

Revista Energética



ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA
DE ENERGÍA

Año 26, número 2, abril-mayo-junio 2002

- ◆ **II Reunión de Presidentes de América del Sur destacó la importancia estratégica de la energía en los procesos de desarrollo regional**
- ◆ **Hacia el desarrollo energético sustentable en Jamaica**
- ◆ **Oportunidades de la hidroelectricidad en América Latina y el Caribe**
- ◆ **Petróleo y petrolíferos en México**
- ◆ **Situación y perspectivas del comercio del gas natural en América Latina y el Caribe**
- ◆ **La acción del Comité de Estrategia y Programación de OLADE**
- ◆ **Informe OLADE: La capacitación y su importancia en el sector energético de América Latina y el Caribe**

Situación y perspectivas del comercio de gas natural en América Latina y el Caribe

Francisco Figueroa de la Vega*

Introducción

En la década pasada se inicia la transición hacia un nuevo contexto energético Regional en el que el gas adquiere particular importancia y al que concurren una serie de factores que afectan a los países de la Región con distinta intensidad.

Entre esos factores se destacan: retraso de inversiones en generación hidroeléctrica por restricciones de financiamiento; adelantos tecnológicos que introducen economías en la generación de electricidad (ciclo combinado, turbinas a gas) respecto a los sistemas térmicos convencionales; competencia entre los gasoductos y la transmisión de electricidad; competencia gas “vs” gas transportado por ductos y buques; necesidad de asegurar el suministro a largo plazo mediante una estrategia de diversificación de proveedores que, junto con las crecientes preocupaciones ambientales, tiende a ampliar los

mercados de gas dentro de la Región, tanto a partir de recursos propios como recurriendo a la importación desde países vecinos o de ultramar.

Por otra parte, la necesidad de adecuación del rol de la industria del gas natural a las condiciones planteadas introduce cambios institucionales en la industria.

Esas transformaciones incluyen: la apertura de las actividades, en mayor o menor grado, a los nuevos actores mediante la privatización de activos; la desintegración vertical y horizontal de las etapas de la cadena gasífera como parte de un proceso de reorganización o para facilitar espacios a los nuevos actores; la segmentación del mercado identificando oferentes y demandantes de productos y servicios y la introducción de mecanismos de libre comercio en el primer caso; finalmente, la instalación de marcos regulatorios tanto como consecuencia de separar las activi-

dades empresariales de las administrativas del Estado como por la incorporación de nuevos actores en actividades con características de monopolio natural o por la existencia de mercados emergentes donde era necesario limitar las posiciones dominantes.

A partir de ese contexto se crearon la bases para la constitución de un mercado Regional, con mayor desarrollo en algunas Subregiones, mientras que en otras se verán seguramente avances importantes en la presente década. Pero, con ello no basta, el desarrollo de un mercado regional dependerá en el futuro de la identificación de los potenciales recuperables acorde con las crecientes necesidades del mercado, aplicación de tecnologías de exploración y explotación de avanzada, armonización de marcos normativos y eliminación de obstáculos al comercio y, por sobre todo, seguridad jurídica para las inversiones de interconexión y los contratos de compra-venta que acuerden deman-

dantes y oferentes. Este trabajo se concentrará en la primera parte, esto es, sobre el alcance de los potenciales recuperables de gas y posibles relaciones comerciales entre los países.

El marco de referencia

Rentas y propiedad: Una primera aproximación a la clasificación de los países, teniendo como referencia las etapas en la cadena del gas natural y las tendencias de su política respecto al grado de apertura a los actores privados, pone de relieve ciertas preferencias de los países respecto al rol que deben jugar sus empresas en la retención y control de la renta gasífera. Mientras que algunos países asignan particular importancia al rol de las empresas de propiedad estatal para retener rentas y expandir el suministro, en otros se ha optado por una participación accionaria privada creciente en empresas originalmente estatales y por el funcionamiento de las fuerzas del mercado para mejorar el desempeño de la industria. En este caso suele plantearse que la captación de las rentas puede realizarse a través de impuestos y con un sistema de monitoreo eficaz para evitar la evasión fiscal. Esos enfoques sobre el régimen de propiedad del gas natural y de los activos relacionados configuran dentro de la actividad tipologías que van desde países con sistemas predominantemente estatales hasta países con sistemas predominantemente privados. Entre esas situaciones se advierten variantes de apertura limitada, que en general, son distintas entre los países.

Reorganización de la actividad: El régimen de propiedad adoptado por cada país, entre o al interior de cada etapa de la actividad gasífera (producción, transporte y distribución), ha llevado a configurar sistemas con distinto grado de integración vertical y horizontal con acceso abierto o cerrado.

En la etapa de producción, la libre disponibilidad del producto ha favorecido

en algunos casos la constitución de mercados dependiendo, para que se den condiciones de competencia, del grado de atomización de oferentes, transparencia y libre acceso.

En las etapas de transporte y distribución, el grado de integración también aparece asociado al régimen de propiedad adoptado por los países.

“La competencia en los mercados gasíferos mayoristas depende además, de la atomización de la oferta, transparencia y libre acceso, de la densidad de las interconexiones de las redes de transporte y distribución. De este modo, sólo en mercados muy amplios, puede efectivizarse una competencia atomizada que tenga propiedades semejantes a las que se observan en los mercados maduros.”

Las características de monopolio natural de las mismas requieren en cualquier caso de monopolios legales, regulados cuando son privados o fiscalizados cuando son estatales. La finalidad con el control de esos monopolios es lograr que el producto llegue a destino sin trabas (libre acceso) en condi-

ciones de calidad, seguridad y cantidad requeridas por los demandantes del producto y a precios análogos de competencia.

Es de notar que los procesos de reforma en la Región han prestado un interés singular a estas últimas etapas de la actividad dejando muchas veces en segundo plano el objetivo de suministro a largo plazo, que se vincula a la primera de ellas. También, que la creación de condiciones de disputabilidad (competencia efectiva o potencial) en los mercados de gas natural requieren forzosamente, además de la desintegración vertical y horizontal de las actividades, de la adopción del principio de libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución. Aún en el caso en que tales condiciones estén dadas, se presume que la disputabilidad sólo podrá tener vigencia con relación a la oferta mayorista (productores) y al segmento liberado de los consumidores (grandes usuarios) aunque ello no necesariamente es cierto si no existen los marcos legales que eviten la colusión entre empresas. Los mercados de servicios de transporte y distribución son monopolios naturales no disputables, debido a la presencia de importantes costos hundidos. En estos casos sólo se pueden introducir mecanismos de competencia entre oferentes mediante procesos licitatorios y hasta el momento de adjudicar las licencias correspondientes.

Mercados: La competencia en los mercados gasíferos mayoristas depende además, de la atomización de la oferta, transparencia y libre acceso, de la densidad de las interconexiones de las redes de transporte y distribución. De este modo, sólo en mercados muy amplios, puede efectivizarse una competencia atomizada que tenga propiedades semejantes a las que se observan en los mercados maduros. Los mercados de gas natural de los países de ALC son aún de tamaño pequeño o a lo sumo mediano y se encuentran en proceso de desarrollo. La cantidad de pro-

ductores es usualmente reducida y los sistemas de transporte escasamente interconectados. Consecuentemente, los mercados gasíferos de los países de la Región están caracterizados por estructuras oligopólicas, aunque el límite al ejercicio de posiciones dominantes se puede dar en la medida que el gas natural compita, en los mercados finales, con otros energéticos que lo puedan sustituir en los diferentes usos o con gas importado en la medida que ello sea posible.

Los grandes proyectos de interconexión de gasoductos que se han concretado en el Mercosur y países vecinos, así como las que México ha realizado con Estados Unidos y posiblemente realice con Centroamérica y el desarrollo de la industria en la Comunidad Andina y en Centroamérica, sugieren la potencial existencia de grandes mercados para el gas natural con precios compatibles con una mayor competitividad internacional de la industria doméstica, menores costos de energía para los usuarios y mejores condiciones ambientales locales y globales.

Las Subregiones

Sudamérica: La notable dimensión territorial de Sudamérica, su creciente población urbana, la relativa homogeneidad cultural con lenguas afines y el potencial económico podrían encontrar en la integración creciente de los mercados del gas natural un puente entre las energías de los Siglos XX y XXI. Si bien aún queda un gran potencial hidráulico por transformar en capacidad hidroeléctrica operable, las dificultades financieras de los países no facilitarán inversiones de esa envergadura por un tiempo. Las otras energías renovables, como eólica y solar, parecen más apropiadas para los sistemas aislados ya que no podrán desplazar al gas natural y a los combustibles líquidos, de los que Sudamérica es autosuficiente a bajos costos. No obstante, las áreas aisladas se verían favorecidas por las energías renovables indicadas ya que los costos de transporte de electricidad o de gas no justificarían las obras, dada la dimensión del consumo y la reducida capacidad de pago de la población. Pero, es induda-

ble que el desarrollo de esas áreas se vería favorecido por una política de energización, con los fomentos apropiados.

