como todos los demás que transportan gas de terceros, es que por Código de Petróleos tiene garantizada una rentabilidad que debe ser como mínimo la que generen actividades similares en los Estados Unidos, en dólares y sobre activos revaluados. El caso particular de Promigas genera una rentabilidad extraordinariamente alta, difícil de obtener en actividades normales.

Hacia el futuro sería muy deseable, aunque no se puede imponer, buscar unas condiciones tarifarias más equitativas para el gasoducto troncal del Caribe. A este respecto, es conveniente anotar que si bien la participación de Ecopetrol en el capital de Promigas tiene aspectos muy positivos, también puede tener otros, bastante negativos, como la complacencia de la empresa estatal con tarifas exageradamente altas, por la satisfacción empresarial de compartir las elevadas utilidades que reporta ese monopolio.

Para la ejecución de nuevos proyectos, que seguramente configurarán una red nacional, se puede pensar nuevamente en Promigas, o en empresas similares. Pero lo más indicado sería mantener, ampliar e impulsar la libre ejecución por parte de productores o distribuidores de gas, o de terceros, transportadores exclusivamente, con la coordinación y liderazgo de una empresa estatal, que planifique, optimice recursos, promueva y desarrolle tramos críticos o especiales de algunos gasoductos. Las características, las bases y las funciones de tal empresa se describen en otra sección de este capítulo.

Ecopetrol genera cuantiosas pérdidas en la actividad gasífera que no aparecen contabilizadas explícitamente en sus informes. Los subsidios recaen sobre Ecopetrol, escondiéndose en los superavits que le genera la exportación de crudos



Requisitos jurídicos para ejecución

Actualmente, la única forma de construir gasoductos troncales es por concesión. Y esto, entendiendo por troncales todas las que no son de distribución urbana. Es decir, que aún ramales para uso exclusivo como el de Cerromatoso, tienen como una única opción jurídica la concesión, otorgada por el Ministerio de Minas y Energía.

Como alternativa, se propone facilitar el desarrollo de gasoductos, manteniendo la exigencia de concesión sólo para cuando se trate de gasoductos para servicio público, o sea, para transportar gas de terceros. De resto, bastaría con algún permiso o registro, con fines de coordinación y control del gobierno nacional.

Sitio de entrega

Actualmente los gasoductos troncales entregan a las distribuidoras a la entrada de la ciudad. Hacia el futuro, con las propuestas institucionales que aquí se plantean, las entregas se podrían efectuar en esos mismos sitios o en otros diferentes, como en pozos de producción, en sitios de conexión y, en algunos casos de ciudades grandes, valdría la pena que las troncales penetraran a su interior, para facilitar la división entre varios concesionarios.

Tarifas de transporte

En la actualidad las tarifas para transporte por gasoducto son fijadas por el Ministerio de Minas y Energía, en acuerdo con el concesionario. Son determinadas para cada gasoducto y se establecen como un promedio igual para todo el trayecto, independientemente del recorrido, a semejanza de las tarifas de bus urbano, para usar un símil. Estas tarifas deben garantizar, como ya se explicó, una elevada rentabilidad al concesionario que transporte.

El sistema de tarifas de transporte promediadas es usual en muchas partes del mundo. Es el más fácil de calcular y manejar y resulta poco inequitativo cuando se tiene una red muy densa de centros de consumo –muy cercanos– y bastantes puntos de abastecimiento. Pero cuando los grandes centros de consumo distan



entre sí varios cientos de kilómetros, como es el caso colombiano, la promediación implica grandes desbalances y transferencias de costos entre regiones como las que se anotan en una sección anterior de este documento.

Hacia el futuro, resultaría entonces más indicado establecer la libre negociación de tarifas, abierta a la intervención del gobierno cuando sea necesario. De esta manera surgiría una lógica diferenciación regional y local, y en las tarifas se reflejarían los verdaderos costos de transporte –al estilo bus interdepartamental–

Propiedad del gas en la red troncal y relaciones producción-transporte-distribución

Actualmente, todo el gas en la red es de Ecopetrol: el de su propia operación y el que compra de asociados y concesionarios, Ecopetrol lo vende a las distribuidoras en la entrada de la ciudad y a las termoeléctricas, y paga por su transporte, cuando el gasoducto es de un tercero, como Promigas en la Costa Atlántica.

Alternativamente, se podría concebir que continúe siendo de una sola empresa estatal, privada o mixta, y en estos dos últimos casos, propiedad de los productores, de los distribuidores, de terceros ajenos a las anteriores actividades o de una combinación de las otras. Sería entonces una estructura de monopolio no muy sana.

Más recomendable parece ser que se desarrollen relaciones bilaterales entre productores y distribuidores para comprar y vender en distintos sitios. Este sistema es, en principio, el más deseable porque fomenta la competencia. Sin embargo, es de advertir que a diferencia del sector eléctrico, donde podrán surgir múltiples productores de energía, en el caso del gas son muy pocos. Por ello, la necesidad de la intervención estatal, cuando se requiera. Si se establece esta modalidad, el gas en la red troncal será: de los productores, el que se venda a la entrada de la ciudad o en sitio de conexión, o de los distribuidores, cuando compren en boca de

pozo. El manejo técnico y contable de esta múltiple alimentación y recepción, aunque complejo, está plenamente desarrollado en otras partes del mundo.



Distribución

Otorgamiento de la concesión

En la actualidad es el Ministerio de Minas el que atiende absolutamente todo este trámite y otorga las concesiones. Siendo un problema tan local, parece razonable que sea cada municipio el que decida si la distribución la hace directamente o por conducto de una empresa suya, o mixta, o una privada nueva, o ya con experiencia, local o foránea, o cualquier combinación. La diversidad de situaciones en el país podrá conducir a experiencias y desarrollos muy enriquecedores. La responsabilidad en cabeza de cada municipio es lo que prevén los proyectos de ley sobre servicios públicos que van ahora al Congreso, en forma más acorde con la nueva constitución colombiana.

Tamaño y cobertura de la concesión.

Las concesiones otorgadas hasta el momento cubren municipios completos y, en muchos casos, varios municipios son concedidos a una misma empresa. Hacia el futuro, si se confirma que sean los municipios los dueños de la decisión, se podrá desarrollar una amplia gama de posibilidades entre atención individual, asociación o agrupamiento de varios municipios, pueblos y ciudades en búsqueda de eficiencia y economías de escala. Contrariamente, en el caso de grandes ciudades, podría ser útil otorgar varias concesiones, dividiendo adecuadamente la ciudad con el objeto de tener empresas de tamaño manejable, evitando el gigantismo y buscando al tiempo una saludable emulación a la vista de los usuarios, en cuanto a tarifas y calidad del servicio.

