


La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina

Diagnóstico estratégico y propuestas para una agenda prioritaria

Transporte de gas natural



IDeAL 2011



Título: La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina.
Diagnóstico estratégico y propuestas para una agenda prioritaria.
Transporte de gas natural
IDeAL 2011

Este documento fue elaborado por CAF a solicitud de la Secretaría General Iberoamericana (SEGIB) para su presentación en la XXI Cumbre Iberoamericana de Jefes de Estado y de Gobierno celebrada en Asunción, Paraguay.

La presente publicación forma parte de la serie La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina (IDeAL).

Editores: CAF
Vicepresidencia de Infraestructura
Antonio Juan Sosa, vicepresidente corporativo
Jorge Kogan, asesor

Autor: Raúl E. García
Colaboradores: Pablo Givogri y Ariel Masut

Las ideas y planteamientos contenidos en la presente edición son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no comprometen la posición oficial de CAF.

Diseño gráfico:
Gatos Gemelos Comunicación
Bogotá, Colombia–Octubre 2011

Este libro se encuentra en: www.caf.com

© 2011 Corporación Andina de Fomento
Todos los derechos reservados

Contenido

Resumen ejecutivo	5
Introducción	13
Capítulo 1. Posicionamiento del sector transporte de gas en América Latina	15
Capítulo 2. Prospectiva de la demanda de gas natural e integración gasífera en la región	25
Capítulo 3. Evaluación de la brecha de infraestructura de transporte de gas natural en América Latina	35
Capítulo 4. Planificación de la infraestructura y obstáculos para el crecimiento	41
Capítulo 5. Inversión y eficiencia del servicio El rol de los subsidios	45
Capítulo 6. Cambios tecnológicos, acciones contra el cambio climático y factores ambientales	51
Capítulo 7. Integración energética y participación privada en la inversión y gestión	55
Capítulo 8. Desarrollo de la provisión de insumos locales en las obras de infraestructura	59
Capítulo 9. Desafíos del sector	63
Referencias bibliográficas	69
Anexos	73



Resumen ejecutivo

En el presente documento se analiza la situación, perspectivas y desafíos del sector de transporte de gas natural en América Latina y el Caribe. El trabajo tiene como fin identificar experiencias exitosas en el desarrollo de este sector, a través de la evaluación de las diversas prácticas realizadas por los países a tal fin y identificación de aquellos aspectos de las políticas energéticas que permitieron su consolidación. A su vez, se examina la situación de la integración regional a la luz de la realidad interna de los países y de los procesos de cambios tecnológicos del sector.

A tal fin, en el capítulo 1 se estudia el posicionamiento del sector en el mundo, frente a otras regiones y las diversas realidades de los países de América Latina y el Caribe. Se analizan los flujos de comercio por medio de gasoductos y vía Gas Natural Licuado (GNL) y se ensaya finalmente una categorización de los países en función del grado de madurez del mercado de gas natural y su infraestructura de transporte disponible.

El capítulo 2 analiza las perspectivas de demanda de cada uno de los grupos identificados anteriormente para identificar aquellos sectores que impulsarán el consumo, tales como la generación eléctrica, el sector industrial, el transporte y los usos residenciales. Con ello, en el capítulo 3 se hace una descripción de las necesidades de recursos para infraestructura de gas en algunos países.

Posteriormente, se evalúan los obstáculos para el crecimiento ante la presencia o no de la infraestructura de transporte requerida. El rol de los subsidios y la eficiencia del servicio se tratan en el capítulo 5 del informe. En el capítulo 6 se analizan los cambios tecnológicos del sector, fundamentalmente a partir de las nuevas modalidades de integración y de transporte de gas, como así también a partir de las nuevas tecnologías para la producción de energía eléctrica. Los capítulos 7 y 8 mencionan buenas prácticas relacionadas con la participación y gestión privada en la inversión en infraestructura de transporte así como también la

importancia que tiene el desarrollo del sector para generar oportunidades a proveedores nacionales.

Finalmente, el capítulo 9 presenta los desafíos del sector de transporte de gas natural a la hora del diseño de una política que promueva su desarrollo sustentable.

En las últimas dos décadas se verificó un incremento en el consumo de energía primaria en todas las regiones del mundo, –aunque menor al crecimiento en el producto bruto interno–, lo que redundó en una caída en la intensidad energética global. En este contexto, en América Latina y el Caribe (ALC) el consumo energético crece fuertemente a la par de las reformas energéticas que posteriormente propiciarían los intercambios energéticos.

El gas natural emerge con una dinámica particular dentro de la matriz energética de ALC, cuyo consumo per cápita aumenta a un ritmo del 3,3% anual entre 1990 y 2010, para superar el crecimiento de otras regiones como la Unión Europea, la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) y el total mundial. La rápida penetración del gas natural posibilita que en la actualidad, el consumo de gas de ALC represente el 25% del consumo de energía en la matriz primaria, siete puntos porcentuales superior a la situación de 1990. El nivel de penetración de este hidrocarburo es similar al de la OECD, UE y del mundo.

La distribución del consumo en ALC es desigual, siendo México el mayor consumidor, con casi un tercio del consumo de gas de toda la región, seguido por Argentina, Venezuela y Brasil. Existen otros países con cuya demanda ha crecido continuamente en los últimos años, como Trinidad y Tobago y Perú. Por su parte, las reservas probadas de gas de la región se encuentran fundamentalmente en Venezuela (69%), mientras el restante 31% está atomizado. Las reservas probables y posibles continúan generando un fuerte atractivo a la luz de la aplicación de nuevas tecnologías para el desarrollo de yacimientos de gas de esquistos (*shale gas*), así como los recientes descubrimientos del presal en Brasil.

A la par del crecimiento en el consumo, se verificó un importante incremento del comercio regional de gas natural. Los flujos de comercio de gas intrarregional se multiplicaron por ocho en los últimos 20 años. Durante la década de 1990 existió exclusivamente el comercio mediante gasoductos, con el Cono Sur como principal actor (Argentina y Bolivia al inicio, y Chile y Brasil con posterioridad). En esos años, el gas se constituyó en la fuente de producción que lideraba las expansiones nacionales y la integración energética. A partir de 2005 el comercio por medio de gasoductos comenzó a decaer para ser desplazado por la importación de GNL. En la actualidad, se observan algunas tendencias importantes:

- a) Las importaciones representan el 20% del consumo de ALC.
- b) El 50% de las importaciones provienen del comercio intrarregional.
- c) Casi el 40% de las importaciones de la región son de GNL, donde Trinidad y Tobago y Perú (únicos exportadores de GNL de ALC) abastecen con el 30% y el 70% restante proviene del resto del mundo.

En este marco, se espera que la demanda de gas natural en ALC crezca en un 3% anual hasta 2025. El crecimiento estará liderado por países que se encuentran desarrollando infraestructura de transporte de gas y que cuentan con un importante volumen de recursos del hidrocarburo, como son Brasil, Perú y Venezuela. Los países con mercados maduros de gas natural como México, Argentina¹ y Colombia mostrarán un menor crecimiento de la demanda, y se perfilan como importadores netos de gas sea por gasoductos como de GNL en el mediano plazo. Se espera que los países exportadores de gas natural como Trinidad y Bolivia continúen con sus esfuerzos por encontrar mayores reservas y aumenten sus exportaciones, ya que el desempeño de este grupo de países está sujeto a una importante incertidumbre debido al nivel de recursos gasíferos requeridos y la expectativa de generar mayores compromisos de exportaciones. En aquellos países autosustentables, como Ecuador, el gas natural aún representa una baja proporción en la matriz, no obstante se busca impulsarlo en usos residenciales e industriales. El grupo de países importadores mostrará una importante dinámica a partir del mayor consumo previsto en Chile, Argentina, y los proyectos de regasificación a operar en Argentina, mismo Brasil, Uruguay, Jamaica y Panamá.

En términos generales, el ALC mostró recientemente un importante ciclo de crecimiento que se ha estabilizado en los últimos años, pero que puede reiniciarse con el incremento de la exploración. Algunos factores pueden propiciar un nuevo incremento:

- El potencial de Venezuela de crecer en su importancia regional mediante proyectos de exportación de GNL que se encontrarían operativos a partir de 2015.
- Tanto Brasil como Argentina pueden expandir fuertemente su oferta interna del fluido a partir de los nuevos descubrimientos en el área del pre-sal y del gas no convencional, respectivamente.
- Colombia y México tienen un importante potencial de recursos gasíferos en la plataforma *offshore*, pero deben comprobarse a efectos de su monetización posterior.

El gas natural es la mejor respuesta al cambio climático en el campo de los combustibles fósiles. Las nuevas tecnologías que generan energía con

¹ Argentina, que cuenta con una industria del gas desarrollada, será importadora de gas natural por ductos y por barcos (GNL), ya que ha evidenciado una caída notable en su nivel de producción de gas y sus reservas de gas convencionales. El Gobierno viene realizando una política de estímulo a la exploración, desarrollo y producción de gas natural no convencional (gas de arenas compactas y *shale gas*).

gas natural, como son las centrales térmicas de ciclo combinado, han tenido una importante difusión gracias a su mayor eficiencia, lo cual ha posibilitado la disminución de los costos unitarios de generación. El sector eléctrico continuará siendo un importante demandante de gas natural en ALC:

- En México se espera que el 60% del incremento de la demanda de gas natural entre 2011 y 2025 sea absorbido por este tipo de centrales.
- En Brasil, el perfil de la demanda de gas por parte de la generación eléctrica se encuentra condicionado por los problemas para construir nuevas centrales hidroeléctricas, y esto abre la posibilidad de introducir más centrales térmicas, que resultan una salvaguarda importante en las épocas de sequía.
- En Perú (al igual que en México) la expansión de la generación térmica en determinadas regiones del país tiene también el objetivo de constituirse en un “consumo ancla” para desarrollar infraestructura y abastecer con gas natural a sectores de menores consumos (residenciales, comerciales y pequeños consumos industriales).
- La posibilidad de acceder al GNL por parte de la generación eléctrica permite cumplir con los objetivos de seguridad energética. La provisión mediante GNL es flexible y permite su uso fundamentalmente en los picos de generación. Así, el GNL continuará siendo relevante en la matriz eléctrica de Centroamérica, como así también en Argentina, Brasil, Chile y Uruguay.
- Argentina y Colombia procurarán no incrementar el consumo del gas en la generación eléctrica, ya que buscan reducir su dependencia y otorgar mayor peso a las energías renovables.

En el resto de los sectores se observarán realidades disímiles:

- Incremento del consumo de gas en la petroquímica y la refinería, planeados por las grandes empresas energéticas nacionales (casos de Petrobras y PEMEX).
- El consumo de gas natural en el sector residencial es relativamente bajo en ALC. Sólo Argentina y Colombia cuentan con un importante mercado de consumo residencial, a partir de políticas para la masificación del consumo de gas por red. En la mayoría de los países de ALC el consumo de gas natural por redes depende de la competencia con el gas licuado de petróleo (GLP).
- La penetración del gas natural en la matriz del transporte depende estrictamente de los precios relativos entre el gas natural y la gasolina, y de la conversión del transporte público de diesel a gas natural vehicular (GNV), entre otros factores.

El crecimiento esperado en las demandas y ofertas de gas natural en ALC conllevará un importante requerimiento adicional de infraestructura de transporte. No obstante, resulta elemental recalcar lo siguiente:

- En materia de planificación a largo plazo debe encararse la coordinación entre diversas instituciones que participan en el ámbito de la política energética, sin perder de vista los objetivos sociales, ambientales y de seguridad energética. Esto ya es práctica en casi todos los países.
- Entre México, Argentina, Colombia, Brasil y Perú, las inversiones en ampliación de transporte se estiman en USD 15.000 millones para los próximos años. Esto permitiría cumplir con las metas de demanda interna y con los compromisos de exportación (Perú). Del total, Argentina y Perú representan el 70%.
- Ninguno de los países de la ALC plantean taxativamente la construcción de gasoductos de integración ni en el corto ni en el mediano plazo, salvo la finalización del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) en Argentina para recibir mayores volúmenes de gas de Bolivia.
- La tendencia se afirma hoy en la exportación-importación de GNL: por un lado, el liderazgo de Trinidad y de Perú y eventualmente de Venezuela, y por otro lado, la presencia de importantes consumidores regionales.
- El transporte “virtual” de GNL al interior de las regiones –mediante el transporte por camiones y barcas– brinda una oportunidad adicional para atender consumos más pequeños y puntuales, tal es el caso del GNL enviado por camiones en Chile y Ecuador. En Perú, hasta que se finalicen las conexiones a los gasoductos troncales que abastecen los principales centros de consumo, se prevé la utilización de GNL o GNC virtual. Estas tecnologías, de difundirse aún más, permitirían una mejor distribución del gas en el ámbito regional sin requerir grandes inversiones en la construcción de gasoductos.

Las referencias anteriores permiten afirmar que la utilización del gas natural en sus varios usos ya no se circunscribe solamente a aquellos países que tienen el recurso y las reservas para desarrollarlo y producirlo, y eventualmente exportarlo a los países vecinos. Los avances tecnológicos en materia de transporte de gas natural han ampliado las fronteras y el mercado, y hoy el gas natural puede exportarse por ductos, por barcos y por camiones en diferentes estados hasta su regasificación para el consumo.