En ese territorio, se identifican la **Comunidad Andina** y el **MERCOSUR** y **Chile** que se diferencian significativamente en cuanto a los recursos disponibles de gas y desarrollo de los respectivos mercados.

La Comunidad Andina con los recursos gasíferos más abundantes de la Región tiene mercados domésticos aislados con distinto grado de desarrollo y aunque dispone de varios estudios de interconexión entre sus países aún no ha concretado obra alguna.

El MERCOSUR y Chile con recursos relativamente más modestos tiene mercados domésticos también con distinto grado de desarrollo que están interconectados. Aunque, Paraguay es el único país sin interconexión gasífera comparte con Argentina y Brasil centrales hidroeléctricas de gran porte y exporta sus excedentes de electricidad a



ambos países, por ello no es el caso de un país cuyas necesidades de generación de electricidad sean un ancla para los proyectos de interconexión gasífera, sino que existen otras razones para ello.

Sería ilusorio suponer que los mercados del gas natural tanto en cada Subregión como entre ellas se formarán espontáneamente porque existen recursos de gas o tienen mercados domésticos en desarrollo o manifiestan buena voluntad entre las partes.

La disponibilidad de los recursos se enfrenta a los horizontes de suministro posibles y estos son distintos entre los países. Su disponibilidad no puede cuantificarse por el stock presente sino por los volúmenes requeridos por el mercado y el tiempo necesario para asegurar el cumplimiento de los compromisos futuros de suministro al mismo. Por ello resulta ingenuo suponer que el horizonte de reservas es el que indica la usual relación reservas/producción.

Cuando los recursos son sobreabundantes, como en Venezuela, que tiene una elevada relación gas/petróleo, las técnicas de producción le obligan a reinjectar importantes volúmenes, mientras que las cuotas de exportación de petróleo que acuerda en la OPEP, para mantener los precios internacionales del petróleo dentro de los niveles que sus socios consideran aceptables, le impiden producir los volúmenes de gas necesarios para comprometer exportaciones. Incluso puede llegar a importar gas de Colombia, que tiene recursos relativamente escasos, si se concretan los estudios que están realizando ambos países. En el caso de Bolivia y Perú, también con recursos abundantes con relación a sus mercados domésticos, pero para los mercados vecinos los precios a los que ofrecen el gas no parecen atractivos para los operadores de esos países. En consecuencia, están analizando la posibilidad de exportar GNL al resto del mun-

do, a partir de su asociación para la instalación de plantas de licuefacción en la costa de Perú.

Pero, cuando se analiza la escasez relativa de recursos en el MERCOSUR y los plazos de agotamiento de reservas aparece una contradicción evidente entre el interés por exportar de sus países vecinos y la renuencia a importar mayores volúmenes por parte de éste.

Si en la idea de quienes deben decidir la política energética se asume que el mercado resolverá los problemas de escasez del recurso, entonces es posible que a fines de la presente década Argentina tenga problemas de suministro y que el costo de las decisiones erróneas del presente lo tenga que pagar la sociedad en el futuro. Este es el resultado al que se arribaría en el enfoque por proyectos en el que cada empresa busca optimizar penetración en el mercado y rentabilidad con regulaciones débiles y ausencia de una política energética activa que coordine actividades e intereses para asegurar el suministro energético a largo plazo.

Sin embargo, si es posible la compatibilizar el enfoque de negocios por proyecto con el de seguridad del suministro a largo plazo si existe una política energética que oriente en tal sentido y se crean simultáneamente o modifican los marcos legales para evitar los desvíos perversos como ciertas tendencias monopólicas, discriminatorias o limitantes del acceso abierto a los mercados. Por lo tanto, no parece un problema de responsabilidad de las empresas hacer lo que tiene que hacer el Estado.

La distinta dimensión de los mercados domésticos impone restricciones tanto para las interconexiones como para una negociación equilibrada entre las partes, excepto por el límite que imponen los precios de los sustitutos del gas natural. Entonces, la posición dominante de los oferentes ante esa situación permite actos discriminatorios. En

Argentina, donde los productores tienen libre disponibilidad del producto, se llegó a ofrecer a precios menores que los del mercado interno para favorecer la penetración en los mercados vecinos. Se posibilitó así una evidente discriminación de precios que luego fue subsanada por una Resolución de la Secretaría de Energía.

“Si en la idea de quienes deben decidir la política energética se asume que el mercado resolverá los problemas de escasez del recurso, entonces es posible que a fines de la presente década Argentina tenga problemas de suministro y que el costo de las decisiones erróneas del presente lo tenga que pagar la sociedad en el futuro.”

Entonces, parecería que la autoridad de aplicación de la política energética debería arbitrar los medios para evitar esas situaciones. Las negociaciones de compra-venta entre operadores de países con mercados de dimensión diferente o emergentes deberían ser transparentes y tener como árbitros a los decisores de la política energética de las partes, si lo que se quiere es iniciar un proceso que lleve a la competencia. Esta sería una función análoga a la que ejercen los entes reguladores del trans-

pore y la distribución de gas natural en los países de la Región.

Finalmente, la buena voluntad y el “afectio societatis” que debe estar en todo contrato, no es lo mismo. Difícilmente puedan realizarse contratos por un acto de buena voluntad si en ello no hay un negocio concreto que beneficie a las partes. Sin embargo, es frecuente observar manifestaciones de voluntad sin capacidad de ejecución, que en definitiva no son más que una traba a los negocios al no identificar y subsanar los obstáculos que ellos enfrentan.

De todo esto resulta que la posibilidad de alcanzar un mercado del gas natural para las Subregiones requiere andar un largo camino que hay que construir con pragmatismo a medida que se lo transita y evitar la implantación de modelos que funcionan bien en contextos distintos y con reglas éticas y normativas que si los posibilitan. En este sentido aún hay visiones que asumen que los modelos exitosos son trasplantables y que si algo falla es la realidad y no el modelo. Sin una concepción clara al respecto el camino será difícil de transitar.

También, debe destacarse que sin inversión no hay desarrollo de ningún mercado y que la principal restricción a la inversión privada es la inseguridad jurídica. Ello eleva los costos para los usuarios y fomenta en los inversores, que se arriesgan a entrar en el territorio, prácticas no deseables y en las que no incurrirían en sus países de origen. Al existir marcos normativos de difícil aplicación también se facilitan relaciones comerciales dominantes que tienden a formar precios oligopólicos o de monopolio, que reducen la amplitud del mercado potencial. También, los plazos de amortización de inversiones se acortan y los beneficios son repartidos en casi su totalidad por falta de una apropiada legislación que agradece por un período determinado las remesas de capital a las matrices, con lo cual las rentas de las actividades privatizadas

no reivierten en nuevas inversiones y en el desarrollo de nuevos negocios en las Subregiones.

Finalmente, cabe la pregunta sobre si el mercado resolverá los problemas de escasez de los recursos energéticos, como podría ocurrir hacia el fin de la década con el gas natural en Argentina o Colombia. La experiencia de la crisis energética sucedida en California con la apertura del mercado eléctrico o la liberalización del mercado de hidrocarburos líquidos en Argentina, cuyos precios siguen al precio internacional al alza pero no cuando están en baja o la posición dominante que tuvo Endesa en Chile por el control de la transmisión sobre los otros generadores, abre grandes interrogantes sobre este tema y la necesidad evidente de una regulación responsable por parte de los entes creados y por crear.

Entonces, parece necesario realizar una apropiada evaluación de contexto

y roles de todos los agentes energéticos y aplicar las soluciones en consonancia para que los mercados puedan funcionar. Por lo expuesto, no parece que la sola armonización de marcos regulatorios entre los países, como suele argumentarse, sea la condición suficiente para atraer inversiones. Simultáneamente, también deben darse las condiciones de seguridad jurídica en cada uno de ellos.

Centroamérica: A diferencia de las otras Subregiones que disponen de recursos gasíferos Centroamérica carece de ellos, excepto en Guatemala que lo extrae con la producción de petróleo y que no lo aplica a destinos intermedios o finales. La futura penetración del gas natural en la Subregión depende entonces de tres posibles fuentes de aprovisionamiento cercanas: Sudamérica (Colombia y/o Venezuela), Norteamérica (México) o de el Caribe (Trinidad & Tobago). La dos primeras se han estudiado mediante el transporte por



gasoductos y la tercera mediante el transporte por buques de GNL.