Propiedad de las distribuidoras



totalmente privada. En las de capital mixto participa Ecopetrol, a través de la empresa Invercolsa y en diversas proporciones. Hacia el futuro se debe dejar completa libertad a los municipios para que tomen su decisión al respecto y, como norma general, Ecopetrol no debería dedicar más recursos a este fin. Aún más, podría ser útil que saliera de las participaciones que hoy tiene.

Participación de empresas eléctricas

En algunas distribuidoras de gas, como en el caso de Gas Natural S.A. que atiende a Bogotá, hay participación de empresas distribuidoras de energía. En el caso de Medellín, las Empresas Públicas Municipales aspiran y se vienen preparando para tomar la distribución directamente y/o a través de Gases de Antioquia, en cuyo capital ya participan mayoritariamente. Aunque este tipo de combinación ofrece el peligro de restringir y manejar la oferta y los precios de los dos energéticos fundamentales a nivel domiciliario, gas y electricidad, bien manejada y controlada esta participación ofrece, por el contrario, importantes aspectos positivos de experiencia en la prestación de servicios públicos, planificación y coordinación, con la correspondiente reducción de costos en el desarrollo y la operación de los mismos.

Abastecimiento del gas

Hoy por hoy, todas las empresas distribuidoras compran el gas a Ecopetrol en la entrada de la ciudad, a tarifas iguales en todo el país, fijadas por el Ministerio de Minas y Energía. Con las alternativas institucionales que se proponen, cada distribuidor debería poder negociar su abastecimiento de gas con los distintos

proveedores potenciales, en el sitio y bajo las condiciones que más convengan a ambas partes. Así, podrían ser los productores, los distribuidores, o transportadores independientes, quienes construyeran las conexiones entre la ciudad y el o los sitios de

Si hay razones válidas para subsidiar los precios de la electricidad en cualquier región, ello no debe continuar haciéndose a través del precio de un insumo importante para su producción, como es el gas, sino de manera directa y transparente



abastecimiento. Y, dependiendo de ello, se acordarían los sitios y los precios de compra-venta del gas, reflejando en consecuencia, los costos inherentes al transporte.

Tarifas de distribución

Las tarifas de venta del gas al consumidor final residencial son, hasta ahora, fijadas por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, entidad que desaparece según la nueva Constitución. Hacia el futuro, la fijación centralizada de tarifas diferentes en todas partes del país resulta prácticamente imposible.

Pero tratándose de un claro monopolio natural en cada ciudad, tampoco es correcto dejar absoluta libertad. Además, por la necesidad de coordinación y compatibilización con las tarifas del sector eléctrico, como adelante se explica, las tarifas del gas, aunque deberán ser fijadas por las propias empresas distribuidoras, requieren ser reguladas (aprobadas) por el gobierno nacional, atendiendo a claros criterios que se desprenden de la misma Constitución.

Ahora bien, las tarifas para cada ciudad se deberán fijar de acuerdo con una estructura del mercado existente en el momento. Pero esa estructura puede variar significativamente, de manera especial con la entrada o salida de nuevos consumidores industriales. Por eso, las tarifas deberán ser ajustables periódicamente para asimilar esos cambios de estructura y tamaño en el mercado, con miras a evitar excesivas e innecesarias ganancias en cabeza de la correspondiente empresa distribuidora.

Característica de las tarifas de venta

Actualmente, con diferencias que se han venido suavizando un poco, las tarifas son distintas según el tipo de consumidor: para generación eléctrica, para industria en general, para uso petroquímico y para uso residencial. A su vez, las residenciales tienen estructuras similares a las de energía eléctrica, o sea, con cargos fijos crecientes según el estrato socio-económico y cargos crecientes por rangos de consumo. Actualmente se diferencian seis rangos.



El diseño y la fijación de las tarifas hacia el futuro deberá hacerse en forma muy coordinada y compatible con las del sector eléctrico, para poder inducir la sustitución y mantener una adecuada estructura de consumo y un uso racional de los energéticos. Sin embargo, como planteamientos generales, que en principio pueden ser compatibles con la estructura vigente en el campo eléctrico, pero que deberán ser analizados con más detalle en el futuro, podría pensarse en que a nivel global las tarifas sólo discriminen dos tipos de consumidor: el sector productivo (incluyendo la generación eléctrica) y el residencial.

Y en el nivel residencial, muy pocos rangos de consumo, pues la utilización del gas es en ese sector fundamentalmente para cocción y calentamiento de agua, que no tiene por qué ser muy distinto entre familias de diversos estratos. Con el gas no es tan clara la posibilidad de consumir más y más, como en el caso de la energía eléctrica, con los electrodomésticos. Así se tendría el componente redistributivo a través de una acentuada diferenciación del cargo fijo por estrato, pero un precio único para el gas de consumo básico y otro para el consumo suntuario o el desperdicio.

Subsidios

Por las razones históricas de desarrollo y competencia, ya expuestas en otro capítulo, las tarifas de gas implican subsidios que son especialmente elevados en el sector eléctrico. Dichos subsidios se diluyen y encubren en las cuentas de Ecopetrol, aspecto éste que hace más difícil su eliminación o disminución.

Hacia el futuro se debería tomar pronto la decisión de que cualquier subsidio sea otorgado directamente por el Estado, llámese nación, departamento o municipio, tal como lo establece la Constitución. De todas maneras, es mucho más sano que los subsidios sean transparentes, y si es la nación la que los asume, tendrá su cuenta compensada con los mayores superávits en cabeza de Ecopetrol.

Financiación

En épocas recientes, Ecopetrol ha otorgado créditos cuantiosos y altamente subsidiados a las distribuidoras de gas natural para



ayudar al desarrollo de los programas trazados por el gobierno sobre penetración y ampliación de la cobertura en estratos bajos. Los requerimientos son, efectivamente, muy elevados y exigen amplia disponibilidad de crédito. Pero resulta más adecuado que todos los recursos para ese objetivo sean canalizados a través de entidades como la FEN.

Empresa estatal

En la sección sobre propiedad de los gasoductos, se plantea la conveniencia de que exista una empresa estatal para ciertos fines limitados y específicos, pero importantes, como adelante se enumeran.

Actualmente, todas las actividades estatales referentes al gas natural, tales como contratación, exploración, producción directa y comercialización al por mayor, son adelantados por Ecopetrol. Así, esa empresa recibe el recurso como aporte del Estado, contrata su exploración y explotación asociada, lo hace directamente en los campos que se reserva, compra todo el gas de concesionarios y asociados, promueve, participa y/o construye gasoductos, contrata su transporte, participa en el capital de empresas distribuidoras y vende gas a ellas y a las termoeléctricas a precios nivelados en todo el país, que le implican enormes subsidios, especialmente en el segundo caso. Dentro de Ecopetrol, el área responsable de esta actividad es la división de gas y combustibles domésticos, dependencia de la Vicepresidencia Comercial.