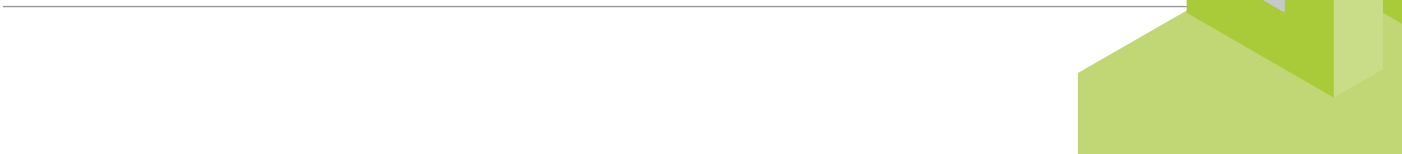
La región ha venido participando de estos cambios y viviendo una experiencia rica en materia de alternativas de estructuración de los

negocios, experiencia pública y privada, y alcance de la planificación. Todo ello para implantar o afianzar la industria del gas natural en algunos de los países.

Las diversas experiencias de las naciones en el desarrollo de la infraestructura de sus mercados de gas natural, permiten caracterizar tres desafíos para la región:

- El hecho de que se trata de un sector *greenfield*², que requiere de grandes inversiones de lenta maduración. El caso del desarrollo de Camisea en Perú es ilustrativo porque el país debía lidiar con la introducción de la cultura de consumo de gas natural, la necesidad de conectar consumos importantes para justificar la construcción de un ducto, y además realizar una ingeniería financiero/tarifaria que disminuyera el riesgo de una inversión importante en transporte y distribución.
- La necesidad de que el desarrollo de la infraestructura tenga el carácter de política de Estado. El compromiso de los gobiernos a través de los diversos mandatos es un factor que afianza el desarrollo sostenido, y da confianza a usuarios, operadores e inversores en las decisiones de largo plazo.
- Desarrollo sustentable y financiamiento. Este es un término amplio que agrega una visión social y ambiental a los aspectos técnicos y económicos. La experiencia en materia de aprobación de los estudios ambientales y sociales requeridos a lo largo de la vida de proyectos de esta naturaleza es disímil. Algunos de los problemas reseñados están relacionados con la lentitud y trabas burocráticas innecesarias y factores políticos, muchas veces, alejados de las realidades sociales. La presencia de las instituciones de crédito multilaterales en los proyectos de infraestructura, en general, facilita su implementación en varios sentidos. Por un lado, atraen financistas privados, exigen compromisos de los gobiernos, y requieren estudios ambientales y sociales aprobados, para el desembolso de los préstamos. De esta forma, el planeamiento del transporte pasa por una primera etapa la “estratégica” en consonancia con el objetivo más amplio de desarrollo sustentable. Luego por una segunda etapa en la que se define la necesidad que inversión en infraestructura se lleve adelante a partir de un negocio adecuadamente estructurado y sustentable en todos sus aspectos. El transporte no es solamente un nexo para desarrollar el mercado sino que también debe posibilitar, en el mediano y largo plazo, que los mercados sean competitivos.

² Por la expresión *greenfield* se entiende un sector con potencial alto de crecimiento, pero en el que es necesario realizar inversiones elevadas en infraestructura para crear y sostener un mercado. Se diferencia del sector maduro, en el que las inversiones son menos riesgosas, porque el mercado ya existe.



Introducción

En el presente documento se analiza la situación, perspectivas y desafíos del sector de transporte de gas natural en América Latina y el Caribe. El trabajo tiene como fin identificar experiencias exitosas en el desarrollo de este sector, tras la evaluación de las diversas prácticas realizadas por los países a tal fin y con la identificación de aquellos aspectos de las políticas energéticas que permitieron su consolidación. A su vez, se examina la situación de la integración regional a la luz de la realidad interna de los países y de los procesos de cambios tecnológicos del sector.

A tal fin, en el capítulo 1 se estudia el posicionamiento del sector en el mundo, frente a otras regiones y tomando en cuenta las diversas realidades de los países de América Latina y el Caribe. Se analizan los flujos de comercio por medio de gasoductos y vía GNL. Se ensaya finalmente una categorización de los países en función del grado de madurez del mercado de gas natural y su infraestructura de transporte disponible.

El capítulo 2 analiza las perspectivas de demanda de cada uno de los grupos identificados anteriormente, para establecer aquellos sectores que impulsarán el consumo como la generación eléctrica, el sector industrial, el transporte y los usos residenciales. En el capítulo 3 se realiza una descripción sobre las necesidades de recursos para infraestructura de gas en algunos países.

Posteriormente, se evalúan los obstáculos para el crecimiento ante la presencia o no de la infraestructura de transporte requerida. El rol de los subsidios y la eficiencia del servicio se tratan en el capítulo 5 del informe. En el capítulo 6 se analizan los cambios tecnológicos del sector, fundamentalmente a partir de las nuevas modalidades de integración y de transporte de gas, como así también a partir de las nuevas tecnologías para la producción de energía eléctrica.

Los capítulos 7 y 8 describen buenas prácticas relacionadas con la participación y gestión privada en la inversión en infraestructura de transporte, así como también la importancia que tiene el desarrollo del sector para generar oportunidades a proveedores nacionales.

Finalmente, el capítulo 9 presenta los desafíos del sector de transporte de gas natural a la hora del diseño de una política que promueva su desarrollo sustentable.

1

Capítulo 1

Posicionamiento del sector transporte de gas en América Latina

En los últimos 20 años todas las regiones del mundo, tanto las desarrolladas como las emergentes, exhibieron un constante incremento en el consumo de energía primaria. En términos globales, el consumo de estas energías creció un 2,4% anual entre 1990 y 2010 y un 1,1% si se consideran las magnitudes per cápita. En dicho lapso, el PIB mundial creció a un 3,4% anual, produciéndose de esa manera una caída en la intensidad energética a nivel global.

En las regiones, no obstante, la situación ha sido más heterogénea. En el Cuadro 1 (*ver p. 16*) se presenta la evolución del consumo primario de energía y del PBI per cápita, junto con una muestra de países comparables. Tal como se puede observar, el consumo de energía primaria por habitante ha aumentado de forma permanente en ALC a medida que aumentaban los niveles de ingresos per cápita. Entre 1990-2000 el crecimiento en el consumo puede caracterizarse como elevado en función de lo observado en otras regiones del mundo y en países que comienzan reformas estructurales en sus mercados energéticos domésticos (p.e.,Turquía) y en las economías más desarrolladas. A su vez, coincide con una época en que comienzan a materializarse las políticas destinadas a favorecer la integración de los mercados energéticos regionales en el ámbito de los hidrocarburos y electricidad.

Entre los años 2000-2010 el consumo energético de fuentes primarias descende su ritmo de crecimiento en ALC, aspecto que se verifica en varios bloques y economías, como Canadá, Australia, Polonia, y Corea del Sur. En suma, durante el lapso de los años 1990-2010 el consumo per cápita de energía en ALC se incrementó un 36%, mientras que en el mundo se hizo en un 13%. Corea del Sur, un país de rápida industrialización, incrementó en dos veces y media su consumo energético por habitante en relación a 20 años atrás.

Cuadro 1. Evolución del consumo primario de energía per cápita y del PBI per cápita³

Región/País	Consumo per cápita			PBI per cápita		
	1990-2000 (%)	2000-2010 (%)	1990-2010 (%)	1990-2000 (%)	2000-2010 (%)	1990-2010 (%)
ALC	1,8	1,3	1,5	3,6	4,1	3,8
Canadá	1,2	0,9	1,0	4,0	3,0	3,5
Australia	0,9	-0,1	0,4	4,4	3,8	4,1
Polonia	-1,8	0,9	-0,5	5,8	6,3	6,1
Turquía	3,1	2,4	2,8	3,9	5,1	4,5
Corea del Sur	6,7	2,6	4,7	7,7	6,1	6,9
OECD	0,8	-0,4	0,2	4,2	3,3	3,7
Unión Europea - 27	0,2	-0,2	0,0	3,8	3,3	3,6
Mundo	0,0	1,3	0,6	3,2	3,6	3,4

Fuente: elaboración con base en Fondo Monetario Internacional, OECD y British Petroleum (BP).

Por su parte, el consumo per cápita de gas natural en ALC ha aumentado a un ritmo del 3,3% anual entre 1990 y 2010, para superar el crecimiento de otras regiones como la Unión Europea, la OCDE y el total mundial, las cuales crecieron 1,5%, 1,8% y 1,1%, respectivamente. De esta manera, en la actualidad, el consumo de gas de ALC representa el 25% del consumo de energía en la matriz primaria, y supera en siete puntos porcentuales a la situación de 1990.

Cuadro 2. Evolución del consumo de gas natural per cápita y penetración en la matriz⁴

Región/País	Consumo per cápita			PBI per cápita		
	1990-2000 (%)	2000-2010 (%)	1990-2010 (%)	1990-2000 (%)	2000-2010 (%)	1990-2010 (%)
ALC	3,2	3,4	3,3	18	20	25
Canadá	0,8	2,6	1,7	23	22	27
Australia	0,8	2,8	1,8	18	17	23
Polonia	1,0	2,7	1,9	8	11	13
Turquía	13,7	9,0	11,3	6	17	32
Corea del Sur	19,0	8,1	13,4	3	9	15
OECD	2,3	0,7	1,5	20	23	25
Unión Europea - 27	2,8	0,8	1,8	18	23	26
Mundo	0,6	1,5	1,1	22	23	24

Fuente: elaboración con base en OECD y BP.

³ Se tomó el PBI en dólares expresado en Paridad de Poder de Compra (PPP, por sus siglas en inglés).

⁴ Porcentaje de consumo de gas sobre el total de energía primaria consumida.

De modo general, se observó la mayor penetración de gas en todo el mundo, a partir del aumento en el comercio regional de gas, en una primera instancia a través de la integración por gasoductos, y más recientemente con la introducción del gas natural licuado (GNL). El gas natural ha sido fundamental en las centrales térmicas, que han reconsiderado su uso a partir de la difusión a escala global de tecnologías de generación eléctrica más limpias y eficientes, que han estado sustituyendo combustibles más contaminantes como el carbón y derivados del crudo.

En este marco, las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en ALC se han incrementado conforme lo hizo el consumo energético. El Cuadro 3 muestra que los niveles de emisiones de CO₂ en ALC son sustancialmente menores a las que exhiben regiones y economías más industrializadas, que llegan a ser entre tres y cinco veces las correspondientes a ALC (véase Corea del Sur, OECD y Unión Europea). Al interior de ALC, las emisiones se encuentran concentradas en un 73% en México, Brasil, Argentina y Venezuela.

Cuadro 3. Evolución de las emisiones de dióxido de carbono

Región/País	Consumo per cápita (%)			PBI per cápita (%)		
	1990	2000	2010	1990-2000	2000-2010	1990-2010
ALC	2.2	2.6	2.9	1.5	1.1	1.3
Canadá	14.9	14.6	15.4	-0.2	0.6	0.2
Australia	16.2	18.0	17.1	1.0	-0.5	0.3
Polonia	10.2	8.2	8.6	-2.2	0.5	-0.9
Turquía	2.5	3.4	4.0	2.9	1.8	2.3
Corea del Sur	5.9	11.2	14.6	6.5	2.7	4.6
OECD	11.9	12.6	11.8	0.5	-0.6	0.0
Unión Europea - 27	9.5	9.0	8.4	-0.6	-0.7	-0.6
Mundo	4.3	4.2	4.8	-0.2	1.4	0.6

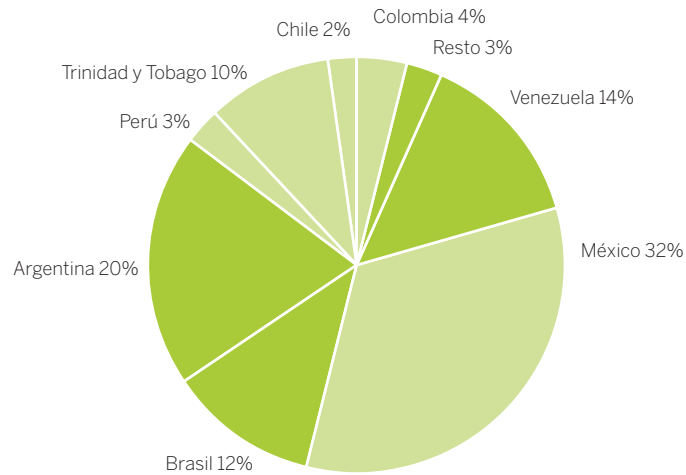
Fuente: elaboración con base en OECD y BP.

En relación con el consumo de gas natural, tal como se muestra en el Gráfico 1 (*ver p. 18*) el mayor consumidor es México, con casi un tercio de toda la región, seguido por Argentina, Venezuela y Brasil. Existen otros consumidores importantes, cuya demanda ha crecido continuamente en los últimos años, como Trinidad y Tobago y Perú⁵ que son países exportadores de GNL, y Colombia que presenta un mercado con importante infraestructura de transporte y distribución. Las reservas probadas de gas de la región se encuentran fundamentalmente en Venezuela (69%), mientras el restante 31% está atomizado.