De los estudios se visualizan a su vez tres tipos de enfoques:

El primero, el proyecto de interconexión Subregional desde el norte y el sur, Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ, podría asimilarse al concepto de generación distribuida, donde la penetración del gas natural, tiene como fin sustituir combustibles líquidos más caros que reflejan el poder dominante de sus importadores, productores y distribuidores sobre el mercado e introducir mayor eficiencia energética como resultado del uso del gas natural en la generación de electricidad local y en los sectores socioeconómicos, que harían más competitiva la actividad productiva. En este caso sería necesario replantear el proyecto SIEPAC atendiendo a la competitividad entre transmisión de electricidad y transporte de gas natural.

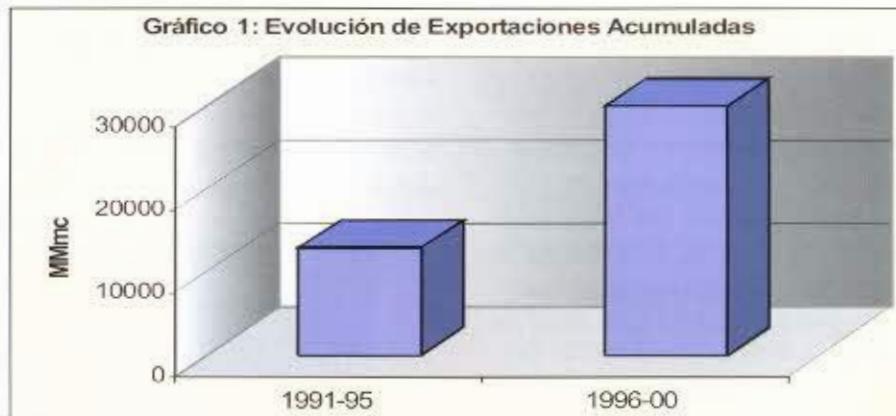
El segundo, IRHE y ENRON que es el típico enfoque privado por proyectos del tipo de los emprendimientos realizados en Argentina y Chile donde los efectos de la mayor eficiencia derivarían, en este caso, de la generación de electricidad con gas natural. En esta alternativa el proyecto es compatible con el Proyecto SIEPAC pero limita la penetración del gas natural a los sectores socioeconómicos de la Subregión.

El tercero, la propuesta de suministro de GNL de OLADE, es también un enfoque Subregional desde la tradicional perspectiva eléctrica de optimización de la eficiencia del sistema de generación y transmisión, con posibles menores precios por kWh para los usuarios y con beneficios colaterales derivados de la distribución de gas, aunque posiblemente con menor alcance que en el primer caso. También, la propuesta es compatible con el Proyecto SIEPAC y la penetración del gas natural en la Subregión, aunque debe tenerse en consideración la competencia gas vs gas, transportado por ductos o por buques.

En todos los casos los beneficios ambientales de la penetración del gas natural serían mejores aunque su impacto dependería del alcance de las sustituciones que se realicen de combustibles líquidos.

La discusión final de qué alternativa es más conveniente para la Subregión requeriría de estudios técnico-económicos complementarios que pongan en evidencia, en cada alternativa, las ventajas para los usuarios, alcance de los beneficios ambientales y mejora de la competitividad de la Subregión en los mercados internacionales de produc-

vilegiando un enfoque de tipo comercial. Ello le ha permitido redimensionar su anterior perspectiva de autosuficiencia y programar importaciones acordes con sus posibilidades de producción e inversiones en exploración. Se asegura así el suministro a largo plazo del mercado interno y el desarrollo de una red de transporte y distribución cada vez más integrada, que incluso abre la posibilidad a proyectos de importación futura de GNL. Su integración con Centroamérica le permitiría mejorar su balance comercial de gas sin poner en riesgo su propio suminis-



tos. La potencial disponibilidad de gas natural en la Subregión podría ubicarla, dada su latitud, acceso al Atlántico y Pacífico y disponibilidad de recursos humanos, como un potencial polo de desarrollo industrial y turístico de la Región. Esos estudios tendrían que ser complementados por el diseño de marcos legales y regulatorios específicos, en cada alternativa, a efectos de viabilizar las inversiones.

México: Despues de las reformas de 1999, que permitieron la apertura del mercado y aumentar las interconexiones con Estados Unidos, México tiende a integrarse cada vez más al NAFTA pri-

tro, en vista de la reducida dimensión de ese mercado.

El Caribe: Trinidad & Tobago es el único exportador de la Subregión y con posibilidades de suministro al mercado interno y externo con un horizonte a largo plazo. Barbados y Cuba tienden al autoabastecimiento y dado el crecimiento de su producción no parece que requieran de suministros externos por un tiempo. Excepto, Puerto Rico que podría ser abastecido en pocos años por GNL desde Trinidad & Tobago, quedarían República Dominicana y Jamaica con mercados de cierta dimensión como para sumarse a la importación

Tabla 1: Matriz de intercambios comerciales de gas natural en ALC (2000) (MMmc)

	Comunidad Andina	Mercosur y Chile	Centro América	El Caribe	México	Total ALC	Resto del Mundo	Total
Comunidad Andina		6901				6901		6901
Mercosur y Chile		4639				4639		4639
Centro América								
El Caribe							4508	4508
México							246	246
Total ALC		11540				11540	4754	16294
Resto del Mundo					2922	2922		2922
Total		11540			2922	14462	4754	19216

Fuente: Elaboración propia

de GNL. El resto de los países tienen mercados de reducida dimensión que difícilmente podrían justificar inversiones en terminales para ese energético.

Objetivos, enfoques y premisas

Los principales objetivos del presente artículo son:

- Evaluar el alcance de los recursos de gas natural para asegurar el suministro a largo plazo en la Región.
- Determinar los posibles intercambios comerciales de gas natural entre los países excedentarios y deficitarios, teniendo como referencia

las interconexiones en operación y con mayor probabilidad de concreción.

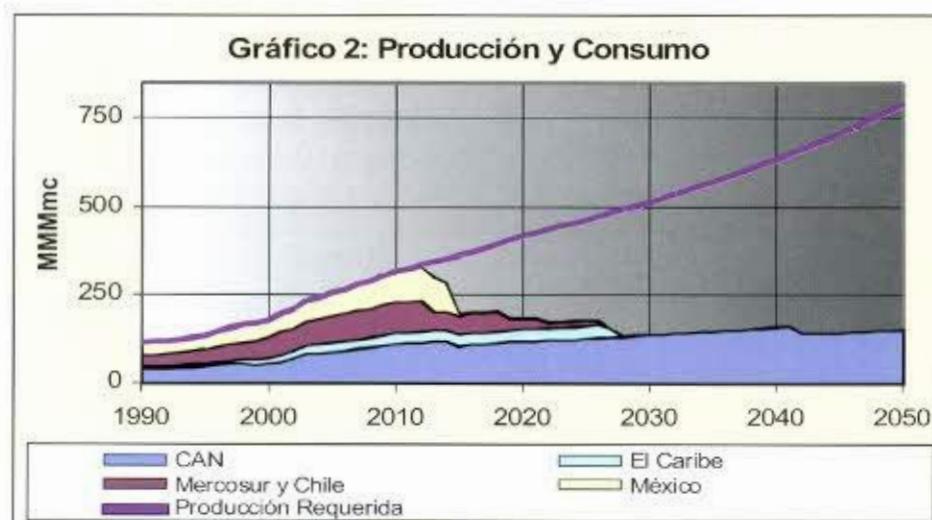
Para ello se ha relevado información sobre los recursos y los escenarios de referencia sobre los requerimientos de gas natural disponibles en las perspectivas de algunos países, mientras que en otros la información proviene de estudios específicos. En los casos que esa información no ha estado disponible se adoptó el criterio "business as usual" en base a información histórica de OLADE.

Después de las reformas se advierten distintos tipos de enfoques en la pro-

pectiva de algunos países. En algunos casos son enfoques por proyectos caracterizados por una política energética pasiva que asume que el mercado asignará los recursos apropiadamente, mientras que en otros predomina el enfoque de suministro a largo plazo con intervención de una política energética activa dirigida a orientar las inversiones.