Como alternativa, y partiendo de que se justifique la existencia de una empresa estatal por las funciones básicas que adelante se enuncian, parece más conveniente crear una nueva empresa colombiana de gas (Ecogas en adelante), como empresa industrial y comercial del Estado, ciento por ciento nacional, muy vinculada a Ecopetrol y obviamente adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

Para formar su patrimonio, se le transferirían de Ecopetrol todas las propiedades, equipos e inversiones relacionadas con el gas



natural. Para no complicar la actividad exploratoria y como no es posible establecer de antemano si un yacimiento tiene potencialmente gas libre, asociado o sólo petróleo, Ecopetrol mantendría la propiedad de los aportes y la función de su contratación. Ecogas recibiría los derechos desde el momento en que se declare la comercialidad de un yacimiento de gas libre, reconociendo a Ecopetrol las inversiones realizadas por ésta y compraría en boca de pozo el gas asociado de propiedad de Ecopetrol y el de regalías. Para todos los efectos, especialmente los relacionados con planeamiento de gasoductos, las dos empresas requieren una estrechísima cooperación y coordinación.

Las funciones básicas de la nueva empresa serían:

- Planificar y optimizar el uso de los recursos energéticos, humanos, de inversión, equipos, etc.
- Coordinar y promover la construcción de los gasoductos que se requieran para el adecuado desarrollo del sector en su conjunto.
- Desarrollar directamente o participar con capital en algunos tramos críticos de gasoductos, que por conveniencia especial requieran la presencia directa de la empresa.
- Operar los gasoductos propios, preferiblemente por contrato con terceros.
- Vender su gas a las distribuidoras.
- Impulsar las políticas gubernamentales sobre gas.

Aún ramales para uso exclusivo como el de Cerromatoso, tienen como única opción jurídica la concesión, otorgada por el Ministerio de Minas y Energía

En concepto de este consultor, la creación de esta empresa, separada de Ecopetrol, se justifica ampliamente por lograr con



ella un ente especializado, cuya atención se concentre y su responsabilidad sea únicamente el adecuado desarrollo del sector gas. Y, muy especialmente, porque estando el gas en cabeza de Ecopetrol, los subsidios se facilitan, se diluyen y, prácticamente, pasan desapercibidos. En cambio, en Ecogas, como empresa independiente, su otorgamiento se hace mucho más difícil. La empresa no tendría otras fuentes de recursos con los cuales dar los subsidios. De esta manera, si el gobierno decidiera subsidiar el gas para algunos fines, tendría que hacerlo en forma directa y transparente.

Como anotación final, debería ponerse todo el cuidado necesario para que en los estatutos y en todas las formas posibles, se restrinja su dimensión y su estructura empresarial al mínimo indispensable, definiendo que las actividades operativas de la empresa sean realizadas por terceros, casi que prohibiendo la operación directa, con el fin de evitar el peor de los males de la empresa pública, cual es la burocratización y la negociación de condiciones laborales bajo criterios y presiones no estrictamente empresariales.

Capítulo 9

Comentarios generales

Comentarios de los asistentes

Moderador: Luis Augusto Yepes

Vicepresidente Comercial de Ecopetrol

Antonio Hernández

Soy consumidor de propano, y asesoro algunas de las empresas distribuidoras.

Quisiera hacer algunos comentarios sobre la organización institucional del GLP, El GLP seguirá siendo muy importante en la economía energética colombiana, tanto por las razones ecológicas que supone sustituir el consumo de 11 millones de toneladas de leña, que se consumen anualmente en la zona rural, como por los problemas de orden social y económico, que existirían en las zonas marginadas de las grandes ciudades, si no conseguimos un sustituto, especialmente en Bogotá, para el cocinol.

Las distorsiones que se producen en el consumo del propano son de tal magnitud, que son muy similares a las que se han mencionado por el doctor Cock. No vale la pena las distorsiones de carácter económico repetir las aquí. Voy a hacer algunas consideraciones sobre las distorsiones de carácter cultural que ha producido el razonamiento.

La primera distorsión de carácter cultural es la terrible y justificada mutua desconfianza que existe entre el cuerpo técnico del Ministerio de Minas y Energía y las empresas distribuidoras de propano. En un mundo donde todo está aparentemente regulado, dónde se vende, cuándo se vende, a qué precios se vende, cómo se vende, la probabilidad de violar la ley de la oferta y la demanda es altísima, y la probabilidad de que las empresas violen las resoluciones que se dictan también es muy alta. Esto crea un clima de recriminaciones, que no permite que los problemas sectoriales fundamentales sean constantemente estudiados y atacados; lo que Mariano Rey llamaba esta mañana el clima de los bandidos y los comisarios. Es, por lo tanto, fundamental el que la política del gas propano tenga una nueva pedagogía para decir en qué consiste, cómo se va a hacer, cuáles son los derechos y cuáles las obligaciones de las empresas.

La segunda distorsión de carácter cultural tiene que ver con el temor que tenemos los consumidores, sobre el adecuado abastecimiento. El país no tiene



sino tres días de abastecimiento de gas propano, en el mejor de los casos, de almacenamiento y, desde luego, cualquier accidente, fortuito o provocado, por desgracia, nos puede dejar a los consumidores sin el producto. Esto obedece, desde luego, a una política tarifaria de almacenamiento, que no ha sido de carácter económico. La tarifa de almacenamiento se fija como un residuo del precio del gas, y no está referida a los costos de capital necesarios para almacenar. Es necesario que si el precio del gas sigue siendo controlado, la tarifa de almacenamiento se calcule de una manera económica.

La tercera distorsión de carácter cultural, tiene que ver con el hecho de que no existe una cultura de la seguridad en el gas propano. No hay centrales de fuga. Hay un manipuleo irresponsable, en muchos casos, por parte de los choferes que llevan los envases por las calles, o de la forma como se transporta el producto. Y, fuera de eso, el sistema de los fondos de mantenimiento está urgido de ser revisado desde el punto de vista económico. Es necesario, entonces, que se haga una política de concertación sobre la seguridad del gas propano.

Finalmente, la cuarta distorsión de carácter cultural es que necesitamos un sistema contable, para que cuando los beneficios sociales no se apunten en los libros de Ecopetrol, el país sepa reconocer esto. Esto es fundamental para que una política futura, sobre abastecimiento de propano, suponga quién va a pagar los subsidios, pero, sobre todo, para que con el propano no volvamos a cometer el enorme error que hemos cometido con el cocinol.

Intervención del auditorio

Quería referirme un poco a la intervención del doctor Cock, referente a la estructura y organización del sector gas en el país.