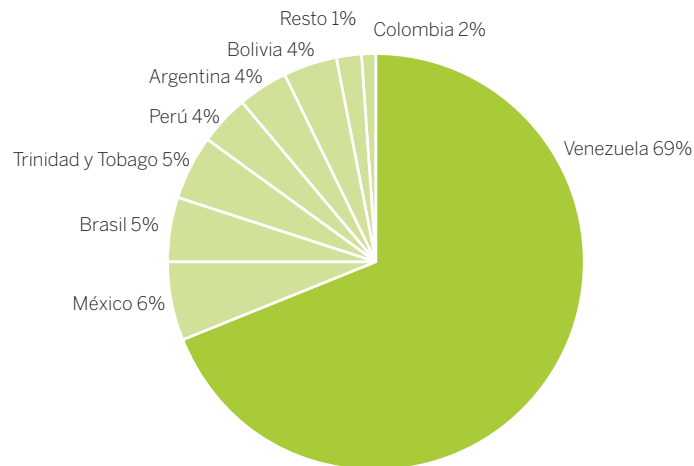
⁵ Existe una importante diferencia entre ambos, ya que el gas natural es el 90% del consumo primario de energía en el caso de Trinidad y Tobago, mientras que en Perú alcanzó el 27% en el 2010.

Gráfico 1. Distribución de las reservas probadas y del consumo de gas natural en América Latina y el Caribe (2010)

Consumo



Reservas



Fuente: elaboración con base en British Petroleum.

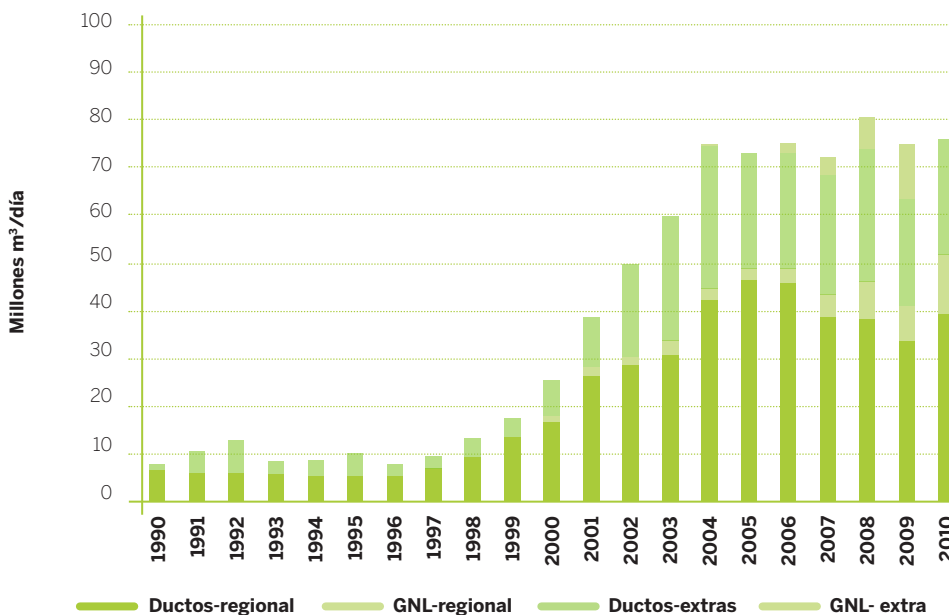
En el Cuadro 4 (*ver p. 20*) se observa grafica la evolución del consumo total de gas en ALC así como también las importaciones por medio de gasoducto y GNL. Se observa que en los últimos 10 años la región ha incrementado el consumo de gas en 70.000 MM m³. Dicho aumento se explica, en un 84%, por el mayor consumo de México, Argentina, Brasil y Trinidad y Tobago. No obstante, salvo Chile, todas las economías han incrementado el consumo del fluido en dicho período. Inclusive el comercio regional de gas por medio de gasoductos se incrementó fuertemente hasta el año 2005 (cuando alcanzó los 27.300 MM m³) a partir del cual comenzó a decaer para ser desplazado por la importación de GNL.

Este menor intercambio de gas por medio de gasoductos fue consecuencia de diversos planes de integración energética regional que quedaron cortos en un contexto de alto crecimiento y demanda de gas en la región. En la actualidad, las importaciones representan el 20% del consumo de ALC, y casi el 40% de las importaciones de la región son de GNL⁶.

La situación en el mundo, por su parte, muestra tendencias similares a ALC en cuanto a la mayor participación del GNL en las importaciones totales del fluido, en detrimento del gas transportado mediante gasoductos. En el año 2000, las importaciones mediante gasoductos eran el 30% del consumo global de gas, mientras que en la actualidad han disminuido al 24%. Las importaciones de GNL incrementaron en el mismo lapso su participación del 8% al 10% (ver Cuadro 4, p. 20).

Los Gráficos 2 y 3 (ver p. 22) permiten observar la evolución del comercio de gas natural en la región y cómo ha evolucionado el comercio bilateral en los últimos 20 años. En el primer gráfico se observa que hasta 2005 aproximadamente dos tercios del comercio de gas en ALC era interregional, mientras que el tercio restante correspondía a las importaciones por gasoducto de México desde Estados Unidos. A partir de dicho año comienza a caer la participación del comercio intrarregional de gas por gasoductos (menores exportaciones de gas hacia Chile que tienen como contrapartida priorizar el abastecimiento interno en Argentina) y comienza a observarse una mayor presencia del suministro via GNL básicamente extrarregional. En la actualidad el 50% del comercio es intrarregional, con un peso del GNL de la región del 12% sobre el comercio total, mientras que el GNL extrarregional representa el 27%.

Gráfico 2. Importaciones regionales y extrarregionales vía gasoducto y GNL



⁶ De los 14.900 millones m³ de GNL importado por ALC en 2010, el 34% provino de países de la región: Trinidad y Tobago exportó a la región por 4.600 millones m³, mientras que Perú lo hizo en 400 millones m³.

Fuente: Elaboración con base en BP y EIA.

Cuadro 4. Consumo total de gas natural, importaciones vía gasoductos y GNL (en 1.000 millones m³)

Región/País	Consumo total	2000	
		Impo. gasoducto	Impo GNL
ALC	123,3	9,1	0,4
México	36,9	2,9	-
Argentina	29,9	-	-
Brasil	8,5	2,2	-
Chile	5,8	4,1	-
Colombia	5,3	-	-
Ecuador	0,3	-	-
Perú	0,3	-	-
Trinidad y Tobago	9,5	-	-
Venezuela	25,1	-	-
Resto	1,6	0,04	0,4
Impo. gasod./Cons.total	7%		
Impo. GNL/Cons.total	0,3%		
Impo. totales/Cons.total	8%		
Mundo	1.769,5	534,8	132,8
Impo. gasod./Cons.total	30%		
Impo. GNL/Cons.total	8%		
Impo. Totales/Cons.total	38%		

Fuente: elaboración con base en BP.

Los flujos de comercio de gas en la región se multiplicaron por ocho en los últimos 20 años, hasta alcanzar en la actualidad los 53 MM m³/día, contemplando el comercio por gasoductos y de GNL. Durante la década de 1990 existió exclusivamente el comercio mediante gasoductos, con al Cono Sur como principal actor (Argentina y Bolivia al inicio, y Chile y Brasil con posterioridad). En esos años, el gas se convirtió en la fuente de producción que lideraba las expansiones nacionales y la integración energética.

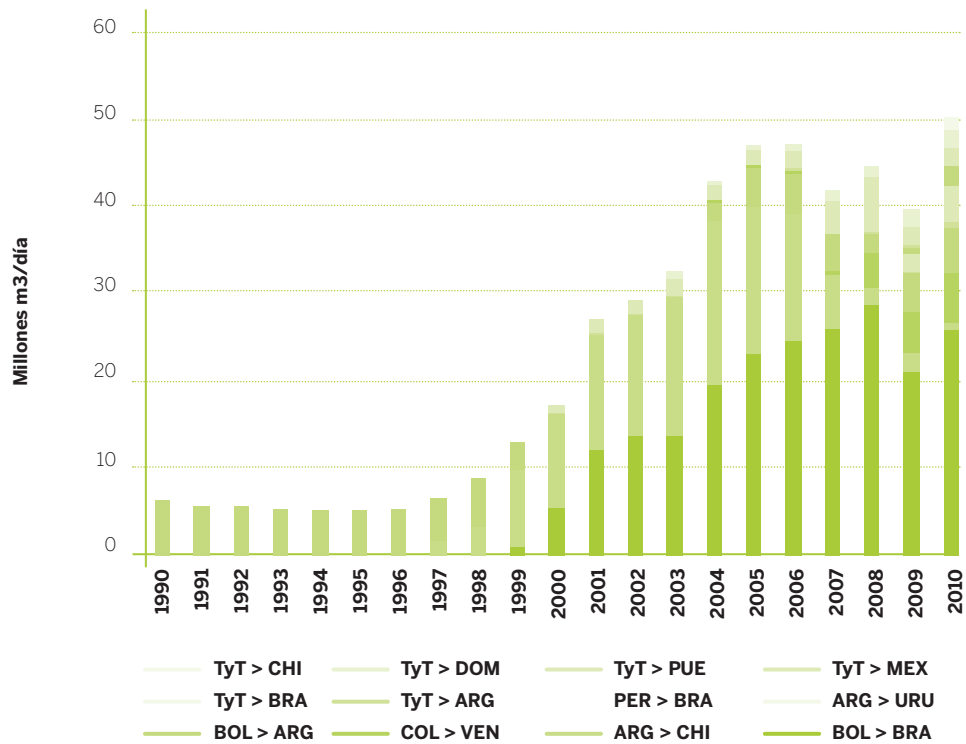
El posterior desarrollo de Trinidad y Tobago como un importante productor y exportador de GNL permitió que se incrementaran los flujos de comercio de gas en la región, aspecto que se consolida en los últimos años. La cercanía geográfica con Trinidad permitió a su vez el desarrollo de proyectos de generación eléctrica en República Dominicana y Puerto Rico, contando para ello con el GNL de Trinidad. Posteriormente, surgieron otros mercados regionales para Trinidad, como los de Argentina, Brasil y Chile, y un nuevo jugador se incorporó recientemente a la escena como productor y exportador de GNL: Perú.

2005			2010		
Consumo total	Impo. gasoducto	Impo GNL	Consumo total	Impo. gasoducto	Impo GNL
159,1	27,3	0,9	194,9	23,7	14,9
48,5	10,1	-	62,0	9,4	5,7
36,4	1,7	-	39,0	1,8	1,8
17,7	8,8	-	23,8	9,8	2,8
7,5	6,5	-	4,2	0,3	3,1
6,0	-	-	8,2	-	-
0,3	-	-	0,4	-	-
1,4	-	-	4,9	-	-
13,6	-	-	19,8	-	-
24,7	-	-	27,6	2,2	-
2,9	0,1	0,9	5,0	0,1	1,6
17%			12%		
1%			8%		
18%			20%		
2.511,2	532,7	188,8	2.858,1	677,6	297,6
21%			24%		
8%			10%		
29%			34%		

En la actualidad, Bolivia representa el 62% de las exportaciones de gas que se efectúan dentro de ALC por ducto, Trinidad representa el 24% con GNL, mientras que el 14% restante corresponde a las exportaciones de Colombia, Argentina (mediante gasoductos) y Perú (mediante GNL).

No obstante este panorama, el mercado regional es muy dinámico y cambiante, y se esperan cambios en la estructura actual a medida que se incorporen nuevos exportadores de GNL (Venezuela, y muy posiblemente Brasil) y otros países consoliden su posición importadora de GNL (Argentina, México, Chile, Brasil), tomando en cuenta la reciente multiplicidad de proyectos de regasificación. En cuanto al comercio intraregional por ductos no cabe esperar cambios significativos en cuanto a las interconexiones existentes, aunque sí es de mayor probabilidad que se incrementen o al menos se mantengan los volúmenes (sobre todo se esperan mayores envíos de Bolivia a Argentina).

Gráfico 3. Flujos de comercio intrarregional de gas en América Latina y el Caribe



Fuente: elaboración con base en BP y EIA.

Finalmente, en el Cuadro 5 se presentan los países de ALC clasificados en cinco grupos, según la madurez de su mercado de gas natural. La categorización realizada responde a parámetros relativos como si el grupo de países tienen un consumo significativo del recurso, si existen reservas de gas y si se encuentra desarrollada la infraestructura de transporte. Esta clasificación permitirá analizar las tendencias del bloque y estimar las necesidades según las diversas realidades existentes (ver Cuadro 5).

7 En el cuadro no se incluye una categoría correspondiente a los países que no han consumido gas y que son los países correspondientes a la región de las Antillas Menores (a excepción de Trinidad y Tobago – véase grupo # 3), Costa Rica, El Salvador, Guayana Francesa, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Nicaragua, Paraguay y Surinam. Como Antillas Menores se consideran Antigua y Barbuda, Barbados, Dominica, Guadalupe, Granada, Martinica, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y las Granadinas, y Santa Lucía. En el caso de Barbados es importante aclarar que hasta 2008 tuvo producción y consumo de gas por 29 MM de m³.