Se parte de la base que los requerimientos de gas natural tendrán, entre los años 2000 y 2020, una fuerte expansión regional tanto por la incorporación de centrales termoeléctricas de alto rendimiento (turbinas a gas y ciclo combinado) como por su difusión gradual en los otros usos. Esa expansión se observa ya en la mayoría de los países productores y en muchos de sus vecinos que importan gas para completar su propia producción o para incorporarlo como fuente energética alternativa de menor costo y bajo impacto ambiental.

Los requerimientos de los mercados interno y externo, que derivan de esa expansión, determinarán aumentos en la producción y la necesidad del correlativo incremento de reservas para sostener el suministro a largo plazo. Al respecto, las autorizaciones y contratos de exportación que se están concretando en la Región tienen una duración de hasta 20 años, en la mayoría de los casos, a efectos de garantizar las interconexiones entre países.



tre 1996-2000, respecto al período 1991-95 (Gráfico 1).

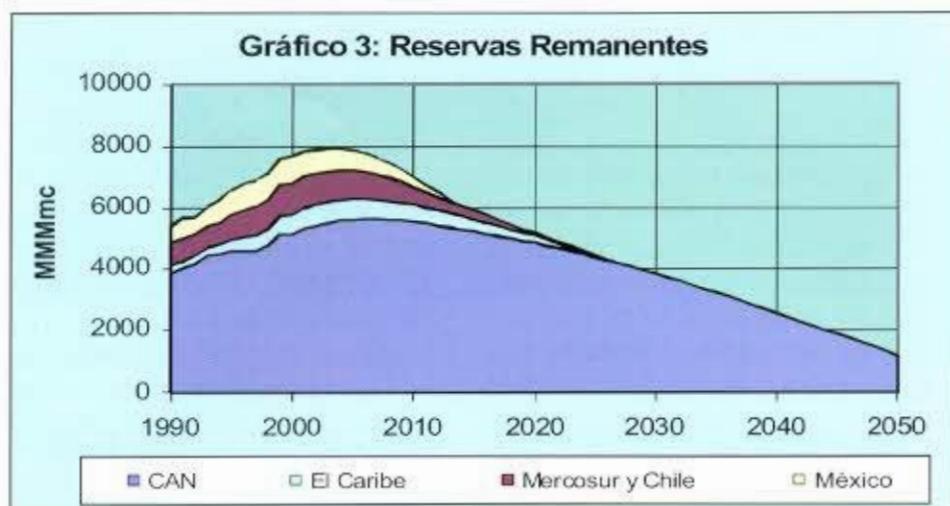
Las corrientes de comercio han sido particularmente intensas entre la Comunidad Andina, a través de Bolivia con Brasil y entre el MERCOSUR y Chile, así como en Trinidad & Tobago, a partir de sus exportaciones hacia el Resto del Mundo (Tabla 1).

a producción máxima posible, acumulada por Subregiones, muestra que ALC podría asegurar el suministro a largo plazo en algunos países mientras que en otros los recursos serían insuficientes para posibilitar la cobertura del consumo en los mercados interno y externo y que crecería anualmente en promedio a un 3% en el escenario de referencia que se ha considerado para la Región (Gráfico 2).

El suministro por los gasoductos de interconexión, existentes y en proyecto, no mostraría dificultades hasta fines del 2010.

Sin embargo, a partir del 2010, se evidenciarían déficits de suministro en algunos países que las reservas remanentes de Venezuela, Bolivia, Perú y Trinidad & Tobago podrían complementar (Gráfico 3). Para ello será necesario concretar interconexiones de los países con excedentes que enlacen con las redes troncales de los países deficitarios.

Hasta el 2010 el creciente comercio interregional de gas natural, con un incre-



Un plazo menor a los 20 años no evidenciaría, con suficiente antelación, que la disponibilidad de los recursos gasíferos podría limitar el horizonte de exportación de algunos países y en consecuencia poner en riesgo interconexiones en proyecto, que individualmente y bajo el supuesto de la disponibilidad teórica de caudales sí se justifican. Por ello, el análisis prospectivo para el gas natural sugiere la necesidad de considerar al menos un horizonte de 20 años. Ese análisis se realizará sin entrar a discutir si la red de gasoductos es óptima para la Región ya que se estima que, a medida que se consoliden los procesos de reforma en los países, el sistema de transporte tenderá a encontrar la mejor solución de equilibrio

por sus propios mecanismos de ajuste. Esto es, que las empresas perseguirán objetivos de rentabilidad y penetración en el mercado mientras que la política energética buscará alcanzar objetivos de suministro sostenible a largo plazo en un contexto energético que configurará una estrategia para el sector en cada país. De ello, seguramente derivarán soluciones que buscarán conciliar las respectivas expectativas en la actividad gasífera.

Avances y perspectivas en la Región

En el año 2000 se observaban importantes avances derivados de los fuertes incrementos de comercio de gas natural (134.9%) en la Región habidos en

Tabla 2: Matriz de intercambios comerciales de gas natural en ALC (2010) (MMmc)

	Comunidad Andina	Mercosur y Chile	Centro América	El Caribe	México	Total ALC	Resto del Mundo	Total
Comunidad Andina	1804	10950	2132			14886		14886
Mercosur y Chile		11408				11408		11408
Centro América								
El Caribe							12748	12748
México								
Total ALC	1804	22358	2132			26294	12748	39042
Resto del Mundo					19820	19820		19820
Total	1804	22358	2132		19820	46114	12748	58862

Fuente: Elaboración propia

mento total del 128.6% entre el 2000 y 2010, estaría asegurado en el MERCOSUR y Chile con los aportes de Bolivia a Brasil. Lo mismo se observa en el comercio entre México y Estados Unidos y la continuidad de las exportaciones de Trinidad & Tobago. Pero, la novedad es la posible incorporación de nuevos intercambios en la Comunidad Andina entre Colombia y Ecuador y la exportación de aquel país hacia Centroamérica que parecen tener la mayor viabilidad dado el emprendedor espíritu comercial de aquel país que, aún con recursos relativamente escasos, busca abrir nuevos mercados (Tabla 2).

También se verificaría un incremento significativo del comercio de gas natural con el Resto del Mundo, en particular con Estados Unidos y Europa, a partir de los volúmenes a exportar por Trinidad & Tobago y de las importaciones de México desde Estados Unidos.

En el mismo período, 2000-2010, las corrientes de comercio podrían ser mayores dado que no se han incluido en la Tabla 2 los posibles efectos sobre el comercio regional de las grandes interconexiones y las capacidades de exportación de GNL en proyecto. Entre estas el Gasoducto del MERCOSUR que dependería de una compleja ingeniería financiera mediante la concreción de contratos de compra-venta entre Argentina y Bolivia con Paraguay y Brasil o como alternativa la asociación entre Bolivia y Perú para exportar GNL; el Proyecto Mariscal Sucre para exportación GNL de Venezuela y las expansiones de capacidad para la exportación de GNL desde Trinidad & Tobago. También, es posible que finalmente se llegue a un acuerdo de interconexión entre Colombia y Venezuela. Las interconexiones con Centroamérica que parecen bloqueadas por distintos factores, entre ellos la falta de un estudio adecuado sobre la competitividad entre las interconexiones eléctricas y las de gas o entre gas por ductos y GNL y por el bajo interés empresarial ante la

reducida dimensión de ese mercado, que para su desarrollo requeriría de un decidido fomento de la Banca Multilateral. Tampoco, se descarta la posible interconexión de México con Guatemala que cuenta con los Acuerdos necesarios para asegurar el interés privado en ese emprendimiento.

percutirá en el otro extremo de la cadena descolocando al producto del mercado. Nos referimos a la penetración de nuevas fuentes de energía que, con el avance tecnológico, pueden afectar la estructura de la demanda energética al ofrecer energía a menores precios y morigerar así los requerimientos de gas natural, con el riesgo que los países que no exploten sus reservas a tiempo tengan que dejarlas bajo tierra.

“Más allá del 2010 es muy incierto prever el curso que tomarán las decisiones de inversión en interconexiones gasíferas ante la posible penetración de nuevas fuentes energéticas que deriven de los avances tecnológicos.”

Más allá del 2010 es muy aventurado prever las corrientes de comercio. Quedan muchos interrogantes sobre los nuevos recursos gasíferos por descubrir cuyas inversiones privadas de riesgo estarán condicionadas por la seguridad jurídica en muchos países de la Región, así como por los presupuestos que puedan disponer las empresas estatales. Tampoco se ha analizado la posible evolución de los precios del gas natural en boca de pozo, que inevitablemente dependerá de la escasez creciente de los recursos en cada país.