Da la impresión, para la primera persona que vea esta disertación, que el sector gas en el país ha tenido un mal desarrollo, o un desafortunado crecimiento. Yo, por el contrario, pienso que la organización del gas en Colombia ha sido afortunada, se ha desarrollado con base en un sector privado pujante, está distribuido de una manera que yo pienso que debería ser modelo para el sector eléctrico. Está en una generación que, digamos aquí, es lo que hace Ecopetrol con la exploración de los pozos; una transmisión que la hace una empresa privada eficientemente y una distribución que también la hacen las empresas que hay en el país de una manera eficiente.



público que, si hacemos un estudio de aceptación, daría un resultado óptimo ante las opiniones de todos los ciudadanos. Yo pienso que este modelo debería conservarse. Yo esperaba que en la conferencia se refirieran a algunas cosas institucionales que sí nos hacen falta para que esto se desarrolle más. Por ejemplo, que no haya distorsiones en las tarifas, como nos ha pasado cuando el Ministerio de Minas y Energía fija las tarifas los 30 de diciembre a las empresas distribuidoras, y posiblemente pasen 3 ó 4 meses, antes que la entidad reguladora le fije las tarifas al público en general. Eso distorsiona y eso ha ocasionado grandes pérdidas a las empresas distribuidoras de gas.

Otro factor institucional, que afortunadamente se va a arreglar a partir de enero, de acuerdo a lo prometido por Ecopetrol, es el que las empresas distribuidoras que tienen unas concesiones en los diferentes municipios, sean las encargadas de manejar toda la concesión, incluyendo la parte industrial y la domiciliaria; no como está ocurriendo ahora, en donde algunas regiones la industria la maneja la empresa domiciliaria, en otras partes no. Eso ha obedecido realmente a algunos factores ajenos a la voluntad de las empresas distribuidoras, pero parece que se va a solucionar.

Otro aspecto es lo relacionado con las concesiones. Yo creo que el sistema de dar las concesiones, por parte del Ministerio de Minas y Energía, ha sido afortunado. Anteriormente, cualquier entidad solicitaba una concesión. En la actualidad, se saca a licitación pública cuando la Empresa Colombiana de Petróleos considera que se justifica y que merece más la pena, financieramente y rentablemente, económicamente, llevar el gas, y hay las reservas necesarias para llevar el gas a ese municipio.

Hemos tenido experiencias desafortunadas en donde los municipios han participado estrechamente en la creación de empresas, en Ciénaga particularmente; aquí se creó una empresa de gas y a los 3 meses estuvo totalmente quebrada. Y no fue por mal manejo, sino simplemente por estructuras de mercado. Así que yo creo que la parte de las concesiones habría que mirarla con un poco de cuidado, porque, de pronto, podríamos estar aspirando a que San Onofre, o Sahagún, o Malambo, tuvieran una propia empresa de gas.

Alberto Brugman

Comisión Nacional de Energía

Yo quería tocar un tema, que me parece muy importante, y es el tema del uso del gas para el sector eléctrico, que constituye un punto que nos va a ayudar a resolver un problema de orden macroeconómico. Todos sabemos las circunstancias



financieras tan complicadas que enfrenta el sector, en términos generales. Hemos podido estructurar un programa desde hace ya varios años, para atacar el lado de la demanda de energía. Es necesario estructurar en forma adecuada la política de precios y de concesiones, para que el gas entre a sustituir debidamente, en aquellas oportunidades en que sea conveniente, el uso de la electricidad, especialmente con nuevos programas de expansión y de suministro en el interior. En esta política de penetración, o estructura de precio-regulación que es necesario emprender, debemos fortalecer una entrada proporcional del energético en los diversos estratos, tanto de ingresos altos, como de ingresos medios y bajos, y confrontar debidamente el alcance y penetración de los programas de gas con la sustitución eléctrica, especialmente en aquellos aspectos en que la electricidad está siendo usada indebidamente.

En cuanto al lado de la oferta, estamos empeñados en un proceso de utilización de gas para generación eléctrica, que también va a solucionar, en parte, los problemas del sector. En ese sentido, es clara la situación actual, en el sentido de que tenemos un uso de gas para energía eléctrica bastante ineficiente, desde el punto de vista térmico. Estamos usando el gas con eficiencias térmicas del orden del 25%. Con las nuevas técnicas y procesos de ciclos combinados, repotenciación, cogeneración eléctrica, podremos usar ese mismo gas con eficiencias muy superiores, del orden de 45% o por encima. De manera que eso constituye, a nivel del mismo sector eléctrico de oferta, una opción bien interesante y bien importante que seguramente nos va a ayudar a solucionar los problemas financieros, teniendo en cuenta que los programas de inversión de este tipo de centrales es mucho menos intensivo, de manera que podremos aliviar los programas de inversión del sector, para resolver entonces su situación financiera en general.

Andrés Restrepo

Presidente de Ecopetrol

Quiero hacer algunas observaciones sobre la multitud de temas que están en discusión, sin querer imponer un criterio por la categoría de funcionario que represento. Sin embargo, es preciso que tengamos en cuenta algunos factores: Primero, el programa que estamos comenzando a proponerle al país, es un programa que parte de limitaciones muy importantes. No es lo mismo diseñar una industria de distribución y consumo de gas, cuando se tiene no menos de mil millones de pies cúbicos diarios en sus sistemas de distribución, como vimos en casi todas las presentaciones, y lo que nosotros queremos en el plan es disponer de un orden de 150 a 200 millones de pies cúbicos diarios, para incrementar e incentivar la masificación del gas en el país, limitado obviamente



por las condiciones actuales del recurso. Nosotros creemos que a través de esa motivación se puede incentivar más la exploración, y se puede crear la verdadera dinámica de la industria de gas. De tal manera que hablar mucho de negociaciones teóricas entre el productor y el consumidor final puede tener mucho lugar y ser muy racional, cuando estamos hablando de una gran oferta y una oferta que puede estar en competencia. Lo que pasa es que aquí nos estamos distribuyendo todavía la pobreza y no hemos podido planear. No tenemos recursos para planear en un abastecimiento ilimitado, aunque la voluntad del gobierno sí es de mucho más apertura, de mucha más internacionalización. En la medida en que podamos hacer efectiva una política racional de precios, podremos comenzar a pensar en la importación, si es necesario. Y en ese momento nosotros no tenemos ninguna limitación para darle al mercado todos los elementos de competitividad. No teniendo eso aún, yo veo eso bien difícil, distribuir 150 millones o 200 millones de pies cúbicos adicionales en redes competitivas y creo que en ese evento la empresa estatal va a tener que seguir participando, así no sea la voluntad que nos guíe en este instante.