Cuadro 5. Clasificación de los países de América Latina y el Caribe según madurez del mercado de gas natural⁷

Descripción/ Grupo	País	Características de la infraestructura de transporte	Recursos de gas	Penetración del gas en la matriz consumo de gas / consumo primario de energía (%)
#1 <i>"Infraestructura de Transporte y Mercado Doméstico Maduros"</i>	Argentina	Mediano/Alto desarrollo	Significativa producción doméstica en relación con el consumo. Pozos maduros, exploración en pozos no convencionales.	Alta participación. Entre 25-50% del consumo de energía primaria.
	Brasil			
	Colombia			
	México			
#2 <i>"Parcial desarrollo de Infraestructura de Transporte, con potencial gasífero"</i>	Perú	Greenfield. Desarrollo reciente según descubrimientos. Proyectos trunco de integración (Venezuela)	Significativa producción doméstica en relación con el consumo. Actividad exploratoria en pozos convencionales.	Medio a alto en el caso de Venezuela.
	Venezuela	Lento desarrollo del mercado interno de gas.		
#3 <i>"Infraestructura de Transporte destinada principalmente a la exportación de gas"</i>	Bolivia	Escaso desarrollo para el mercado interno. T y T tiene baja extensión de gasoductos por sus dimensiones aunque importantes inversiones en licuefacción.	Potencial de recursos gas, aunque baja proporción de reservas probadas/ producción. En el caso de TyT la proximidad con Venezuela amplía su base de recursos.	Alta para T y T (90% del consumo de energía primaria), menor al promedio de la región en Bolivia (20%).
	Trinidad y Tobago			
#4 <i>"Bajo desarrollo del mercado con autoabastecimiento"</i>	Cuba	Escasa; poca tradición en producir gas en cantidades significativas.	Bajo nivel de producción en relación con las reservas (1% de las reservas de ALC).	Muy bajo. En ambos casos, la matriz está concentrada en derivados del crudo (70% en promedio).
	Ecuador			
#5 <i>"Parcial desarrollo de la Infraestructura de Transporte doméstico, con dependencia del gas importado"</i>	Operativos:	Realizada en función de las necesidades de importación.	Nulos a escasos. Solo reservas probadas en Chile (1% de las reservas de la ALC) que es el único que tiene producción (20% del consumo en promedio última década)	Baja, aunque con potencial.
	Chile			
	Uruguay			
	Puerto Rico			
	República Dominicana			
	Proyectados:			
	Panamá			
Jamaica				

Fuente: elaboración propia.



Capítulo 2

Prospectiva de la demanda de gas natural e integración gasífera en la región

Los diversos pronósticos existentes acerca de la evolución de largo plazo de la demanda de gas natural en ALC auguran un importante crecimiento a partir de diversas fuerzas y tendencias que harán que dicho combustible tenga un mayor peso en la matriz energética regional. Tal como se vio anteriormente, la región cuenta con importantes volúmenes de reservas comprobadas de gas natural, tomando en cuenta los volúmenes que dispone Venezuela.

Se espera que la demanda de gas natural en ALC se expanda al 3% anual hasta 2025, lo que significa un crecimiento del 60% entre 2010 y 2025. El crecimiento estará liderado por la expansión de la demanda de los países del Grupo 2 (Brasil, Perú y Venezuela), es decir aquellas naciones con potencial de recursos y menor desarrollo de infraestructura de gas. La demanda se expandirá al 5% anual, a partir del crecimiento esperado en el sector exportador (Venezuela) y en el mayor consumo de los sectores eléctricos, industriales y el sector petroquímico (Brasil principalmente y Perú en segundo término).

Los países con mercados maduros de gas natural (Grupo 1) mostrarán un crecimiento conjunto de la demanda del 2% anual, a partir del mayor consumo del mercado interno, principalmente por parte de los sectores industriales (en todos los países que lo componen) y del sector eléctrico; de esta manera este bloque disminuirá su peso en la demanda regional de gas del 52% en 2011 al 46% en 2025. Este bloque de países se perfila como importador neto de gas sea por gasoductos o GNL en el mediano plazo (**ver Cuadro 6, p. 26**)

En el Grupo 3, se espera que el crecimiento del sector exportador sea menor al de la década pasada, aunque es importante resaltar que el desempeño de este grupo de países está sujeto a una importante incertidumbre debido al nivel de recursos gasíferos que presentan. Ambos países contemplan expandir sus exportaciones en el tiempo y

Cuadro 6. Demanda acumulada de gas natural y reservas probadas, por grupos en (TCF)

	Demanda acumulada (2011-2025)	Reservas probadas (2010)	Dem. acum / Res. probadas
Grupo 1	92	34	2,7
Grupo 2	56	220	0,3
Grupo 3	37	23	1,6
Grupo 4	1	3	0,4
Grupo 5	7	3	2,1
Total	193	283	0,7

Fuente: elaboración propia con base en BP y EIA.

que las inversiones en el *upstream* y el desempeño exploratorio permitan cumplir con los planes.

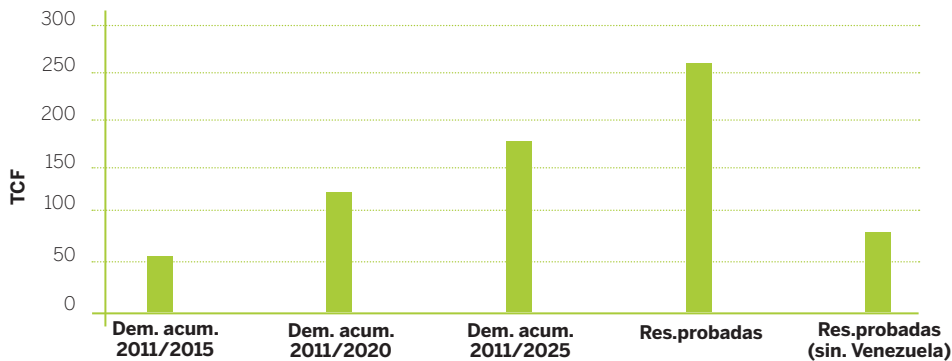
El Grupo 4 mantendrá un consumo de gas relativamente estable, con un crecimiento anual del 3%. En el caso de Ecuador se espera que los consumos residenciales e industriales penetren lentamente.

El Grupo 5, con consumo relativamente bajo en relación al total, mostrará una importante dinámica a partir del mayor consumo previsto en Chile y los proyectos de regasificación a operar en Uruguay, Jamaica y Panamá.

A nivel regional se espera que la demanda exhiba un fuerte incremento a partir de la segunda mitad de la presente década, cuando se agreguen 67 TCF a la demanda acumulada entre 2011 y 2015 de 54 TCF. Mientras que se proyecta que se agreguen otros 72 TCF en 2021 y 2025. En la actualidad las reservas probadas de gas en la región totalizan 283 TCF, incluyendo el *stock* probado de gas de Venezuela, que es fundamentalmente gas asociado y su reinyección es importante para mantener la producción de crudo. Tomando en cuenta a este país, las reservas actuales superan en 50% la demanda acumulada en 15 años; no obstante, excluyendo a Venezuela las reservas probadas son 25% inferiores a la demanda acumulada en los próximos 10 años (*ver Gráfico 4*).

De todos modos, el principal bloque consumidor tiene una relación de reservas probadas a demanda acumulada muy inferior. De la misma manera, es para destacar lo observado en el grupo de países exportadores (Grupo 3), en el que las reservas probadas actuales mostrarían una potencial inconsistencia entre sus planes de exportación y sus recursos internos. Esta incertidumbre, acerca de la producción y de los recursos que pueden convertirse en reservas probadas para utilizar en el mediano plazo, es un elemento a destacar en la dinámica futura de los mercados consumidores. Debe subrayarse el potencial de Venezuela de convertirse en líder regional mediante sus proyectos de exportación de GNL que se encontrarían operativos a partir de la segunda mitad de 2015 y, para los cuales consorcios multinacionales están explorando en la región. Tanto

Gráfico 4. Demanda acumulada de gas natural y reservas probadas.
Total regional



Fuente: elaboración con base en BP y EIA.

Brasil como Argentina tienen el potencial de expandir fuertemente su oferta interna del fluido a partir de los nuevos descubrimientos en el área del pre-sal y del gas no convencional, respectivamente.

Brasil plantea añadir significativos volúmenes de gas provenientes de campos *offshore* los cuales, una vez licuefaccionados, serían ingresados al mercado. Si bien aún no está magnificado de manera precisa el volumen de gas proveniente del pre-sal, algunos especialistas auguran que Brasil podría lograr el autoabastecimiento en el largo plazo. En el caso de Argentina, la producción y reservas de los yacimientos tradicionales ha venido cayendo en forma sostenida; no obstante, el país cuenta con una aparente cantidad de reservas de gas no convencional (gas de arenas compactas y gas de esquistos) que permitiría ampliar fuertemente su horizonte de producción, pero este es un proceso que necesita todavía consolidarse. México iniciará la exploración en aguas profundas en el Caribe. Trinidad y Tobago y Venezuela firmaron un acuerdo de unificación de los yacimientos de gas que comparten ambos países para llevar a cabo su explotación conjunta⁸.

En términos generales, ALC mostró recientemente un importante ciclo de crecimiento que se estabiliza en los últimos años, pero puede reiniciarse con el incremento de la exploración.

La región posee una importante dotación de recursos energéticos renovables, destacándose la capacidad de generación hidroeléctrica que representa el 21% de la capacidad mundial y el 63% de la oferta eléctrica total de ALC. No obstante, la matriz eléctrica se está diversificando con un peso cada vez mayor del gas, el cual es un combustible más limpio entre los de origen fósil. A su vez, las nuevas tecnologías que generan energía a partir de gas natural, como son las centrales térmicas de Ciclo Combinado (CC) han tenido una importante difusión gracias a que su

⁸ Campo Lorán-Manatee, que se ubica a lo largo de la frontera marítima entre ambos países.

eficiencia ha posibilitado disminuir los costos unitarios de generación. Brasil es el segundo país en el mundo con mayor generación a base de centrales hidroeléctricas, y donde el perfil de la demanda de gas por parte de la generación eléctrica se encuentra condicionado por los problemas que existen para construir nuevas centrales hidroeléctricas (otorgamiento de concesiones). Esto abre la posibilidad de introducir más centrales térmicas. En la planificación energética de Petrobras, el 13% del incremento de la demanda de gas natural entre 2011-2020 tendrá como destino la generación eléctrica.

El gas natural es la mejor respuesta al cambio climático en el entorno de los combustibles fósiles, y mantendrá su posición en la matriz energética. Así, México espera que prácticamente el 60% del incremento de la demanda de gas natural entre 2011 y 2025 sea absorbido por nuevas centrales de CC. Como se desprende del Cuadro 7, los CC implican un menor costo unitario para la generación en relación con otras tecnologías, y dentro del grupo de tecnologías que generan con combustibles, es el de menor emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Esto último representa un importante potencial para el desarrollo del gas en el sector en tanto los países de ALC adopten políticas que preserven el medio ambiente.

Cuadro 7. Costos unitarios, GEI y tiempo de construcción por tipo de generación, en México

	Costo unitario* USD/MWh	Emisiones de GEI Ton CO ₂ eq /MWh	Tiempo de construcción Años
Ciclo combinado	74	0,4	2,5
Hidroeléctrica	76-116	-	4-6
Carbón	80	0,8	3,5
Geotérmica	82	-	2,25
Nuclear	84	-	8
Eólica	110	-	1
Turbogás	152	0,7	1

*Costos de inversión más operación

Fuente: Secretaría de Energía de México (SENER).

Argentina y Colombia no incrementarán el consumo del gas en la generación eléctrica. En el primer caso, Argentina, la escasez interna del fluido ha generado el uso de combustibles alternativos (diesel, fuel y carbón) y el GNL en la generación. El futuro de la energía eléctrica incremental en el país estará signado por nuevos proyectos hidroeléctricos, eólicos, y posiblemente de nueva potencia nuclear. En Colombia, nuevos proyectos hidroeléctricos generarán una menor dependencia del gas en la generación térmica.

En países como México y Perú, la radicación en determinadas zonas de centrales térmicas con base de gas ha respondido a múltiples objetivos como servir de “ancla” para la construcción de un gasoducto que facilitó la construcción de las obras requeridas para llevar gas natural a consumos residenciales, comerciales y pequeños industriales. Este camino, seguramente continuará para el desarrollo de los gasoductos Sur (hacia Cuzco y el puerto de Ilo) y Norte (Chimbote-Trujillo) en Perú que necesitan de consumos “anclas” importantes, como la generación eléctrica, para viabilizar económica y financieramente los emprendimientos.

En la región también ha sido muy importante la provisión de GNL con destino a la generación eléctrica. A principios de la década pasada con las plantas de regasificación de República Dominicana y Puerto Rico, se inaugura una etapa de uso de este combustible en el sector eléctrico. Posteriormente, los proyectos se han multiplicado en el Cono Sur. La posibilidad de acceder al GNL por medio de la generación eléctrica permite cumplir con los objetivos de seguridad energética, en tanto la provisión mediante GNL es flexible y permite su uso fundamentalmente en los picos de generación.