Los aumentos de precios del gas natural tendrán además otro efecto que re-

Conclusiones

Las hipótesis que se han manejado no son necesariamente coincidentes con las de los gobiernos de los países de ALC. Sólo se han planteado como un ejercicio a la luz de algunas referencias de los países y de las empresas que operan en la Región.

Más allá del 2010 es muy incierto prever el curso que tomarán las decisiones de inversión en interconexiones gasíferas ante la posible penetración de nuevas fuentes energéticas que deriven de los avances tecnológicos. El juego de ambos aspectos determinará seguramente escenarios alternativos para los que se requerirá de una prospectiva integral del sector energético. Lo que sí puede preverse con relativa certeza es que hasta el 2010 la Región liberará combustibles líquidos en el equivalente a las sustituciones que realice y que los mismos estarán disponibles para las necesidades de los mercados del Continente, particularmente de Estados Unidos y de Europa. Además, debe señalarse que las sustituciones mencionadas contribuirán significativamente aumentar la eficiencia energética y a reducir el impacto ambiental, local y global, ofreciendo mejores condiciones tanto para sus habitantes como para los del resto del Mundo.

El autor se desempeñó como Gerente de Planeamiento en Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), 1978-1984; Investigador del Instituto de Economía Energética (IDEE) de la Fundación Bariloche (FB), 1984-1991; Consultor de la Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), 2001 y Consultor externo de OLADE.

Energy Magazine



Year 26, number 2, April-May-June 2002

- ◆ II Meeting of Presidents Emphasized Importance of Energy Strategy in Processes of Regional Development
- ◆ Toward Sustainable Energy Development in Jamaica
- ◆ Hydropower Opportunities in Latin America and the Caribbean
- ◆ Oil and oil products in Mexico
- ◆ Situation and outlook of natural gas trade in Latin America and the Caribbean
- ◆ The Action of OLADE's Strategy and Programming Committee
- ◆ OLADE Report: Training and its Importance for the Energy Sector of Latin America and the Caribbean

Situation and outlook of natural gas trade in Latin America and the Caribbean

Francisco Figueroa de la Vega*

Introduction

The past decade witnessed the transition to a new regional energy context in which gas has gained special importance and which involves a series of factors affecting the region's countries with different intensity.

Among these factors, the most noteworthy are: lags in investments in hydropower generation due to financing constraints; technological breakthroughs leading to economies in the generation of electricity (combined cycle, gas turbines) compared to conventional thermoelectric systems; competition between gas pipelines and electric power transmission; competition between gas and gas carried by pipelines and ships; the need to guarantee supply over the long term by means of a supplier diversification strategy which, along with growing environmental concerns, is tending to expand gas markets inside the region,

not only on the basis of its own resources but also by resorting to imports from neighboring countries or overseas.

Furthermore, the need to adjust the role of the natural gas industry to the new conditions that have emerged has led to institutional changes in the industry.

These transformations include: the liberalization of activities, to a greater or lesser extent, to enable new players to participate, as a result of the privatization of assets; the vertical and horizontal breakup of the links of the gas chain as part of a restructuring process or to facilitate opportunities for new players; market segmentation identifying suppliers and consumers of products and services and the introduction of free trade mechanisms in the first case; finally, the installation of regulatory frameworks not only as a result of separating the State's business activities

from its administrative activities, but also as a result of the incorporation of new players in activities characterized as a natural monopoly or for the existence of emerging markets where it was necessary to limit dominant positions.

On the basis of this context, the groundwork was laid for the establishment of a regional market, more highly developed in some subregions, whereas in others major advances will surely be made in the present decade. Nevertheless, this is not enough, as the future development of a regional market will depend on the identification of recoverable potential in keeping with the growing needs of the market, the application of state-of-the-art exploration technologies, the harmonization of regulatory frameworks, and the dismantling of obstacles to trade, and above all legal security for investments in interconnection and for sale agreements between consumers and suppli-

ers. The present paper will focus on the first aspect, that is, the scope of recoverable potential of natural and possible trade relations between the countries.

Framework of reference

Revenues and ownership: A preliminary study of the classification of the countries, using as a reference the links of the natural gas chain and the trends of their policy regarding the degree of openness to private-sector players, highlights certain preferences of the countries regarding the role that their companies should play in retaining and controlling gas earnings. While some countries attribute special importance to the role of state-owned companies to retain earnings and expand supply, others have opted for a growing share of privately held stock in companies that were originally owned by the state and for the free play of market forces to improve the industry's performance. In this case, it is customary for revenue to be taken by means of taxes, with an effective monitoring system to avoid tax evasion. These approaches to the ownership scheme of natural gas and related assets mean, that as part of these activities, there are typologies ranging from countries with predominantly state systems to countries with predominantly private systems. Between these two opposite situations, there are variations of limited openness, which in general are different among the countries.

Restructuring of activity: The ownership scheme adopted by each country, between or within each phase of gas activity (production, transport, and distribution), has led to the configuration of systems with different degrees of vertical and horizontal integration, with open or closed access.

In the production phase, the free availability of the product has favored, in some cases, the establishment of mar-

kets, which depended on the degree of dispersal of supplies, transparency, and free access to promote competitive conditions.

“Competition in wholesale gas markets also depends on the fragmentation of supply, transparency, free access, and the density of the interconnections of the transport and distribution networks. Thus, only on very large markets can an atomized competition that has properties similar to the ones observed on mature markets become effective”

In the transport and distribution phases, the degree of integration also depends on the ownership scheme adopted by the countries. The natural monopoly characteristics of these phases, in any case, require legal monopolies that are regulated when they are owned by the private sector or supervised when they are state-owned. The purpose of monitoring these monopolies is to ensure that the product will reach its destination without any obstacles (free access) and to guarantee product quality, security, and volume as required by the product's consumers and at competitive prices.

It should be observed that reform processes in the region have focused special interest on the latter phases of the activity and oftentimes neglected the objective of long-term supply, which is linked to the first phase. Likewise, the establishment of conditions of contestability (effective or potential competition) on natural gas markets obligatorily requires, in addition to the vertical and horizontal breakup of activities, the adoption of the principle of free access by third parties to transport and distribution networks. Even in those cases where these conditions effectively prevail, it is presumed that contestability will only valid in respect to wholesale supply (producers) and the liberalized segment of consumers (large users) although this does not necessarily hold true if there are no legal frameworks aimed at avoiding collusion between companies. The markets for transport and distribution services are non-contestable natural monopolies, owing to the presence of major sunk costs. In these cases, competition mechanisms can only be introduced among suppliers by means of bidding processes up to the moment of awarding the corresponding licenses.

Markets: Competition in wholesale gas markets also depends on the fragmentation of supply, transparency, free access, and the density of the interconnections of the transport and distribution networks. Thus, only on very large markets can an atomized competition that has properties similar to the ones observed on mature markets become effective. The natural gas markets of LAC countries are still small or, at the best, medium-sized and are in the process of being developed. The amount of producers is usually small and transport systems are barely interconnected. As a result, the gas markets of the region's countries are characterized by oligopolistic structures, although the limit to the exercise of dominant positions can be determined by how natural gas competes in end-

use markets with other energy products that can substitute it in different uses or with imported gas to the extent that this is possible.

The large gas line interconnection projects that have been implemented in MERCOSUR and neighboring countries, as well as the interconnections that Mexico has installed with the United States and may eventually build with Central America and the development of the industry in the Andean Community and Central America, suggest that there are potentially large markets for natural gas with prices that are compatible with greater international competitiveness of the domestic industry, lower energy costs for users, and better local and environmental conditions.