De otro lado, en cuanto al precio mismo del recurso, aquí tenemos una complicación de tipo contractual, que nos va a exigir un pensamiento profundo. Porque la contraprestación que le otorgan los asociados extranjeros al país, por venir a explotar sus recursos, pasa por la definición del precio del gas. De tal manera que si nosotros vamos a cambiar artificialmente, o si vamos a cambiar una de esas reglas de juego que se establecieron en la asociación, tendríamos que entrar de nuevo a pensar otros muchos mecanismos del contrato de asociación. Entonces, puede que sí, que el gas sea económico en el punto en que lo estamos comprando, puede que los costos tarifarios que nosotros cobramos por transportar en un momento dado nos resulten onerosos, pero es parte de una relación contractual, en la cual el Estado está cobrando por el otorgamiento de sus áreas de explotación, de manera que no podemos desligarlo de un concepto global de la negociación del recurso natural con el capital externo.

José Musté

Catalana de Gas (España)

Quería clarificar una pregunta que he oído aquí, que nuestra sociedad es una sociedad privada y, por lo tanto, el esquema en nuestro país es que la sociedad de transporte sí es una sociedad estatal, la sociedad que distribuye los GLP es una sociedad estatal, pero las distribuciones en los sectores doméstico y comercial en España son a través de compañías básicamente privadas. Hay algunas de situación mixta con los ayuntamientos, pero fundamentalmente la distribución en nuestro país es con empresas privadas.



Carlos Duque

Empresas Públicas de Medellín

Contrario a arrancar por la parte de producción, transporte y distribución, yo quiero hacerlo de distribución aguas arriba, o corriente arriba. Lo que más claro tengo es realmente la parte del usuario final, y en la medida en que voy subiendo en la corriente, se me va nublando un poquito la cosa. Parecería ser que hacia el lado de distribución no habría mucha discusión. El consenso básicamente es aceptar distribuidoras locales, con una decisión final respecto al modo como se organiza la distribución en cada municipio, por el mismo municipio. El municipio la prestará directamente, dará por concesión a una empresa que él cree, o a una empresa de otra parte, o un contrato con una empresa más grande de distribución. O sea, el municipio, y esto es casi por constitución, tiene la competencia de decidir sobre cómo va a ser la forma de manejar. Sin embargo, habrá unos marcos regulatorios centrales que parecerían organizar, de algún modo, ese tipo de compromiso.

Esa parte parecería estar bastante clara, en todas las ideas que se han propuesto. A medida que uno empieza a subir, la cosa se empieza a complicar. La idea de un monopolio de transporte, no un monopolio estricto en el sentido de que es exclusivo, sino una empresa cuyo fin primordial sea el transporte y tenga la responsabilidad de suplir las necesidades del transporte de gas dentro de un espacio como Colombia, parecería ser muy lógica, pero no en condiciones de un monopolio exclusivo donde nadie más pueda hacerlo. Es decir, algunas otras empresas pueden entrar también a ese tipo de transporte, naturalmente coordinando con esta empresa cuya responsabilidad final es ese tipo de cosas.

Aquí vienen las primeras dudas. Estoy de acuerdo completamente con el doctor Restrepo, cuando dice que tenemos una diferencia muy grande de mercados con Argentina, u otros países, cuando se dio toda esa transformación. A pesar de que en el futuro veamos que va a ser un sistema independiente, se va a manejar solo, todavía creo que estamos en un punto donde debemos darle la mano, apoyarlo. Vamos a necesitar una intervención fuerte del Estado para propiciar las condiciones de mercado y competencia. Hay que tener una convivencia pacífica entre una intervención del Estado y una promoción de los otros participantes, sean públicos o privados.

Es prioritario tener una estructura de precios y costos de gas, que se acomode a los otros costos de los energéticos. Si nosotros queremos que la estructura de consumo de energéticos en el país sea la correcta, no se puede trabajar sólo sobre gas, sino que hay que buscar una correcta relación de costos y de tarifas entre todos los energéticos. Puede que no tengamos el nivel apropiado pero la

relación, la estructura de los costos sí debe ser la apropiada, para que la señal que queremos mandar de uso eficiente de recursos se logre.



Y por último, la parte de regulación. Por más que nosotros pensemos que Eco-gas, como es la compañía propuesta por Jorge Eduardo Cock, va a ser una compañía independiente, creo que, definitivamente, para que todo esto funcione, debe haber un aspecto regulatorio muy claro e independiente de la actividad empresarial, sea del Estado o de los privados. Es decir, por un lado debe estar la regulación, la normatividad, el control, la vigilancia, y por otro, separado, la parte empresarial del Estado.

Jorge Eduardo Cock

Consultor

Yo ese tema lo trato con alguna amplitud ahí, también. Lamentablemente, por abreviar un poco, no lo mencioné, pero ciertamente comparto a plenitud la necesidad de ese manejo independiente.

Intervención del auditorio

El doctor Homer, en su intervención del día inaugural, hablaba de la presencia de compañías nacionales de transmisión de gas, sobre todo en la fase inicial de los desarrollos de nuevos mercados. Ese es un punto que él tocó, y que viene muy a colación de lo que Carlos Duque estaba diciendo.

Intervención del auditorio

Como existe el riesgo de que las cosas que se dicen, si no se controvierten, o no se comentan, quedan como verdades que todos aceptan, yo quisiera hacer algún comentario sobre algo que dijo el doctor Cock; y es, básicamente, un esquema de concesiones divididas en las grandes ciudades.

Estaríamos renunciando a la economía de escala, estaríamos propiciando que si hay un mal servicio en un sector de la ciudad tenga que cambiar uno de casa para poder tener un buen servicio, que los concesionarios que les toque la mala fortuna de atender los sectores que pueden ser malos, desde el punto de vista económico, o la rentabilidad no sea la misma, pues les toque vivir condenados a estar en un sector de la ciudad que no es el más apropiado.



Yo creo que la figura es todo lo contrario. Desgraciadamente no se trajo aquí el sistema de Italia, donde existen grandes áreas que son atendidas por empresas con alguna solvencia económica y con grandes recursos. Lo que se hace en pequeñas localidades es hacer unas pequeñas empresas donde participa el municipio, con algún grado de integración. Ese municipio es el encargado de que funcione muy bien el servicio en ese sector, pero apoyado por las ventajas técnicas y económicas que le representa el hecho de que haya una empresa detrás de todo eso, que tenga la experiencia necesaria para poder dar ese servicio.