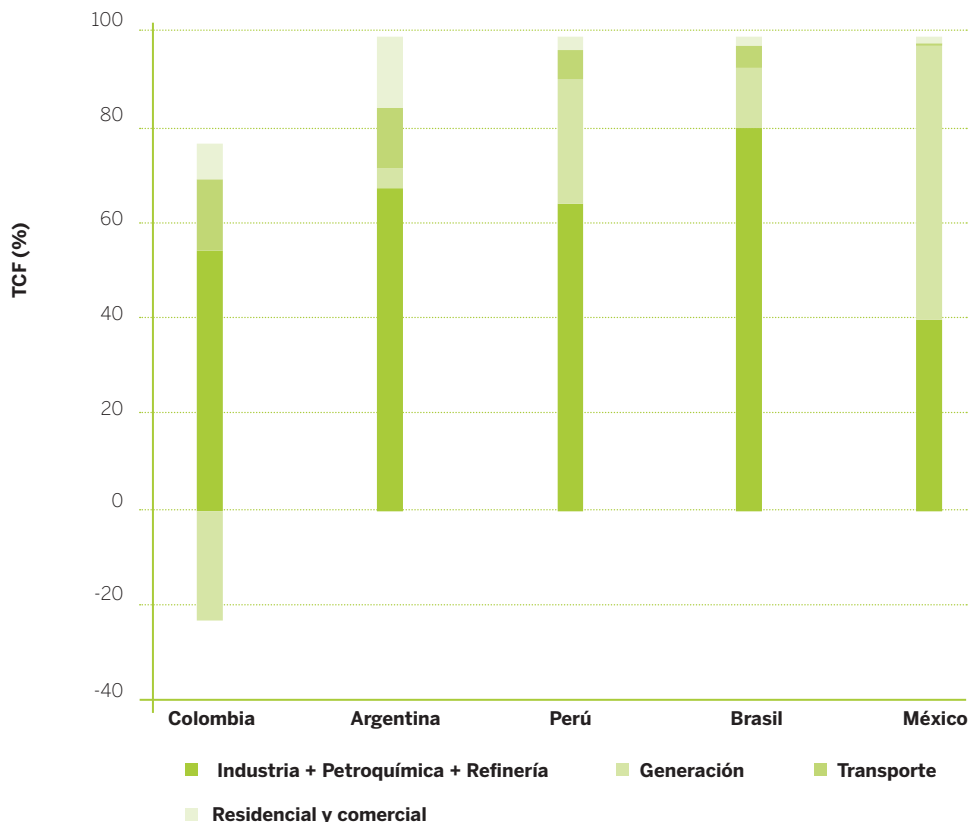
El importante crecimiento experimentado por la región en los últimos años ha sido fuente para el mayor crecimiento de los sectores industriales, potenciados por los procesos de reindustrialización de los que la mayoría de los países de ALC han gozado. Las nuevas señales provistas por el comercio internacional (aumento de precio de los *commodities* agrícolas, minerales y energéticos, como así también el aumento del comercio intra y extra regional) han permitido una importante expansión de estos sectores. Este escenario generó nuevas oportunidades en torno a las actividades mineras y petroquímicas. Ramas más pesadas como la siderúrgica y automotriz, y sectores no transables como la construcción, han elevado considerablemente su demanda de gas natural.

El mayor consumo de gas que realizarán sectores como la petroquímica y la refinería son en parte planeados por las grandes empresas energéticas nacionales. Por ejemplo, en Brasil, el 48% de la demanda incremental de gas entre 2011 y 2020 será explicado por el mayor consumo de gas en el sector refinería⁹, mientras que un 29% será absorbido por el sector industrial (incluye petroquímica). En México, por su parte, el 19% del incremento del consumo interno de gas natural entre 2011 y 2025 responderá a la mayor demanda de refinerías.

También en Perú, la gran disponibilidad de gas natural para el mercado interno, sumado a la nueva infraestructura de transporte proyectada, permitirán que nuevas actividades industriales diversifiquen su consumo energético. De esta forma se espera que el sector industrial y el petroquímico representen conjuntamente la mitad del incremento en la demanda de gas en 15 años. El sector petroquímico peruano recién comenzaría a consumir gas natural a partir de 2013. En el Gráfico 5 (*ver p. 30*) se pueden ver las anteriores relaciones y aspectos adicionales de la dinámica del consumo interno de gas en algunos de los mercados más importantes de ALC.

⁹ Además de su uso en actividades de E&P y en compresión en gasoductos.

Gráfico 5. Descomposición de la variación del consumo interno de gas natural (2010-2025)¹⁰



Fuente: elaboración con base en Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Petrobras, SENER y estimaciones propias.

El consumo de gas natural en el sector residencial es relativamente bajo en ALC. Sólo Argentina y Colombia exhiben un importante mercado de consumo, a partir de políticas para la masificación del consumo de gas por red. El consumo de gas natural por redes depende en la mayoría de los países de ALC de la competencia con el Gas Licuado de Petróleo (GLP). En el caso de México, la penetración del gas de red en este sector es aún baja: en el consumo energético residencial el gas representa el 6% del consumo, mientras que el GLP es el 50%. En este país el consumo residencial de GLP está subsidiado, mientras que ello no ocurre con el gas de redes.

En otros países como Venezuela, Bolivia, Ecuador e inclusive Argentina, el GLP para uso residencial ha gozado también de subsidios. En el Cuadro 8 se presentan para algunos países de ALC, el costo del GLP y la tarifa de gas natural para el sector residencial. Nótese la gran dispersión que se presentan en los costos de provisión de ambos energéticos a lo largo de los países; en particular, gran parte de los países subsidian el consumo de GLP, estableciendo su precio y/o exenciones impositivas, entre otras medidas.

¹⁰ Para Brasil, corresponde al período 2010-2020.

Cuadro 8. Precio del GLP y tarifa residencial de gas natural (en millones de USD/BTU)

País	GLP	GN
Venezuela	1.4	-
Ecuador	2.2	-
Bolivia	6.3	2.0
Colombia	6.3	10.7
Argentina	8.0	1.9
Costa Rica	8.4	-
Paraguay	11.3	-
México	12.5	11.2
Chile	15.5	42.3
Uruguay	20.2	10.0
Brasil	24.6	66.8
Perú	24.7	5.4

Fuente: elaboración propia con base en fuentes oficiales.

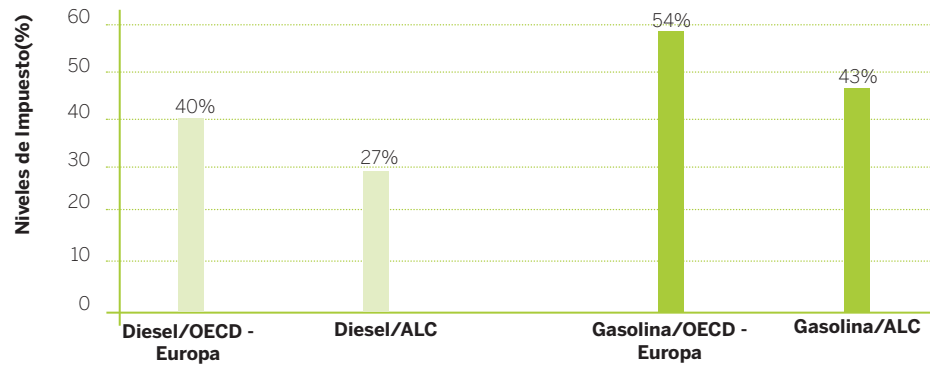
En el sector transporte, las emisiones de CO₂ generadas por el consumo de gas natural comparadas con las de diesel o gasolina en vehículos son entre 20% y 30% menores y entre 70% y 90% en reducción de monóxido de carbono. La penetración del gas natural en la matriz del transporte depende fuertemente de los precios relativos. Así como también de los subsidios estatales (a la conversión a gas natural vehicular, por ejemplo), de la infraestructura de transporte público, entre otros.

En Argentina, el gas natural vehicular (GNV) es utilizado desde la década de 1980, y actualmente se ha intensificado a partir de su bajo precio en relación a sus sustitutos, si bien su uso no está difundido en el transporte público. Perú, por ejemplo, ha puesto en marcha un agresivo plan para la conversión de automóviles a GNV, financiando los equipos y manteniendo tributos a los combustibles tradicionales (gasolinas y diesel) en función de su grado de contaminación¹¹. En Brasil, por ejemplo, el GNV compite con el alcohol, que es un combustible limpio y de uso ampliamente difundido en el país, y el crecimiento que tuvo en su inicio se detuvo a raíz de una relación precio alcohol-GNV más beneficiosa para el primero.

El futuro de la integración en ALC depende en buena medida de las políticas de precios de la energía y de la coordinación entre países en un contexto de modelos regulatorios disímiles existentes. La integración por gasoductos está comprometida y la tendencia en ALC es la creación de plantas de regasificación de GNL que eviten ciertos riesgos en la seguridad de suministro bilateral. Esto trae consigo un abastecimiento menos incierto en el suministro.

¹¹ En términos generales, la tributación de combustibles líquidos (gasolina y diesel) es más baja en ALC que en países desarrollados como la OECD y Europa, tal como se desprende del Gráfico 6. Aquí se observa que, en promedio, en ALC el 27% del precio final del diesel corresponden a impuestos, mientras que en OECD y Europa es del 40%; en gasolinas es del 43% y 54%, respectivamente.

Gráfico 6. Tributación de combustibles líquidos. ALC vs OECD y Europa. Porcentajes sobre precios finales



Fuente: elaboración con base en CEPAL.

No obstante, hay que destacar que la complementariedad energética entre países y regiones ofrece oportunidades para la coordinación de esfuerzos nacionales y regionales. Aún persiste potencial para la integración regional en la perspectiva de sectores y de nuevos descubrimientos de gas. Por ejemplo, existe un cúmulo de interconexiones que no se están aprovechando, sobretodo en el Cono Sur. Potenciar el anillo gasífero entre Argentina, Bolivia, Chile y Perú podría ser altamente beneficioso para la región, para lo cual se requiere de una mayor coordinación entre los Estados y de seguridad sobre los flujos de gas natural intercambiados entre los países.



3

Capítulo 3

Evaluación de la brecha de infraestructura de transporte de gas natural en América Latina

La brecha de infraestructura de transporte de los países de ALC se estima a partir de las perspectivas de oferta y demanda, y de la brecha existente entre la dotación de infraestructura actual y lo requerido para hacer frente al consumo futuro. En el Cuadro 9 (*ver p. 37*) se resumen los principales resultados obtenidos por país. En particular, se destacan los siguientes aspectos:

Países que presentan un importante mercado de gas natural como Argentina y Venezuela, se han encontrado en el último tiempo con déficit de abastecimiento muy significativos. Estos países se encuentran realizando obras para la ampliación de la capacidad de transporte, aunque éstas se encuentran rezagadas en relación con el calendario original en que fueran previstas. No obstante, el requisito de inversiones es significativo en ambos casos: en Argentina para disminuir la congestión que se produce en el anillo del Gran Buenos Aires (GBA) y alimentar nuevas regiones (Noreste Argentino–NEA), se necesitan vías para incrementar el gas recibido desde Bolivia a través del gasoducto GNEA –ya en construcción–, de la importación de GNL y de los múltiples proyectos de regasificación que tiene previstos (ver Anexo 1); y en Venezuela se requieren cuantiosos desembolsos para cumplir los objetivos del Plan Nacional de Gasificación, previo a lo cual se deben desarrollar sus campos gasíferos.

Entre México, Argentina, Colombia, Brasil y Perú, las inversiones en ampliación de transporte se estiman en USD 15.000 millones para los próximos años. Esto permitiría cumplir con las metas de demanda interna y con los compromisos de exportación (Perú). Del total, Argentina y Perú representan el 70%. A esta altura es importante destacar el carácter de “Estado” que tienen las inversiones en capacidad de transporte en ALC y de toda la planificación del sector. En el futuro, se vislumbra una continuación de este proceso en que los Estados, mediante sus empresas públicas, continuarán teniendo un papel preponderante en la planificación del sector transporte de gas. En el caso de Argentina, Enarsa, empresa

creada por el Estado Nacional, será la encargada de construir y operar el gasoducto GNEA. En la actualidad dicha empresa comercializa todo el GNL.

Ninguno de los países de ALC plantean taxativamente la construcción de gasoductos de integración ni en el corto ni en el mediano plazo. Sólo Bolivia, luego de la construcción de un ducto menor de alta capacidad para incrementar los envíos de gas hacia Argentina, plantea la posibilidad de realizar obras para incrementar la capacidad de envíos a Brasil. No obstante, es una posibilidad actualmente remota. Su problema principal es desarrollar y producir a tiempo todo el gas comprometido en su contrato con Argentina.

La tendencia se afirma hoy en la exportación-importación de GNL: el liderazgo de Trinidad y de Perú en la región permitirá que importantes consumidores de GNL como México, Argentina, Brasil, y países centroamericanos y del Caribe (Puerto Rico, República Dominicana, Panamá y Jamaica) continúen siendo importantes clientes. Eventualmente, y a mediano plazo, Venezuela puede generar capacidad de licuefacción y un mercado consumidor de su GNL en ALC.

También hay una nueva modalidad conocida como transporte “virtual” –cuando no es por ductos– que lleva consigo modalidades de distribución del GNL a menor escala, y que posibilitan atender consumos más pequeños y puntuales. Por ejemplo, en Chile, recientemente se inauguró la distribución al interior del país del GNL mediante camiones. En particular una parte del GNL que arriba a la terminal de regasificación de Quintero es transportada por vía terrestre a la región de Bio Bio y allí es regasificado (en unidades de regasificación pequeñas) y utilizado por industrias.

Por otra parte, si bien se desestimó la construcción del gasoducto URUPABOL, existe la posibilidad de que Paraguay se abastezca de GNL mediante barcos que transiten por la hidrovía Paraguay-Paraná. En Ecuador fue puesta en operaciones recientemente una planta que licuefacta gas de recientes descubrimientos, el que luego es transportado para el consumo industrial. En Perú, hasta que se terminen por conectar a los gasoductos troncales los ramales que abastecen los principales centros de consumo, se prevé utilizar GNL o GNC inicialmente.