Subregions

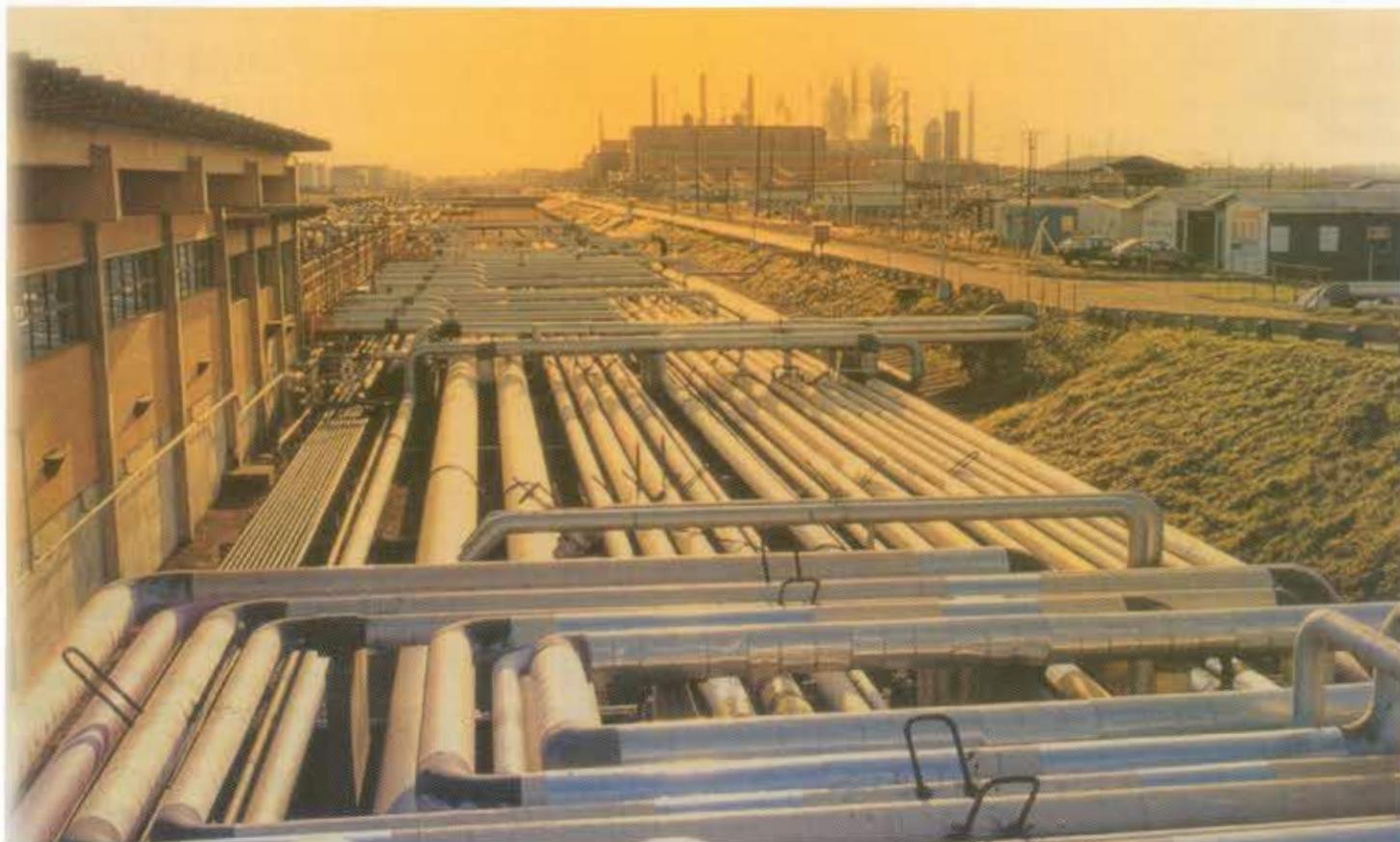
South America: Because of the notable dimension of South America's territorial area, its growing urban population, its relative cultural homogeneity with linguistic affinities, and its eco-

nomic potential, the growing integration of natural gas markets may well serve as a bridge between the energy sources of the 20th century and those of the 21st. Although there is still a great hydraulic potential apt for transformation into operable hydropower capacity, the financial difficulties of the countries will not make it easy for investments of this scale for some time to come. The other renewable sources of energy, such as wind and solar energy, seem to be more suitable for remote stand-alone systems, since they will be unable to displace natural gas and liquid fuels, which are noteworthy for being abundant, low-cost resources, in which South America is self-sufficient. Nevertheless, remote areas will benefit from these renewable sources of energy because the high cost of carrying electricity or gas does not justify building the necessary installations in view of the small volume of consumption and the population's limited paying capacity. There is no doubt that the development of these areas will be favored by a suitably promoted energy supply policy.

In this vast territory, the **Andean Community** and **MERCOSUR plus Chile** have been identified as important sub-regions, which differ significantly in terms of available gas resources and market development.

The Andean Community with the region's most abundant gas resources has remote and isolated domestic markets at differing levels of development. Although it has already conducted various studies for interconnection between countries, no concrete project has yet been implemented.

MERCOSUR plus Chile, albeit with relatively more modest resources, also has domestic markets at different levels of development but they are interconnected. Although Paraguay is the only country without any gas interconnection, it shares large-scale hydropower stations with Argentina and Brazil and exports its electric power surpluses to both countries. Therefore, it is not a country whose electric power generation needs are the underlying reason for implement-



ing gas interconnection projects; there are other reasons behind these projects.

It would be wrong to assume that natural gas markets would be able to arise spontaneously, not only in each subregion but also between the subregions, simply because there are gas resources or because they have developing domestic markets or because the parties have shown much good will in these efforts.

The availability of resources has to face up to possible supply horizons, and they are different for each country. Their availability cannot be quantified in terms of the present stock but rather in terms of the volumes required by the market and the time needed to ensure compliance with future supply commitments. It is therefore naive to think that the reserves horizon is determined by the usual ratio between reserves and production.

When resources are overly abundant, as in Venezuela, which has a high gas-to-oil ratio, production techniques oblige large volumes to be reinjected, while the oil export quotas agreed upon by OPEC to keep international oil prices within a range that its members deem acceptable prevent it from producing the volume of gas needed to make export commitments. It may even decide to import gas from Colombia, which has relatively few resources, if the studies being conducted by both countries lead to project implementation. In the case of Bolivia and Peru, which also have an abundance of resources for their domestic markets, the prices at which they can offer their gas to neighboring countries do not seem to be attractive for the operators of these countries. As a result, they are examining the possibility of exporting LNG to the rest of the world, on the basis of a partnership to install liquefaction plans on the Peruvian seaboard.

But when analyzing the relative scarcity of resources in MERCOSUR and horizons for the depletion of reserves, there is an apparent contradiction between the neighboring countries' interest in exporting and MERCOSUR's reluctance to import higher volumes.

If according to those who are in charge of energy policymaking it is assumed that the market will resolve any resource shortage problems, then it is possible that by the end of the present decade Argentina will be facing supply problems and that the cost of taking the wrong decisions in the present will have to be paid by society in the future. This would be the outcome of the project-specific approach where each company seeks to optimize market penetration and profitability thanks to a weak regulatory framework and the absence of an active energy policy that coordinates activities and interests to ensure long-term energy supply.

Nevertheless, it is indeed possible to achieve compatibility between the business approach to projects and long-term supply security if there is an energy policy aimed in this direction and if legal frameworks are created simultaneously or modified to avoid perverse derailments away from this goal, such as certain monopolistic, discriminatory or constraining trends that restrict open access to markets. Therefore, it does not seem to be the companies' responsibility to do what the State has to do.

The different sizes of domestic markets lead to restrictions not only for interconnections but also for a balanced negotiation between the parties, except for the limit imposed by the prices for natural gas substitutes. Therefore, in view of this situation, the dominating position of suppliers permits discriminatory acts. In Argentina, where the producers are free to dispose of their products as they choose, a point was reached when prices that were lower than those for the domestic market

were being offered to favor penetration in neighboring markets. It was therefore possible to incur in an evident price discrimination that was then remedied by a Resolution issued by the Energy Secretariat. It then seems that the authority for applying energy policy should find the means to avoid these situations. Sale agreement negotiations between the operators of the countries with markets of different dimensions or emerging markets

"If according to those who are in charge of energy policymaking it is assumed that the market will resolve any resource shortage problems, then it is possible that by the end of the present decade Argentina will be facing supply problems and that the cost of taking the wrong decisions in the present will have to be paid by society in the future."

should be transparent and should have as their arbiters the energy policymakers of the parties, if what is being sought is the start-up of process that leads to competition. This would be a function analogous to that exercised by the regulatory agencies for natural gas transport and distribution in the region's countries.

Finally, the good will and "afectio societatis" that should be present in all contracts are not the same thing. It is difficult to draw up contracts by a simple act of good will if there is no concrete business benefiting the parties. Nevertheless, it is frequent to observe manifestations of good will without the capacity to put it into practice, which is definitely an impediment to business when the obstacles being facing are never identified and overcome.

What all of this means is that the possibility of achieving a natural gas market for the subregions requires still many efforts over the long term and that the road to this goal has to be built with an ongoing pragmatic approach. Likewise, models that work well in different contexts should be avoided, and ethical rules and standards should be applied to facilitate suitable models. Regarding this, there still are visions that assume that successful models can be transplanted and that if something fails it is the fault of the reality rather than the model. Without any clear conception regarding this, the road that has to be traveled will be a difficult one.