De otra parte si una ciudad no está completamente integrada, no se puede hacer diseños técnicamente. No puede integrar en una sola función toda la parte de la distribución. Valga la cuña en este momento, y es lo que está pasando en Bogotá: a raíz de que la gente habla de la gran ventaja que tiene el propano sobre la electricidad, están proliferando las instalaciones en todo edificio de Bogotá, hecho por gente que no tiene ni idea de cómo hacer una instalación; están apareciendo instalaciones en los edificios con tuberías de PVC y eso va a tener un problema a largo plazo. Cuando llegue la empresa de gas natural a tratar de darle el servicio a esos edificios, no puede aceptar la instalación que ya le cobraron al usuario. No puede aceptar los equipos que están utilizándose, y por eso va a haber, en cierta forma, un engaño a los consumidores, al permitir, por falta de una reglamentación, que tengan derecho a un servicio adecuado y eficiente.

Intervención del auditorio

Quedé con una inquietud. La expedición de una "ley del gas", aunque sería muy útil, no es requisito indispensable y condicionante para emprender la implantación de un nuevo orden institucional para el sector en la presentación del doctor Binelli, cuando habló de que en la Argentina se había decretado la libertad total de precios de los combustibles líquidos. ¿Cómo hizo el gobierno Argentino para prevenir reacciones populares, como las que hemos visto en Venezuela las 4 últimas semanas, por un reajuste, no completamente libre de los precios, sino una semi upaquización, y que sería la misma reacción, creo yo, que se presentaría en Colombia en el caso de decretar una libertad completa de precios de combustibles líquidos?

R: Binelli

El mecanismo que utilizó el gobierno fue llevar los precios al nivel que parecía que iban a ser los del mercado, en el momento de la liberalización. Por eso yo



dije que cuando se liberaron los combustibles líquidos, el 1º de enero, en contra de lo que todo el mundo creía, incluso yo mismo, no se produjeron más que pequeños reajustes. Ya en ese momento los precios, obviamente, estaban reflejando los costos del mercado.

Miguel Orozco

Gerente de Alkanos S.A.

Se ha hecho mucho énfasis en el empleo del gas natural, no obstante, a pesar de que ha habido interrogantes, ha sido muy marginal el tratamiento que se le ha dado al GLP. Parece que se estuviera olvidando el papel que han cumplido los empresarios de GLP por ir ganando una cultura alrededor del empleo del gas.

Entonces, valdría la pena que no se olvidara este aspecto, para que haya una adecuada conjugación de fuerza y de participación en el mercado, de tal manera que estos empresarios del GLP vayan ganando igualmente, en virtud de su esfuerzo, una clara participación en ese nuevo mercado. Porque, en la medida en que el gas natural se irrigue y llegue a los hogares y a los establecimientos industriales, se van a dar de primera mano unos excedentes que van a tener, forzosamente, que ser vendidos en lugares más remotos. Pero, no sólo eso, sino que la política debiera dejar en claro cuál va a ser la participación de esos empresarios, que hoy tienen presencia en unos mercados locales.

Si estamos hablando de que las nuevas empresas gasíferas debieran ser mixtas, igualmente sería merecedor de que se sopesara ese gran esfuerzo que han hecho los empresarios del GLP, para que igualmente con su experiencia, con su aporte, puedan tener acceso a estos nuevos mercados, o a los mercados que ellos mismos contribuyeron a abrir.

Clausura

Juan Camilo Restrepo ■
Ministro de Minas y Energía

Juan Camilo Restrepo Salazar

Ministro de Minas y Energía

El gas: Motor de la transformación energética del país

Con este seminario hemos dado un paso trascendental en la consolidación de la estrategia energética nacional, que tiene en la masificación del uso del gas uno de los elementos claves para mejorar la estructura de consumo de energéticos del país y para inducir una correcta asignación y valorización de los mismos. De manera complementaria, nadie duda de que la resolución de la grave crisis financiera que padece el subsector eléctrico va a depender en gran parte de la moderación de las inversiones en este campo. La oferta de energéticos más económicos que la electricidad y más eficiente en usos como el calentamiento de agua y la cocción de alimentos, como el gas, ayudarán de manera significativa al logro de este propósito.

Bajo el sabio principio de que "no hay nada nuevo bajo el sol", decidimos aprender de la experiencia internacional. A lo largo de estos dos días de análisis y reflexión, hemos logrado conocer la forma como este subsector se ha venido estructurando en otros países y nos proponemos en los próximos días decantar estas enseñanzas y extraer de ellas los aspectos relevantes para configurar una estructura institucional acorde con nuestras realidades, que le permita a este subsector afrontar el reto de la diversificación energética, expandirse y consolidarse con un mayor grado de autonomía e identidad propia, dentro de un contexto de desarrollo integral de las distintas fuentes de energéticos disponibles en el país, buscando el mejor aprovechamiento de todas ellas.



En el medio energético internacional se afirma que la década de los noventa será la década del gas, así como la de los sesenta fue la del petróleo, la de los setenta de la energía nuclear y la de los ochenta del carbón. El gas natural, por sus ventajas económicas y ambientales, está llamado a atender una buena parte del crecimiento de la demanda energética en todo el mundo en lo que resta de este siglo y en los comienzos del próximo.

El gas natural presenta ventajas frente a otros energéticos convencionales: primero, sus reservas están distribuidas por todas las regiones del mundo, hecho que permitirá ampliar su aplicación no sólo a la industria, el comercio, los hogares y el transporte, sino también a la generación de electricidad; segundo, la ausencia virtual de azufre y el bajo nivel de emisiones de dióxido de carbono cuando hace combustión, contribuye a la reducción de los gases nocivos para el medio ambiente; tercero, las nuevas tecnologías para la generación de electricidad con base en gas ofrecen bajos costos de capital, menores tiempos de construcción y eficiencias mayores que el resto de plantas térmicas, lo cual representa una condición especialmente atractiva en mercados con altos niveles de incertidumbre en el crecimiento de su demanda.

Ligado con este último aspecto está el mayor potencial de crecimiento en la utilización de gas natural en los países desarrollados, pues junto a las mejoras tecnológicas, está también la transformación vertiginosa que viene ocurriendo en toda la estructura del subsector eléctrico ante las crecientes restricciones ambientales impuestas a la generación de electricidad a partir de combustibles contaminantes.

Esta realidad ha forzado un cambio en la percepción que siempre se ha tenido en todo el mundo sobre el gas natural, el cual se ha visto en el pasado como un combustible marginal en la estrategia energética de los países y un socio incómodo de los yacimientos petrolíferos.



ventas realizadas entre países cercanos a través de gasoductos fronterizos. Sin embargo, los desarrollos tecnológicos en los procesos de licuefacción, transporte y regasificación, han llevado a replantear esta percepción.

En nuestro continente, el gas ha venido ganando terreno en la estrategia energética de los países. En Estados Unidos, por ejemplo, se consume la cuarta parte del gas natural producido en el mundo, pero sus reservas equivalen al cuatro por ciento de las reservas probadas mundiales, con una vida productiva de sólo diez años. Ello ha suscitado diversos análisis sobre la evolución probable de las fuentes de abastecimientos de gas natural, entre los cuales se consideran importaciones de gas, tanto a través de gasoductos como en forma líquida.