Estas tecnologías, de difundirse aún más, permitirían universalizar el gas en países de menor demanda, sin requerir grandes inversiones en la construcción de gasoductos. Los consumos aislados y puntuales tienen un gran potencial de ser cubiertos a partir de estas nuevas modalidades **(ver Cuadro 9).**

Cuadro 9. Prospectiva de los mercados e infraestructura de gas natural en América Latina y el Caribe

País	Aspectos salientes prospectiva demanda y oferta de gas natural	Carácter de la brecha (transporte y gas)
México	<p>Demanda: crecimiento más moderado que década pasada. Principal <i>driver</i> : la generación térmica (6% vs 2% proyectado hasta 2025). Se mantienen las exportaciones a EEUU (menores a impo).</p> <p>Oferta: nivel de producción doméstica sujeto a éxito/fracaso exploración <i>offshore</i>. Menor crecimiento que la demanda. Importaciones crecientes (25% de la oferta en 2025) sobretodo de GNL.</p>	<p>Fuerte aumento de los costos logísticos por saturación de la red de gasoductos en el ultimo tiempo.</p> <p>Se busca incrementar capacidad para mejorar confiabilidad. Establecer consumos "ancla" con doble objetivo: incrementar consumos residenciales en algunas regiones y abastecer de gas a centrales de CC. Ductos para llevar cantidades crecientes de gas regasificado de terminales existentes y nuevas.</p> <p>Proyectos hasta 2022 para incrementar capacidad de transporte por 73 MM m³/día que demandarán USD 2.100 millones.</p>
Argentina	<p>Demanda: impulsada por sector industrial. Crece 2% hasta 2025. Se atenúan requerimientos de gas en generación.</p> <p>Oferta: producción interna en caída en escenario base. Producción de gas no convencional sujeta a gran incertidumbre. Importaciones crecientes, y básicamente de GNL <i>offshore</i>.</p>	<p>Al 2014 la cobertura del país con gasoductos es del 100%. Primer tramo GNEA: operativo en 2012. Fin de las obras: 2014. Inversión: USD 2.700 MM (troncal) y 20 MM m³/día adicionales.</p> <p>Déficit de transporte en principales centros de consumo (Anillo GBA) requerirá 30 MM m³/día adicionales de capacidad de transporte a un costo de USD 3.000 MM.</p>
Colombia	<p>Demanda: crecimiento de la demanda de gas de todos los sectores menos generación (2% por año). Importante consumo del sector transporte y residencial.</p> <p>Oferta: producción interna en declive; se esperan resultados de exploración en nuevos campos. A mediano plazo el requerimiento de gas importado es creciente.</p>	<p>Se busca conectar 300 mil nuevos usuarios a2014, esto implica ampliar la capacidad de transporte.</p> <p>Ampliación de 14 MM m³/día a mediano plazo. Total inversiones: USD 700 MM. Esto aliviará las restricciones de transporte en el pico de consumo.</p> <p>Ducto de exportación a Panamá es incierto.</p> <p>Obras para reversión del flujo desde Venezuela.</p>

Continúa

Continuación

País	Aspectos salientes prospectiva demanda y oferta de gas natural	Carácter de la brecha (transporte y gas)
Brasil	<p>Demanda: consumo creciente en refinerías y petroquímica. Mayor consumo industrial de gas. Baja penetración en residenciales. Demanda crece 9% por año hasta 2020.</p> <p>Oferta: producción incremental gracias al pre-sal. Necesidad de GNL para picos de generación. Importaciones desde Bolivia aseguradas hasta 2020.</p>	<p>Entre 2007 y 2010 se incrementó más del 60% la capacidad de transporte, finalizando las obras para integrar todo el territorio nacional.</p> <p>Planificación de la infraestructura a partir de los requerimientos en el pico.</p> <p>Inversiones en capacidad de transporte por USD 1.700 MM en los próximos 10 años. Se suman USD 7.500 MM para complejo de licuefacción/regasificación en pré-sal.</p>
Perú	<p>Demanda: crecimiento 8% anual. Sector industrial, petroquímica y generación son los sectores más dinámicos.</p> <p>Oferta: producción doméstica que excede consumo; exportaciones de GNL representan casi 30% de la demanda en 2025. Potencial para abastecer con GNL a la región (ya envía a Brasil).</p>	<p>Múltiples proyectos de ampliación de la capacidad de transporte a partir del ducto principal de TGP (aumento producción de Camisea). Consumos “anclas” para desarrollo de mercados residenciales.</p> <p>Inversiones requeridas para evacuar producción y cumplir planes de exportación de GNL: USD 4.800 MM, incrementando en 78 MM m³/día la capacidad de transporte. Interconexión con Chile aún no planeada.</p>
Venezuela	<p>Demanda: proyecciones atadas a la respuesta de la producción interna. Proyectos de exportación de GNL a partir de 2015 impulsarían la demanda. El consumo residencial está frenado por falta de infraestructura. Carencia de gas retrasó proyectos de generación eléctrica (aprox. 3.300 MW).</p> <p>Oferta: 90% producción de gas asociada al petróleo, que cayó fuertemente. Exploración costas afuera para proyectos de GNL, mercado interno y venta a Colombia.</p>	<p>A mediados de la década pasada, la visión incluía la construcción de mega obras de integración energéticas vinculando todo el continente: “Gasoducto del Sur”, “Gasoducto Centroamérica” y el “Gasoducto Transcaribeño”.</p> <p>Actualmente las inversiones están centradas en capacidad de licuefacción para exportar GNL en 2015 y lento avance del Plan Nacional de Gasificación.</p>

Continúa

Continuación

País	Aspectos salientes prospectiva demanda y oferta de gas natural	Carácter de la brecha (transporte y gas)
Bolivia	<p>Demanda: crecimiento del 9% anual hasta 2020, y entre 2020 y 2025 cae al 5% si expira el contrato de exportación a Brasil. El GNEA dinamizará envíos a Argentina. El consumo interno está impulsado por proyectos de industrialización del gas.</p> <p>Oferta: incertidumbre acerca de las reservas puede peligrar los envíos al exterior.</p>	<p>Las principales obras destinadas a la ampliación de la capacidad de transporte están orientadas al mercado interno: Proyecto Siderúrgico Mutún, expansión GAA CochabambaLa Paz, y gasoducto entre CarrascoCochabamba GCC, entre otros. Inversiones totales requeridas USD 676 MM.</p> <p>Se desestimó la construcción del URUPABOL, que integraría Bolivia, Paraguay y Uruguay.</p>
Chile	<p>La demanda se espere que aumente el 9% anual hasta 2020. El sector eléctrico se amplía con mayor potencia térmica base carbón y otros renovables.</p>	<p>Comenzó la distribución de GNL mediante camiones a la región del Bio Bio. Esto podría ampliarse en el futuro a otras regiones.</p>
Uruguay	<p>Demanda en crecimiento a partir de la disponibilidad de gas del proyecto de regasificación binacional con Argentina que estará operativo en 2013. El gas se destinaría en buena parte para central térmica Punta del Tigre y también consumos residenciales, industriales y transporte.</p>	<p>De concretarse el proyecto de regasificación y que el país tome los volúmenes previstos, se requerirá ampliar infraestructura de transporte interna.</p> <p>El gasoducto de interconexión del proyecto de regasificación de GNL forma parte de la licitación de toda la obra, de manera que la repagarán ambos países con el peaje por el uso de la planta.</p>

Fuente: elaboración con base en fuentes oficiales y estimaciones propias.

4

Capítulo 4

Planificación de la infraestructura y obstáculos para el crecimiento

El consumo de gas natural supone en primer término disponer de infraestructura de conexión desde y hasta los centros de producción. La infraestructura de transporte de gas natural es el nexo que permite que se desarrolle el mercado. Si el costo de desarrollar dicha capacidad es significativo, el mercado no se desarrolla. La elección del tipo de transporte a efectuar, sea “virtual” o gasoducto, es un problema de carácter técnico-económico que hoy en día necesariamente se complementa con un riguroso análisis de impacto ambiental.

Para que el transporte por ducto sea económico es necesario que el mercado por atender permita alcanzar economías de escala significativas con proyectos de consumos elevados y de rápido impacto en el uso de la infraestructura. Tal es el caso del consumo de gas en generación eléctrica y otros consumos industriales intensivos en el uso del energético. A partir de esto, es fácil intuir que es posible una mayor integración regional y social con la incorporación al mercado de empresas industriales de menor tamaño, comerciales y residenciales que se beneficiarían de una infraestructura más económica a través de los consumos “anclas”.

Es por ello que en el marco de la planificación de nueva infraestructura de transporte, es importante tener en cuenta la relación estrecha entre generación de electricidad y gas natural, a partir de la localización en el territorio de la potencia eléctrica. También es importante contemplar las metas de composición de la matriz energética.

La ausencia de transporte es definitivamente un obstáculo para la integración regional. Por ejemplo, la integración entre Bolivia, Perú, Chile y Argentina mediante la interconexión con gasoductos aún no prospera debido al enfoque todavía bilateral que han tenido las transacciones, que ha prevalecido sobre una visión más amplia sobre el funcionamiento del mercado regional. Hubiera significado un paso adelante en los

objetivos conectar los mercados productores (Perú y Bolivia) con países consumidores (Argentina y Chile) para conformar un anillo que amplía la oferta disponible. Abastecerse mediante GNL es mucho más caro que hacerlo con el gas proveniente de la región, y más aún, la exportación por ductos permitiría a los países productores obtener mayores regalías que mediante la exportación de GNL.

De la misma manera, la no utilización de la infraestructura de gasoductos existente es un obstáculo para la integración regional, que encarece el costo económico y social. Al respecto, los gasoductos de exportación desde Argentina hacia Brasil, Uruguay y Chile se encuentran operando con una alta capacidad ociosa algunos y sin uso otros.

La planificación integrada de infraestructura de transporte con reglas de uso a las que se comprometen los países miembros redundará en mayores beneficios.

Otro punto valioso de destacar es que los proyectos que integran al sector gasífero con el sector eléctrico facilitan el desarrollo de otros mercados. El gasoducto de Camisea en Perú, por ejemplo, no hubiera sido factible de no haber mediado el ancla que constituyó la generación eléctrica. Este ducto fue alcanzando rápidamente su utilización máxima luego de haber sido construido y hoy en día ya hay planificadas nuevas ampliaciones/derivaciones del mismo. Para disminuir los riesgos del negocio, se impuso desde el inicio de operaciones un cargo en la tarifa eléctrica a todos los usuarios del servicio eléctrico del país, cargo denominado "Garantía de Red Principal"¹².

Otro ejemplo, que tendrá lugar en Perú, lo constituyen los nuevos gasoductos proyectados en las regiones del Sur y del Norte del país, que requieren la localización de centrales prácticamente al final de su trayecto. Para esto, las autoridades energéticas están estudiando y poniendo en práctica un proceso de planificación integral que involucra los sectores gas, electricidad y combustibles, sin perder de vista también los objetivos sociales y ambientales derivados de la sustitución de consumos energéticos más contaminantes.

¹² Este cargo permitió financiar las obras necesarias para la construcción del gasoducto y el tiempo requerido entre el fin de las mismas y el momento en que el gasoducto se encontraba contratado plenamente. Dicho cargo permitía obtener un ingreso extra al operador de transporte, siendo de carácter decreciente en el tiempo a medida que crecía la utilización del ducto.

¹³ A su vez, en 10 estados de los 32 existentes en el país no hay gas natural.

Un ejemplo muy interesante desde el punto de vista de la planificación de la estrategia de desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural, se está dando en México. Este caso coincide con los objetivos de ampliación de la generación eléctrica y de los consumos menores. Las autoridades reconocen que es necesario incrementar la capacidad de los gasoductos para mejorar la confiabilidad de la red y estimular el consumo en regiones con una baja penetración de gas natural y en las que se consumen energéticos menos seguros, más contaminantes y a precios más elevados¹³.

El esquema de planeamiento que se ha seguido por muchos años para desarrollar la nueva infraestructura ha sido inercial, es decir, ubica por lo general las nuevas centrales donde existía infraestructura de transporte de gas. No obstante, en la actualidad, PEMEX en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Comisión de Regulación de Energía (CRE), planean instalar nuevos gasoductos para asegurar el incremento en la demanda de gas natural. Para anclar las nuevas inversiones se requiere reubicar algunas de las centrales de CC en sitios técnicamente óptimos.



Capítulo 5

Inversión y eficiencia del servicio. El rol de los subsidios

En primer lugar es importante definir qué es una inversión adecuada en este contexto. Al respecto, para desarrollar nueva infraestructura debe observarse el principio según el cual los beneficios económicos (incluyendo las externalidades ambientales) deben superar su costo económico, para lo cual también hay que analizar si el gas natural es la mejor alternativa.

Otro punto importante que hace a la consecución de una inversión eficiente es el hecho que las tarifas reflejen los costos razonables de la infraestructura. Esto debe ser así independientemente del tratamiento regulatorio de la infraestructura y del arreglo institucional adoptado para la prestación del servicio de transporte (si es el sector público, el privado o una asociación entre ambos).

A su vez, la decisión de planeamiento de la infraestructura debe ser realizada por el Estado, en el marco de una o varias estrategias de desarrollo (territorial, sectorial). En este sentido, el desarrollo del sistema de transporte sirve a nuevas regiones y sobre él descansa el desarrollo posterior de la industria y del sector energético. Finalmente, el sector privado y las asociaciones público-privadas se insertan con posterioridad para llevar a cabo las inversiones y la operación de la infraestructura.