Similarly, it should be underscored that, without investment, no market can be developed and that the principal restriction to private-sector investment is legal insecurity. This raises the costs for users and emboldens those investors who assume the risk of entering the territory to use undesirable practices they would never even consider using in their own countries. When regulatory frameworks are difficult to apply, they end up by fostering dominant trade relations that tend to set oligopolistic or monopolistic prices reducing the breadth of the potential market. Likewise, the periods for amortizing investments are shortened and almost all earnings are repatriated because of the lack of suitable legislation to prevent the remittance of capital to head offices for a given period of time; because of this, earnings from

privatized activities are not used for new investments or for the development of new business in the subregions.

Finally, it is worthwhile asking whether the market will be able to resolve the problems of energy resource shortages, as could occur toward the end of the decade with natural gas in Argentina or Colombia. The energy crisis in California stemming from the liberalization of the electric power market or the opening up of the market for liquid hydrocarbons in Argentina, whose prices are in line with international price when it is rising but not when it is falling, or ENDESA's dominant position over other generators in Chile because of its control of transmission have triggered many concerns about this subject and highlighted the need for responsible regulation by the institutions that have been created and those that are to be created in the future.

Therefore, it seems necessary to conduct a suitable assessment of the contexts and roles of all energy players to apply solutions in a coordinated fashion so that markets can function. Because of the above, it does not seem that harmonization alone of regulatory frameworks among the countries, as it is usually argued, is enough to lure investments. At the same time, legal security conditions have to be ensured in each country.

Central America: In contrast to the other subregions that have gas resources, Central America has none, except in Guatemala, which extracts gas with its oil production and does not apply it for intermediate or end uses. The future penetration of natural gas in the subregion therefore depends on three possible nearby sources of supply: South America (Colombia and/or Venezuela), North America (Mexico), or the Caribbean (Trinidad and Tobago). The two first



sources have been studied for transport via gas pipelines and the third source would involve carrying LNG by ship.

From the studies, three types of approach have been envisaged:

The first, such as the OLADE-ECLAC-GTZ subregional interconnection project from the north and south, would involve a distributed generation concept, where the penetration of natural gas is aimed at substituting the more expensive liquid fuels that reflect the dominant power of their importers, producers, and distributors on the market and introducing greater energy efficiency as a result of the use of natural gas in generating local electricity and in the socioeconomic sectors, which would make production activities more competitive. In this case, the SIEPAC Project would have to be reformulated to address the competitiveness between electric power transmission and natural gas transport.

The second approach would be similar to the project IRHE and ENRON have elaborated together in Panama, which involves a typical private-sector approach to projects, of the kind carried out in Argentina and Chile, where the impacts of greater efficiency will lead, in this case, to the generation of electricity based on natural gas. In this alternative, the project is compatible with the SIEPAC Project but limits the penetration of natural gas to the socioeconomic sectors of the subregion.

The third approach is OLADE's LNG supply proposal, which involves a subregional approach using the traditional electric power perspective of optimizing the efficiency of the power generation and transmission system, with possibly lower prices per kWh for the users and with collateral benefits stemming from the distribution of gas, although possibly with a lesser scope than in the first case. Likewise, the

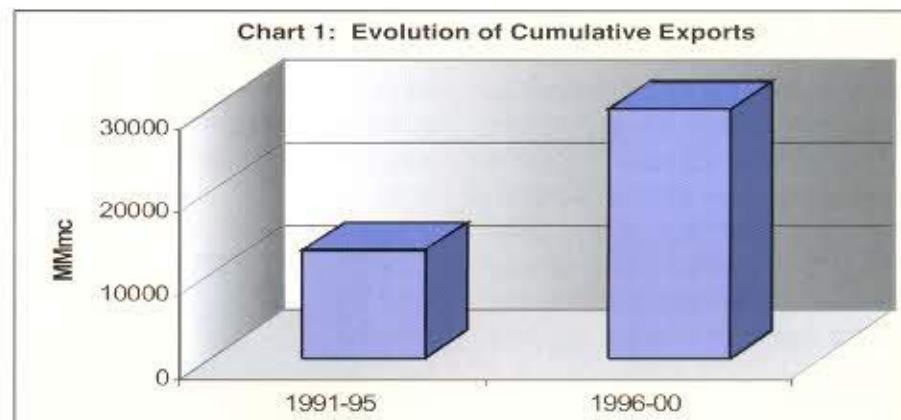
proposal is compatible with the SIEPAC Project and the penetration of natural gas in the subregion, although the competition between gas carried by pipeline and gas carried by ship should be taken into consideration.

In all cases, the environmental benefits of the penetration of natural gas would be higher although its impact would depend on the scope of the substitutions of liquid fuels.

The final discussion about what alternative is the most advisable for the subregion would require complemen-

for the purpose of making investments viable.

Mexico: After the reforms of 1999, which permitted market liberalization and increasing interconnections with the United States, Mexico is tending to become increasingly integrated to NAFTA, granting priority to a trade approach. This has enabled it to rescope its previous perspective on self-sufficiency and schedule imports in keeping with its production and exploration investment possibilities. Thus, the long-term supply of the domestic market can be ensured and



tary technical and economic studies that highlight, in each alternative, the advantages for the users, the scope of the environmental benefits, and improved competitiveness of the subregion on the international markets for products. Because of its latitude, access to both the Atlantic and Pacific oceans, and the availability of human resources, the subregion could become a potential hub for the region's industrial and tourist development as a result of the potential availability of natural gas in the subregion. These studies would have to be complemented by the design of specific legal and regulatory frameworks, in each alternative,

an increasingly integrated transport and distribution network can be developed, one that can even consider the possibility of implementing projects for the future import of LNG. Its integration with Central America will enable it to improve its trade balance in gas without jeopardizing its own supply, in view of the limited size of this market.

The Caribbean: Trinidad and Tobago is the subregion's only exporter and has the possibility of supplying the domestic and foreign market over the long term. Barbados and Cuba tend to be self-sufficient and, in view of their production, it does not seem that they

Table 1: Natural gas trade matrix in LAC (2000) (MMcm)

	Andean Community	MERCOSUR and Chile	Central America	The Caribbean	Mexico	Total LAC	Rest of the world	Total
Andean Community		6901				6901		6901
MERCOSUR and Chile		4639				4639		4639
Central America								
The Caribbean							4508	4508
Mexico							246	246
Total LAC		11540				11540	4754	16294
Rest of the world					2922	2922		2922
Total		11540			2922	14462	4754	19216

Source: Own elaboration

will be needing any external supply for some time to come, except for Puerto Rico, which in a few years could be receiving LNG supplies from Trinidad and Tobago. That would leave the Dominican Republic and Jamaica, with markets that are large enough to be included in the market for LNG imports. The remaining countries have such small markets that it would be difficult to justify making investments in terminals for this energy source.

Objectives, approaches, and premises

The principal objectives of the present article are:

- To assess the scope of natural gas resources to ensure long-term supply in the region.
- To determine possible natural gas trade between countries with surpluses and countries with shortages, using as a reference the interconnections that are currently operating and those with the highest probability of being implemented.

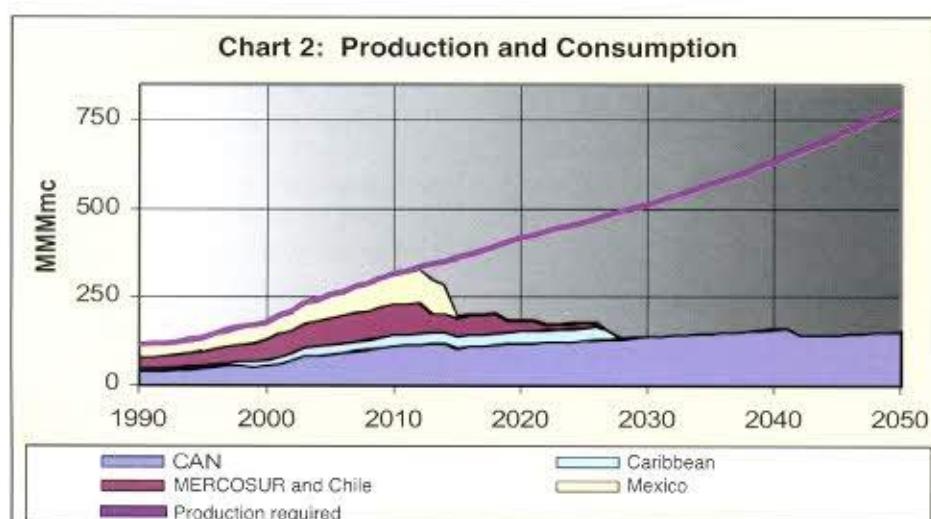
To do this, information on the resources and reference scenarios on natural gas requirements available in the forecasting of some countries has been gathered, whereas in others the information comes from specific stud-

ies. Where this information was not available, the business-as-usual approach, based on historical information from OLADE, was adopted.