Una conclusión importante de los análisis realizados en el diseño de la estrategia energética de Estados Unidos es la relativa a los costos estimados de entregas futuras de gas líquido en los puertos de regasificación de la costa Este de los Estados Unidos. Se estima que los precios de las importaciones de gas líquido provenientes del Caribe serán, a mediados de la actual década, casi un 25% más bajos que los de otras partes del mundo, situación que coloca a esta región en una posición competitiva con el gas transportado por gasoducto. Esta conclusión está ligada al hecho que la demanda energética de aquel país será atendida con una proporción creciente de importaciones de gas natural, que representan hoy el trece por ciento de la demanda total, con un crecimiento del cuatro por ciento anual, superior al crecimiento de la demanda energética total.

En el medio energético internacional se afirma que la década de los noventa será la década del gas, así como la de los sesenta fue la del petróleo, la de los setenta de la energía nuclear y la de los ochenta del carbón

Esta situación nos indica que el mercado de gas líquido está evolucionando rápidamente en los países industrializados. Los cambios en los contratos de venta han introducido una mayor



flexibilidad, acercado los mercados de las cuencas del Atlántico y del Pacífico, y originado una fijación de precios menos ligada a los precios del petróleo.

Este entorno mundial abre grandes posibilidades para el desarrollo del gas natural en todos los países y permite vislumbrar una década de grandes transformaciones en este campo. De ahí que se empiecen a dar las transformaciones institucionales para ajustar este subsector a las oportunidades que ofrecen los nuevos mercados, tanto nacionales como regionales.

A nivel de América Latina, con excepción de México y Venezuela, las estimaciones de las reservas probadas de gas natural muestran un estancamiento en las mismas. Esta situación es consecuencia de la reducción en las inversiones en exploración en todo el continente, originadas por la coyuntura de bajos precios del petróleo y las dificultades financieras de las compañías petroleras nacionales. Se espera que la exploración aumente en esta región en el futuro a raíz del conflicto del Golfo Pérsico y la *Iniciativa para las Américas* impulsada por el Presidente Bush.

Para superar este panorama poco alentador, se necesita reenfocar la atención en el desarrollo del recurso gasífero, ligado con la estrategia de exploración y desarrollo de la industria del petróleo.

Esta situación se ha manifestado en la inexistencia de planes de desarrollo explícitos para el gas natural. La situación de control de precios en boca de pozo, así como los elevados subsidios que reciben otros energéticos, han contribuido también a desestimular la exploración y explotación en mayor escala del gas natural.

Otro aspecto común en los países de América Latina es la carencia de estructuras institucionales adecuadas e independientes del subsector petrolero que posibiliten un desarrollo más dinámico para el gas natural. La evolución del sector energético en Colombia, en los últimos cinco años, se caracterizó por la consolidación de una posición predominante del subsector petrolero, cuyos excedentes han permitido al Gobierno Nacional hacer transferencias a las regiones, acudir en ayuda de las otros subsectores

energéticos a través de préstamos (subsector eléctrico) y capitalización (subsector carbón) y reducir el déficit fiscal, **fortaleciendo** al mismo tiempo la posición cambiaria del país.

Por el contrario, las empresas eléctricas y Carbocol han padecido severas crisis financieras que han afectado grandemente las finanzas públicas y obligado a la Nación a cubrir pagos de servicios de la deuda externa garantizada.



Las fuentes energéticas no-convencionales se encuentran, por otra parte, en un grado incipiente de desarrollo en Colombia.

Para lograr un desarrollo armónico de las distintas fuentes energéticas es necesario fortalecer la coordinación entre los subsectores y garantizar un planeamiento energético integrado. Con este propósito se creó la Comisión Nacional de Energía.

La política energética de la actual Administración está orientada por los siguientes objetivos básicos:

- Garantizar la autosuficiencia energética.
- Fortalecer los vínculos del sector energético con la economía, la sociedad y el medio ambiente,
- Propiciar la participación privada en la expansión de la oferta energética, y
- Consolidar un sector energético competitivo y rentable que responda a las necesidades de la apertura económica.

Estos objetivos deben lograrse a través del desarrollo de una estrategia coherente con los objetivos del Plan de Desarrollo. Dicha estrategia requiere el fortalecimiento de la estructura institucional del sector energético.

En consecuencia, la estrategia fija sus prioridades en el incremento de la productividad sectorial, en el ahorro y uso eficiente de la energía, en el desarrollo de una infraestructura energética

diversificada, con una mayor vinculación con el mercado internacional, y en la adecuada protección del medio ambiente.

La ampliación de la oferta y de los mercados para el gas, tanto natural como propano, es un pilar fundamental en el desarrollo de esta política energética. Ella permite combinar de manera óptima dos combustibles de gran aceptación por parte de los usuarios. El bajo costo económico y los requerimientos de capital relativamente moderados en comparación con otros energéticos, como la electricidad, le abren grandes perspectivas a la industria del gas.

Para llevar a cabo esta transformación en el suministro de energía, el Gobierno Nacional, con el concurso de Ecopetrol, viene adelantando un conjunto de estudios y realizando inversiones para ampliar la infraestructura de abastecimiento, transporte y distribución de este combustible. Sin embargo, somos conscientes de que aún falta mucho por hacer para llegar a una industria sólida y moderna. Igualmente, sabemos que vamos a tener que definir un esquema institucional que propicie este desarrollo.

El Gobierno ha venido estudiando con detenimiento la estrategia más adecuada para la masificación del uso del gas en Colombia y romper el círculo vicioso que afecta a este energético: "No existe suficiente exploración por la carencia de una infraestructura de transporte y distribución que permite su explotación, y no se desarrolla dicha infraestructura, porque no existen suficientes reservas de gas". Para trazar una política global en materia de gas que permita romper estos círculos viciosos se llevarán próximamente al Consejo de Política Económica y Social, CONPES, los fundamentos de una estrategia integral en el tema gasífero, la cual se comenzará a aplicar a partir de 1992.

Esta estrategia cuenta con el respaldo de nuevas fuentes de gas, especialmente los promisorios hallazgos de Cusiana, las perspectivas de interconexión con Venezuela y la liberación de gas actualmente utilizado en la refinería de Barrancabermeja, sustituyéndolo por fuel-oil. Esta última alternativa abre las puertas para desarrollar un programa de abastecimiento masivo en áreas



como Medellín en el mediano plazo. La construcción del gasoducto Ballenas-Valledupar, recientemente adjudicado a la firma Promigás, permitirá atender la demanda de los municipios del sur de la Guajira y norte del Cesar, logrando así el abastecimiento pleno en las principales ciudades de la Costa Atlántica.