En este sentido, la experiencia en ALC ha permitido observar los aspectos siguientes:

- En general, puede afirmarse que la evaluación económica de los proyectos de infraestructura no es completa. Más bien, se define a los proyectos en todos sus aspectos técnicos y se los justifica financieramente priorizando algún tipo de energético en particular. Tal es el caso de los diversos planes de inserción del gas natural como reemplazo del GLP en la matriz de consumo residencial, sin

mediar fundamento económico alguno. Para esto, hay que evaluar correctamente los costos económicos y las prioridades de desarrollo.

- Con respecto a los esquemas contractuales para la creación y remuneración de inversiones en infraestructura y el uso de revisiones tarifarias, se destacan los casos de Colombia en transporte de gas, y de Brasil en distribución. Los arreglos institucionales empleados en estos países para ampliar la red de transporte y distribución de gas natural han permitido en poco tiempo integrar a todo el territorio nacional. Las revisiones tarifarias son un mecanismo eficiente para planificar y ejecutar la infraestructura de transporte y distribución – esta última, en el caso de San Pablo ha sido ejemplar, ya que a la fecha se han implementado de manera transparente y profesional dos revisiones tarifarias¹⁴.
- La planificación integrada de la infraestructura de transporte, a partir de objetivos de desarrollo e integración del territorio nacional. En buena medida, y con diverso grado, existen experiencias exitosas en Colombia, México, Brasil y Perú.
- Otras experiencias vinculadas con la operación y mantenimiento de la infraestructura merecen ser destacadas. Por ejemplo, en Argentina la operación de mantenimiento de las redes de transporte y distribución de gas natural ha sido eficiente¹⁵; en Brasil, existe una gestión operativa adecuada de la infraestructura de transporte y distribución de gas natural, lo mismo ha sucedido en Colombia, Perú y en México, países donde coexisten operadores privados y públicos del servicio de transporte.

En Argentina, se empleó el sistema de fideicomisos como una forma de inversión que permitió desligar del proceso de decisión de la inversión a los transportistas de gas, debido a que no fueron llevadas a cabo a tiempo las renegociaciones de los contratos de licencia, y a que las tarifas de transporte vigentes se encuentran en valores muy distantes de cubrir los costos de extensiones y expansiones de la infraestructura (también lejos de los valores de la región). Al respecto (*ver Anexo 2, p. 74*) donde se comparan las tarifas de diversos gasoductos en ALC, y dónde se puede observar que Argentina tiene tarifas de transporte sustancialmente menores a la media regional.

Otro aspecto a considerar es si los subsidios son parte del problema a resolver o un aporte a su solución. El uso adecuado de la infraestructura de transporte significa que la estructura tarifaria de los servicios promueve el uso eficiente de la infraestructura. El desarrollo de la infraestructura para el gas natural depende de la política de precios y tarifas de los energéticos que pueden sustituirse con el gas natural. Mantener subsidios elevados y generalizados puede impedir el desarrollo del mercado del gas natural, como por ejemplo los subsidios al GLP, a la electricidad y otros combustibles.

¹⁴ Ver el sitio www.arsesp.org.br

¹⁵ A pesar de que no se ha culminado la renegociación de los contratos de Licencia que se iniciaron en 2002.

Los subsidios en energía focalizados (en oposición a los generalizados) en ciertos grupos sociales son parte de la solución y vuelven más equitativo el desarrollo de la infraestructura (la aceptación social y ambiental). Con estos esquemas debe lograrse la mínima exclusión (máxima inclusión) de miembros del grupo objetivo y la mínima inclusión (máxima exclusión) de miembros de los restantes grupos cuando se diseña la estructura tarifaria.

Los usuarios deben pagar la tarifa que representa el costo de prestación del servicio de infraestructura, salvo lo apuntado en el párrafo anterior. Existiendo subsidios, sean directos (presupuestarios) o indirectos (subsidios cruzados) el prestador debe siempre recuperar la totalidad del costo de prestación a igual calidad de servicio, a efectos de la sostenibilidad del negocio en el tiempo.

En la región existen experiencias donde la regulación tarifaria y los subsidios cruzados han sido fundamentales para estimular el desarrollo de nueva infraestructura de transporte y generar nuevos mercados consumidores.

En el caso de Perú se requiere incrementar tanto la capacidad de transporte en el ducto actual de Camisea, como construir una red de gasoductos que abastezcan de gas al resto del país. Los varios proyectos considerados¹⁶ pueden obstaculizarse porque su construcción es costosa y ambientalmente compleja (por la geografía del territorio), debido a que no existe demanda suficiente, o una combinación de ambos. Estos proyectos estarían asociados a una tarifa de transporte sustancialmente mayor a la existente para el ducto de Camisea, del tipo tarifa estampilla –es decir, independiente de la distancia transportada– y única a nivel nacional¹⁷.

De la misma manera, en México se ha implementado un esquema de tarifas que incentivan la inversión y que a su vez permiten ampliar la red de gasoductos. En ese sentido, el gobierno federal ha promovido un esquema de tarifas únicas (*roll-in*) para propiciar una mayor seguridad de suministros (redundancia y administración del balance) y una mayor viabilidad financiera en los proyectos de infraestructura. Dicho esquema consiste en cubrir los recursos requeridos para un nuevo ducto con un cobro a todos los usuarios del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), tanto nuevos como anteriores, que son beneficiados por esa nueva infraestructura. El esquema busca reconocer los efectos positivos de: i) incrementar los puntos de inyección y cerrar los circuitos de manera que el gas natural puede llegar a los usuarios por rutas alternativas, aún en caso de algún imprevisto o siniestro; ii) garantizar un suministro estable; y iii) reducir la saturación en los ductos existentes y eliminar los cuellos de botella en lugares en los que existe saturación. A su vez, dicho esquema es un instrumento que permitirá reducir las tarifas eléctricas, al permitir a la CFE acceder al gas en cada vez más regiones.

16 Tal son los casos del Gasoducto Sur –también denominado proyecto Kuntur– y el Gasoducto Norte.

17 Osinermin ha establecido el marco para el cálculo de una Tarifa Única de Transporte (TUT) de gas. De esta manera, se socializan los costos más altos de los ductos regionales y esto permite nivelar el terreno entre las industrias o plantas que se instalen en el país, independientemente de su localización y, por tanto, independientemente de cuál ducto estén utilizando.

En Colombia, por ejemplo, el sistema de transporte del interior del país se desarrolló como eje fundamental del Plan de Masificación de Gas, lanzado en 1986. El programa fue exitoso en lograr una rápida conexión de los consumos residenciales a la red; al año 2000 existían 2 millones de usuarios conectados, al 2006 se habían duplicado (4,1 millones) y la meta para 2014 es alcanzar los 5,9 millones de usuarios de gas natural domiciliario. Las acciones aquí realizadas se desarrollaron en el marco de una planificación integral por parte del gobierno de Colombia, además acciones de desarrollo del mercado (*upstream*, reglas para permitir la inversión privada en transporte) y fortalecimiento de las instituciones intervinientes en el proceso (entes reguladores, ministerios, empresas públicas y privadas).

Uno de los instrumentos empleados para facilitar la conexión domiciliaria en Colombia fue la consecución del Fondo Especial Cuota de Fomento, que se conforma a partir de los aportes de los grandes clientes del servicio de transporte (centrales térmicas, industrias y distribuidoras) que pagan el 1,5% del gas efectivamente transportado para subsidiar parte de la conexión domiciliaria a usuarios de menores recursos cuyos ingresos son insuficientes para pagar esta conexión.





Capítulo 6

Cambios tecnológicos, acciones contra el cambio climático y factores ambientales

En términos generales, el ámbito de estudio del presente informe, la infraestructura de transporte de gas natural por gasoductos, no presenta avances tecnológicos significativos, cuando, por ejemplo, se la compara con otros sectores más dinámicos como las telecomunicaciones.

No obstante, la industria del gas natural, en general, está siendo impactada por cambios tecnológicos que ocurren en la industria del GNL que permiten disminuir los costos de provisión por este medio y que, en el caso de ALC, ha competido con la construcción de gasoductos entre países y la oferta de gas de producción doméstica, que lleva tiempo en desarrollar. En el interior de los países, también los continuos cambios tecnológicos permiten que el GNL sea transportado mediante camiones, por ejemplo, y regasificado en pequeñas unidades para luego ser distribuido localmente, tal como lo son los casos de Chile y Ecuador, y con el caso del potencial uso de la hidrovía Paraná-Paraguay para llevar GNL por barcos a Paraguay. Estos proyectos de transporte virtual también están siendo estudiados para su implementación en Perú, tal como se mencionó anteriormente.

Estas innovaciones permiten masificar el uso del gas sin tener que incurrir en grandes obras de interconexión para conectar las regiones productoras de gas con las consumidoras. No obstante, este tipo de soluciones aún se encuentran limitadas en su uso y difusión en pequeños mercados consumidores o a la atención de demandas puntuales.

Aquellos países que consumen grandes volúmenes de gas natural vía GNL y que proyectan un gran volumen de importaciones pueden verse beneficiados por los avances tecnológicos en lo relativo a las plataformas de regasificación. Las nuevas tecnologías de regasificación flotantes mediante el uso de barcos regasificadores, de las cuales la región ha sido pionera (Argentina y Brasil), permiten albergar y regasificar volúmenes cada vez mayores de GNL.

No solo eso, la construcción de estas unidades es un negocio nuevo con un alto grado de innovación que en el futuro permitirá disminuir los tiempos de construcción y entrega de estos barcos, aumentando su oferta, y con ello la posibilidad de que un país pueda mantener un suministro estable de GNL, a partir de unidades con capacidades crecientes de almacenaje y regasificación. Por ejemplo, hoy en día, en Argentina, el suministro de GNL mediante dos barcos regasificadores, constituye la “tercer cuenca gasífera” más importante. Brasil, por su parte, ha cerrado recientemente un nuevo contrato de regasificación que le permitirá inyectar 20 millones de m³ al día¹⁸.

De esta manera, y tal como se señaló con antelación, el transporte por barcos irá ganando mercados de exportación, adaptándose al abastecimiento de las grandes necesidades de energía. A su vez, las diversas tecnologías de abastecimiento pueden coexistir según las etapas de desarrollo del mercado. Por caso, Ecuador es un ejemplo de primera etapa del desarrollo de un mercado de gas natural, ya que se encuentra en construcción el primer gasoducto para enviar gas natural a residenciales, y para ello ha implementado una serie de gasoductos virtuales. La tendencia marca que cuando la demanda en éstos últimos sea significativa bien podría dar lugar a la construcción de un gasoducto.

Por otra parte, el desarrollo de las centrales de CC y la disminución en sus costos ha impulsado el uso del gas natural en la generación de electricidad y de una manera más eficiente, no sólo desde el punto de vista económico (capacidad de obtener mayor producción eléctrica por unidad de gas empleado) sino también ambiental, ya que los CC generan menos externalidades por contaminación que las centrales tradicionales como las que emplean fuel oil o carbón. Por ejemplo, el gas empleado en generación produce la mitad de las emisiones de CO₂ que el carbón.

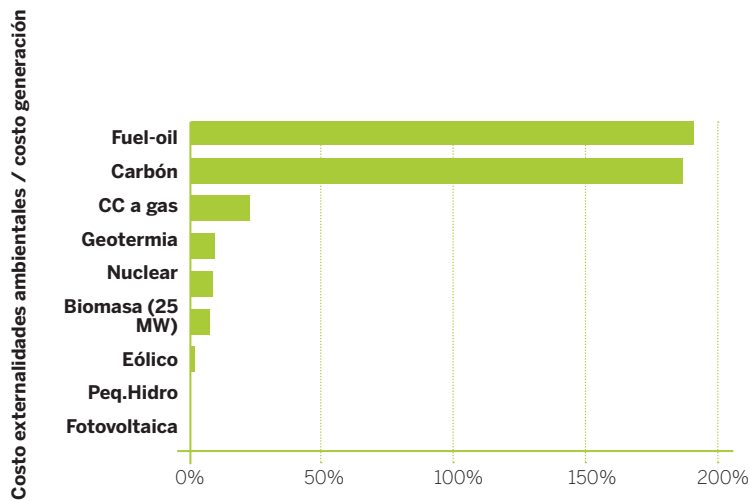
Gran parte de los países industrializados se encuentran realizando programas para mitigar el cambio climático y mejorar la eficiencia energética, con implicancias directas sobre el perfil de la matriz energética a lo largo del tiempo. En estas circunstancias el gas puede ser considerado “como un puente” entre las fuentes de energías actuales basadas en combustibles fósiles a otras más diversificadas a partir de un mayor uso de energías renovables¹⁹. Los progresos en este sentido no han llegado con fuerza a ALC, ni tampoco se han observado iniciativas multilaterales concertadas para conducir las políticas energéticas de los países hacia este camino. Si la región tomara en consideración las políticas adoptadas para mitigar los GEI, teniendo en cuenta para ello las externalidades que se generan en la producción de energía eléctrica, el gas y los renovables debieran tener un importante incremento en la matriz a lo largo del tiempo.

¹⁸ El contrato se hizo con el fabricante de barcos regasificadores “*Excelsior Energy*” para que le brinde servicios de almacenamiento y regasificación durante 15 años. A tal fin, se dispondrá de un barco regasificador con capacidad de almacenar de 173.400 m³ de GNL e inyectar hasta 20 millones m³/día; en Bahía Blanca, Argentina alquila a la misma compañía desde 2008 un barco regasificador que tiene prácticamente 30% menos de capacidad de almacenamiento y potencial para inyectar 12 millones m³/día.

¹⁹ Enerst J. Moniz, director del MIT Energy Initiative (MITEI).