After the reforms, different types of approaches have been observed in the forecasting of some countries. In some cases, they involve project-specific approaches characterized by a passive energy policy that assumes that the market will be allocating resources appropriately, whereas in others the long-term supply approach, with the intervention of an active energy policy aimed at orienting investments, is prevailing.

The assumption is that the region's natural gas requirements will expand considerably between the years 2000 and 2020 not only because of the incorporation of high-yield thermo-electric stations (gas turbines and combined cycle), but also because of the gradual dissemination of gas for other uses. This expansion is already being observed in the majority of the gas-producing countries and in many of their neighbors, which import gas to complement their own production or to incorporate it as an alternative, low-cost and environmentally friendly source of energy.

The domestic and foreign market requirements stemming from this expansion will lead to rises in production and the need for the correspond-



solutions that seek to meet the respective expectations in gas activities will surely be found.

Progress and prospects in the region

In the year 2000, major advances stemming from the high increases (134.9%) in natural gas trade in 1996-2000 compared to 1991-1995 (Chart 1) were observed.

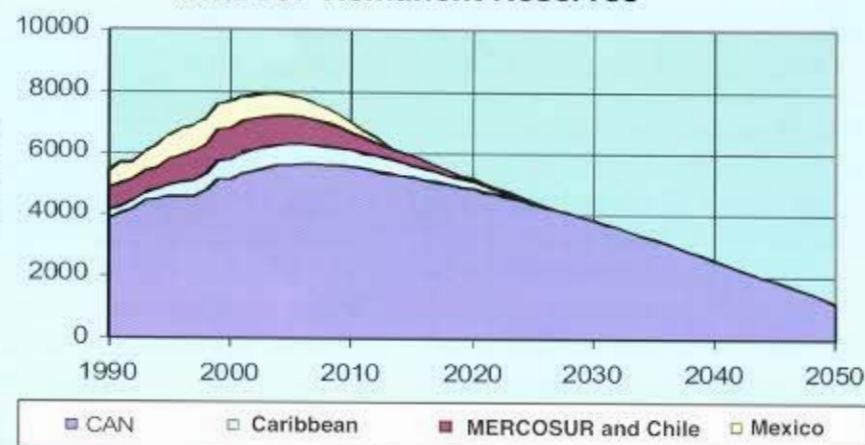
Trade flows have been especially intense between the Andean Community, through Bolivia with Brazil and between MERCOSUR and Chile, as well as in Trinidad and Tobago, on the basis of its exports to the rest of the world (Table 1).

The highest possible production accumulated by subregion shows that LAC could ensure long-term supply in some countries, whereas in others the resources would be insufficient to facilitate the coverage of consumption in the domestic and foreign markets, which would be growing annual at an average of about 3% in the reference scenario that has been considered for the region (Chart 2).

The supply via gas pipeline interconnections, both existing and planned, would not encounter any difficulties until the end of 2010.

Nevertheless, as of 2010, supply shortages would become apparent in some countries but they could be resolved by the remanent reserves of Venezuela,

Chart 3: Remanent Reserves



ing increase in reserves to sustain long-term supply. Regarding this, export authorizations and contracts that are being concretized in the region have, in the majority of cases, a duration of up to 20 years in order to guarantee interconnections between countries.

A time-limit under 20 years would not make it possible to highlight sufficiently in advance the fact that the future availability of gas resources might limit the export horizon of some countries and therefore jeopardize interconnections that have been projected but which, individually and theoretically assuming the availability of inflows, are justifiable.

Because of this, the forecasting analysis for natural gas suggests the need to consider a horizon of at least 20 years. This analysis will take place without discussing whether the gas pipeline network is optimal for the region since it is estimated that, as reform processes are consolidated in the countries, the transport system will tend to find the best solution, striking a balance by means of its own adjustment mechanisms. In other words, companies will pursue the objectives of profitability and market penetration whereas the energy policy will be aimed at achieving objectives of long-term sustainable supply in an energy context that will set up a strategy for the sector in each country. As a result,

Table 2: Natural gas trade matrix in LAC (2010) (MMcm)

	Andean Community	MERCOSUR and Chile	Central America	The Caribbean	Mexico	Total LAC	Rest of the world	Total
Andean Community	1804	10950	2132			14886		14886
MERCOSUR and Chile		11408				11408		11408
Central America								
The Caribbean								
Mexico							12748	12748
Total LAC	1804	22358	2132			26294	12748	39042
Rest of the world						19820	19820	19820
Total	1804	22358	2132			19820	46114	58862

Source: Own elaboration

Bolivia, Peru, and Trinidad and Tobago (Chart 3). To do this, interconnections with countries that have surpluses will have to be installed with the trunk networks of the countries with shortages.

Until 2010, the growing inter-regional trade of natural gas, which recorded a total rise of 128.6% between 2000 and 2010, will be guaranteed in MERCOSUR and Chile, with contributions from Bolivia and Brazil. The same can be observed in trade between Mexico and the United States and the continuity of exports from Trinidad and Tobago. What is new, however, is the possible incorporation of new trade in the Andean Community between Colombia and Ecuador and exports from Colombia to Central America, which seems to have the highest viability in view of the entrepreneurial spirit of that country, which is striving to open up new markets, albeit with relatively limited resources (Table 2).

A significant increase of natural gas trade with the rest of the world would also take place, especially with the United States and Europe, based on the volumes to be exported by Trinidad and Tobago and Mexico's imports from the United States.

During the same period, 2000-2010, trade flows could be higher since the possible impacts of large interconnections and planned LNG export capacity on regional trade have not been included in Table 2. Among these, there are the following projects: the MERCOSUR gas pipeline, which would depend on a complex financial engineering scheme that would involve drawing up sale agreements between Argentina and Bolivia with Paraguay and Brazil or, as an alternative, the partnership between Bolivia and Peru to export LNG; the Mariscal Sucre Project for exporting LNG from Venezuela and expanding capacity for the export of LNG from Trinidad and Tobago. It is also possible that an interconnection agreement will be eventually be drawn

up between Colombia and Venezuela. The interconnections with Central America seem to have been stymied by various factors, among which the lack of a suitable study on the competitiveness between electric power interconnections and gas interconnections or between gas carried by pipeline and LNG, as well as the companies' lack of interest because of the small size of this market, which for its development would have to be promoted decisively by multilateral banks. The possible interconnection between Mexico and Guatemala, which already has the necessary agreements to ensure private-sector interest in this project, should not be discarded either.

"Beyond 2010, the course that will be taken as a result of investment decisions for gas interconnection is highly uncertain in the face of the possible penetration of new energy sources stemming from technological breakthroughs."

Beyond the year 2010, it is quite risky to predict trade flows. There are many unanswered questions regarding new gas resources to be discovered, and the private-sector venture investments that would be needed depend on the legal security prevailing in many of the region's countries, as well as the budgets that the state enterprises have available for this purpose. Nor has it been possible to analyze the evolution of well-head natural gas prices, which will inevitably depend on the growing shortage of resources in each country. The rises in natural gas prices will also exert an impact, but on the other end of

the chain, eventually leading to the removal of the product from the market. By this we mean the penetration of new sources of energy, which with technological breakthroughs may affect the energy demand structure, offering energy at lower prices and thus moderating the need for natural gas, with the risk that the countries that do not exploit their reserves on time will simply have to leave them in the ground.

Conclusions

The hypotheses that have been used do not necessarily coincide with those of the governments of the countries of LAC. They have been proposed merely as an exercise in the light of some of the references of the countries and companies working in the region.

Beyond 2010, the course that will be taken as a result of investment decisions for gas interconnection is highly uncertain in the face of the possible penetration of new energy sources stemming from technological breakthroughs. The interplay of both aspects will surely determine alternative scenarios, for which a comprehensive forecasting of the energy sector will be required. What can be predicted with relative certainty is that, up to 2010, the region will be producing liquid fuels equivalent to the substitutions that are made and that these fuels will be available for meeting the needs of the continent's market, especially the United States and Europe. In addition, it should be indicated that the above-mentioned substitutions will contribute significantly to increasing energy efficiency and reducing local and global environmental impacts, offering better conditions not only for the region's inhabitants but also for the rest of the world.

The autor was Planning Manager of Argentina's state oil company Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), 1978-1984; researcher for Energy-Economics Institute of the Bariloche Fundation (FB), 1984-1991; Consultant for the Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), 2001 and external Consultant of OLADE.