El análisis realizado de las diversas formas de organización institucional de la industria de gas en países de larga tradición en este campo aporta un marco conceptual de enorme riqueza para el estudio de las perspectivas de desarrollo de esta naciente industria en nuestro país. La gama de opciones, desde las centralizadas con fuerte injerencia estatal como en Francia, hasta las estructuras competitivas donde operan las fuerzas del mercado como el de los Estados Unidos, permiten una valoración de sus bondades y deficiencias.

La regulación adquiere formas diversas que de alguna manera, reflejan las diferencias en las estructuras de la industria del gas. En Estados Unidos, la supervisión del Gobierno se limita principalmente a una regulación detallada para evitar prácticas monopólicas. La desregulación de precios a nivel de la fuente del gas en Norte América, en combinación con el libre acceso de los gasoductos, ha dado origen a un mercado competitivo de gran fortaleza.

En Europa, donde la propiedad es compartida entre el Estado y los particulares, las discusiones actuales sobre desregulación o liberalización se centran en eliminar las barreras para la competencia. En estos países, ha surgido como tema central el establecimiento de redes comunes de transporte y el libre acceso a dichas redes. Sin embargo, los resultados dependerán de la forma en que cambien los sistemas de contratación actualmente basados en compromisos de muy largo plazo que restringen la competencia. En Norteamérica, por el contrario, han venido surgiendo

La estrategia de gas cuenta con el respaldo de nuevas fuentes de gas, especialmente los promosorios hallazgos de Cusiana, las perspectivas de interconexión con Venezuela y la liberación de gas utilizado actualmente en la refinería de Barrancabermeja



otras formas de contratos, dentro del concepto de portafolios que permiten reducir el riesgo a los cambios del mercado futuro, bien sea en volumen o en precios.

Con base en este análisis y en las características internas vamos a adaptar la estructura de esta industria en Colombia a las nuevas realidades impuestas por la prioridad dada por la Administración del Presidente Gaviria a este combustible, dentro de la política de diversificación de la oferta energética.

Un análisis preliminar de la experiencia internacional y de las exigencias de nuestra realidad nacional parecen arrojar claridad sobre la necesidad de incluir los siguientes elementos básicos en la estrategia del programa de gas:

- Es necesario tener una mayor transparencia en los procesos de planeamiento, regulación y control.
- La nueva dimensión de la industria gasífera obliga a buscar nuevas fuentes de gas, incluyendo interconexiones con países vecinos, adecuar los precios a los costos, reforzar la participación privada, introducir la competencia y hacer las transformaciones institucionales requeridas.
- El desarrollo de la industria de gas en Colombia debe inscribirse en el contexto de modernización económica y apertura en que está empeñado el Gobierno. De ahí que se requiere una transformación sustancial en las condiciones de competencia entre los diversos agentes que intervienen en el proceso de producción y comercialización del gas. La expansión de una industria como la del gas debe hacerse bajo condiciones que garanticen eficiencia empresarial y adecuada atención a los consumidores, eliminando los obsoletos sistemas de cuotas y racionamientos que han sido la característica de esta industria en Colombia.
- Los precios de los recursos gasíferos estarán inscritos dentro de la política de precios de los energéticos, que busca no sólo lograr un equilibrio entre los precios relativos con relación a



los costos, sino acercarlos en un plazo prudencial a los costos económicos de cada uno de ellos. Solo así se podrá inducir su uso eficiente, realizar los procesos de sustitución entre energéticos y garantizar un abastecimiento confiable de las necesidades energéticas futuras del país.

- El GLP, por su flexibilidad de comercialización, puede desempeñar un papel importante en la apertura de nuevos mercados que posteriormente son abastecidos con gas natural, liberando nuevamente el GLP para que se desplace a otras áreas. Los programas pilotos que se realizan en Medellín y Cali, donde se distribuirá propano a través de redes en urbanizaciones nuevas, ilustran una vez más las bondades de esta estrategia. El GLP por otra parte está llamado a contribuir en la atención de las necesidades energéticas de las zonas aisladas, generando grandes beneficios para la conservación forestal.
- Ecopetrol está adelantando acciones para incrementar la disponibilidad de GLP en el país. Sin embargo, se encuentra un obstáculo importante en la capacidad instalada de almacenamiento por parte de los distribuidores. Quiero llamar su atención para que respondan rápidamente a esta necesidad. Sin el concurso del sector privado para complementar los esfuerzos del gobierno y de la empresa estatal, no será posible lograr el pleno abastecimiento de propano que nos deje liberar completamente ese mercado.
- Dada la similitud que existe entre la industria del gas y la de energía eléctrica, de las experiencias buenas y malas de esta última nos proponemos analizar los elementos que sean relevantes para adaptar los aciertos y evitar incurrir en los errores. Aprovecharemos, de manera especial, los análisis que hemos venido haciendo para lograr el reordenamiento institucional de este subsector.

Finalmente, quisiera manifestarles que el Gobierno Nacional entiende que el desarrollo de la industria del gas en nuestro país es el complemento indispensable para lograr una exitosa reestructuración de nuestro sector eléctrico que atraviesa una aguda



crisis financiera. Sin una penetración del gas en gran escala nos veremos forzados a duplicar en los próximos tres lustros nuestra capacidad de generación eléctrica, lo que significa hacer en ese tiempo un esfuerzo similar al realizado en los últimos setenta años, en unas condiciones financieras y a unos costos que difícilmente el país podrá absorber.

Las oportunidades que hoy se abren para el desarrollo del gas en Colombia son cada día más amplias y atractivas. Nos enfrentamos al reto de consolidar una industria de gas sólida y rentable, con el concurso de los particulares, que contribuya positivamente a mejorar las condiciones de vida de nuestra población.

Para terminar quisiera agradecer a todos los acá presentes por haber aceptado la invitación a participar en este importante seminario; a la Comisión de Comunidades Europeas por el apoyo financiero y técnico que brindaron para que este evento fuera una realidad; a OLADE y al Banco Mundial por su apoyo que permitió presentar la experiencia mundial y Latinoamericana; a los conferencistas, muchos de ellos provenientes de lejanos países, por sus magníficas exposiciones y enseñanzas; a los funcionarios del Gobierno, Ecopetrol y de Foros Técnicos Ltda. por la forma intensa como trabajaron en la preparación de este evento. A todos ustedes agradecimientos en nombre del Gobierno Nacional. Con una invitación a que entre todos logremos desarrollar y consolidar la industria del gas en Colombia declaro clausurado este seminario.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01000786

BIBLIOTECA

Organización del sector del gas :La
experiencia internacional /Ministerio de minas
y energía ; traducción de Jeannette de
Escobar, Mariana Paredes

338.476657 SE471o Ej.5

FECHA