Como se aprecia en el Gráfico 7, el costo de las externalidades que se generan por los daños producidos por la emisión de contaminantes es sustancialmente más alto que el costo privado de producir una unidad de energía en los casos del fuel oil y el carbón, que prácticamente son la mitad del valor de aquellos. En el caso de los CC a gas, los costos sociales y privados de producción eléctrica están más alineados. El resto de las tecnologías, si bien no generan prácticamente daños por emisiones, tienen un costo unitario de inversión mucho más elevado y de mayor tiempo de maduración. De esta manera, una iniciativa en ALC que busque internalizar los costos externos provocados por la contaminación podría generar, en una primera instancia, un mayor uso del gas natural en la generación eléctrica.

Gráfico 7. Costo de las externalidades por emisiones contaminantes como porcentaje del costo de generación, según tecnología de generación eléctrica



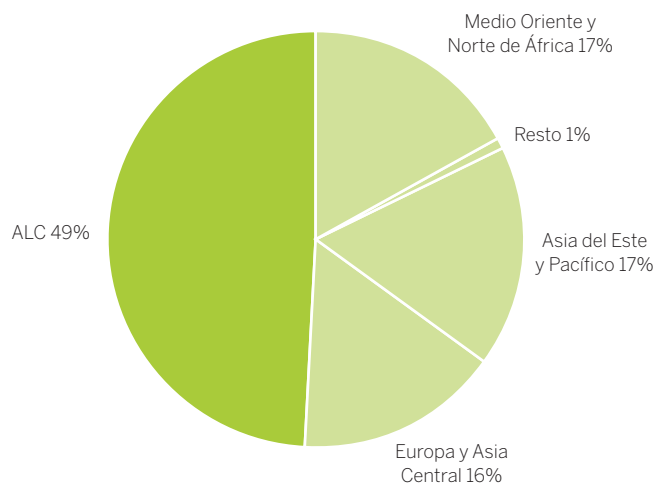
Fuente: elaboración con base en Universidad de Alcalá de Henares.

Capítulo 7

Integración energética y participación privada en la inversión y gestión

En América Latina y el Caribe, la integración gasífera se ha limitado en la práctica al plano bilateral, no obstante la existencia de proyectos multilaterales que hasta ahora no han llegado a materializarse. Acorde con la necesidad de reencausar la visión regional en materia de integración, se viene revisando la tendencia hacia un papel más activo de los Estados a través del planeamiento, el que se erige como el instrumento para la canalización y coordinación de inversiones de los agentes privados y públicos. Esta presencia del Estado en cuestiones energéticas ha tenido, a lo largo de ALC, resultados disímiles en términos de expandir la inversión y asegurar la infraestructura óptima para el crecimiento de las economías²⁰.

Gráfico 8. Participación en el monto total de proyectos privados transporte de gas natural con participación privada (1990-1997)



Fuente: elaboración con base en Banco Mundial.

20 La mayor parte de la red de gasoductos de ALC fue construida básicamente en 1990. Esto fue así tanto para la red interna como la conexión entre países. Las inversiones en proyectos privados de transporte de gas natural se encontraban concentradas en ALC, que absorbía el 49% de las inversiones realizadas en países emergentes entre 1990 y 1997. El sector privado se encontraba envuelto en proyectos de transporte de gas natural en seis países (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia y México) que habían desarrollado una industria local de gas. En la mayor parte de estos países la participación privada en proyectos de gas natural era parte de una reforma mas amplia que incluyó nuevos marcos regulatorios, y separación vertical del sector en tres segmentos (producción, transporte y distribución).

Colombia es un caso de éxito en la coexistencia de actores públicos y privados para la consecución del objetivo de desarrollar un mercado de gas dinámico e inclusivo de todos los sectores. En el desarrollo de la política energética de Colombia ha sido un puntal muy importante el Plan de Masificación anteriormente desarrollado, donde el Estado, como promotor e inversionista, implementó diversas estrategias a lo largo de los diferentes estadios de desarrollo del sector²¹.

En el esquema adoptado para el desarrollo de redes de transporte en Colombia fueron importantes tres aspectos: a) el sistema *Built, Own, Operate and Transfer* (BOOT) para la construcción de infraestructura de transporte; b) el programa de Gasoductos Regionales; y c) Fondo Especial Cuota de Fomento (comentado más arriba en la sección 5). En Colombia, el sistema BOOT se ejecuta mediante licitaciones, y esto elimina el riesgo comercial para el constructor y operador, garantizando la disponibilidad de infraestructura y viabilizando proyectos con necesidades de suministro de gas. En la actualidad los contratos BOOT representan cerca del 30% de la infraestructura de transporte.

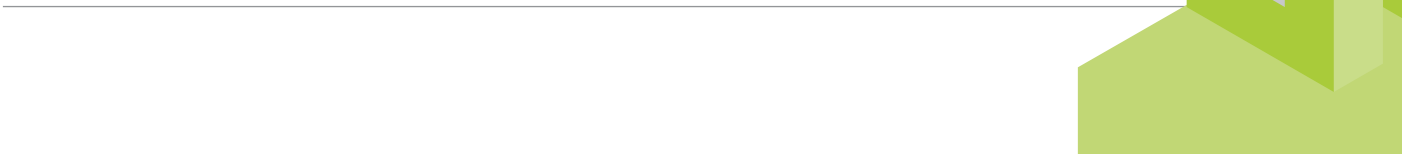
El programa de Gasoductos Regionales se inicia en 1988 a partir de la necesidad de masificar el uso del gas natural y llevar los beneficios a poblaciones que por razones de costos resultaba difícil llegar. El objetivo era mejorar la canasta de energéticos ofrecidos a los usuarios; sustituir energéticos más costosos y masificar el uso del gas en la costa Caribe colombiana. Las inversiones en los gasoductos regionales se incluyen en el cálculo de la tarifa de transporte global (bajo impacto en tarifa-alto impacto social), permitiendo desarrollar el consumo de gas en estas regiones.

De la misma manera, merecen destacarse otros dos casos de expansión de las redes de transporte, donde se verifican relaciones de cooperación pública y privada para su desarrollo, como lo son México y Brasil, con resultados destacados en relación con la expansión de los gasoductos. En el caso de México se verifica la coexistencia de redes de gasoductos pertenecientes a PEMEX y las desarrolladas por el sector privado en los últimos 15 años, que representan aproximadamente el 20% de la longitud total de la red nacional de gasoductos. Esto pudo efectuarse a partir de que el Gobierno Federal emprendió en 1996 acciones para mejorar el aprovechamiento del potencial gasífero del país e impulsar la integración territorial. En Brasil, en la década pasada, Petrobras impulsó la asociación público-privada para desarrollar el sistema nacional de gasoductos, de lo que surgieron las “parcerías” entre Transpetro y empresas privadas.

21 “Creación del mercado”: mediante la confección de contratos de asociación para operación de campos, creación de empresas con capital mixto para transporte, y creación de concesiones para distribución, entre otros;

“impulsar mercado”: para atraer inversiones privadas y genera condiciones propicias para la apropiación de rentabilidad, políticas flexibles y estables en regulación, y estableciendo una Ley de Servicios Públicos Domiciliarios con vistas a universalizar el servicio; y finalmente,

“desarrollar el mercado”: otorgando áreas exclusivas de distribución, infraestructura de transporte (privada y del Estado), consolidación de las instituciones del sector y del marco regulatorio (Reglamento Único de Transporte y Metodologías Tarifarias para Transporte y Distribución), e intensificación del plan de masificación.





Capítulo 8

Desarrollo de la provisión de insumos locales en las obras de infraestructura

Sólo algunos países en el mundo tienen *clusters* de servicios para los hidrocarburos, es decir, un conglomerado de firmas principalmente de origen nacional proveedoras de servicios e insumos para la actividad petrolera. Entre ellos se destacan Brasil, Estados Unidos, Noruega y México.

El gobierno de Brasil constituye un icono en implantar políticas industriales activas para maximizar el impacto nacional que brinda el desarrollo de los masivos descubrimientos recientes de reservas en áreas marítimas. La política de Brasil para maximizar el impacto del desarrollo de su base nacional de proveedores en la industria ha tenido tres pilares fundamentales: i) capacitación de profesionales y técnicos; ii) política industrial activa de estímulo a los proveedores locales por vías fiscales y de financiamiento, entre otras; y iii) diagnóstico detallado de las cadenas locales de proveedores de bienes y servicios para identificar fortalezas y debilidades, y prestar asistencia focalizada a fin de asegurar la competitividad internacional del sector. El país dispone de un ente creado a tales fines: la Organización Nacional de la Industria del Petróleo (ONIP), que se ha encargado de estudiar diversos casos de éxito en industrias petroleras de otros países a los fines de identificar las mejores prácticas en el desarrollo de proveedores de la industria nacional de hidrocarburos (por ejemplo, Noruega en el desarrollo de la exploración *offshore*). La visión es que al 2020 el país consolide una cadena de proveedores de bienes y servicios en condiciones de competitividad global, madura desde el punto de vista tecnológico, con presencia internacional, y con el objetivo de fortalecer el sistema empresario nacional.

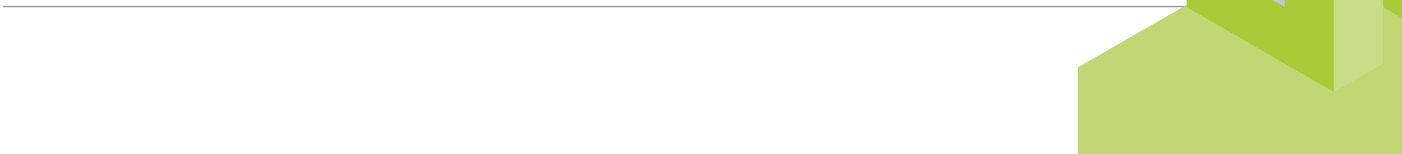
De esta manera el *cluster* está en pleno desarrollo frente a un potencial incremento de la actividad hidrocarburífera, y mediante iniciativas privadas y participación pública. Así, la Confederación Nacional de Industrias de Brasil impulsa la creación de un *cluster* de servicios petroleros para proveer los servicios del campo en el estado de Pernambuco²², con el

22 A tal efecto, se convertirán en socios el Programa de Movilización de la Industria Nacional Petrolera (Prominp), Petróleos Brasileños, el Instituto de Gas Natural y Biocombustibles (IBP), la Organización Nacional de la Industria del Petróleo (ONIP) y la Unión Nacional de Construcción y Reparación Naval (SINAVAL).

objetivo de maximizar la participación de la industria nacional de bienes y servicios, con base competitiva y sustentable, en la implementación de proyectos de petróleo y gas en Brasil y en el exterior.

PEMEX, se encuentra ejecutando una estrategia a nivel nacional para el desarrollo de proveedores, contratistas y contenido nacional. A tal fin, se busca replicar el modelo brasilero para el desarrollo y consolidación de una cadena nacional de proveedores de insumos. A tal fin, PEMEX y sus subsidiarias publican información detallada sobre las necesidades actuales de insumos específicos, así como también las proyectadas. La reforma energética promulgada recientemente estableció que PEMEX y sus organismos subsidiarios pondrán en marcha una estrategia para apoyar el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales como parte del Plan Estratégico Integral de Negocios. La ley señala que dicha estrategia, debe incluir un diagnóstico de la participación de los proveedores y contratistas mexicanos en obras, adquisiciones y arrendamientos de bienes y servicios, así como objetivos específicos y metas cuantitativas anuales del grado de contenido nacional en bienes, servicios y obras, respetando lo establecido en los tratados internacionales. El propósito es aumentar gradualmente el contenido nacional, con una estrategia realista y aplicable, a través de medidas concretas que permitan cumplir las metas de este programa. Se destaca que con base en las compras de bienes, servicios y arrendamientos, así como de obra pública y servicios relacionados (durante el periodo 2006-2008), se concluyó que el grado de contenido nacional es del 35%. Este Plan Estratégico apunta a acciones de corto, mediano y largo plazo y a implementar su ejecución mediante la coordinación con Cámaras Empresariales y las mismas empresas interesadas.

Finalmente, Colombia se encuentra en una etapa intermedia entre el diagnóstico de la potencialidad del sector (*cluster* de servicios Petrolero) y la instrumentación de medidas concretas, para lo cual se encuentra analizando las experiencias anteriores. En el país reconocen que en el corto plazo habrá un *boom* minero-energético en el país que podría facilitar la concreción de estos encadenamientos.





Capítulo 9

Desafíos del sector

Los tres desafíos más importantes para el sector se relacionan con:

- El desarrollo de mercados *greenfield*. Estos requieren de elevadas inversiones, no solo de transporte, sino también en las demás áreas.
- Un desarrollo de la infraestructura básica de transporte provisto de carácter de política de Estado.
- La necesidad de financiamiento, la participación necesaria de los organismos de crédito multilaterales, cumpliendo las metas de un desarrollo sustentable.

La utilización del gas natural en sus varios usos ya no se circunscribe solamente a aquellos países que tienen el recurso y las reservas para desarrollarlo y producirlo, y eventualmente exportarlo a los países vecinos. Los avances tecnológicos en materia de transporte de gas natural han ampliado las fronteras y el mercado, y hoy el gas natural puede exportarse por ductos, por barcos y por camiones en diferentes estados hasta su regasificación para el consumo.

La región ha venido participando de estos cambios y viviendo una experiencia rica en materia de alternativas de estructuración de los negocios, experiencia pública y privada, alcance de la planificación, todo ello para implantar o afianzar la industria del gas natural en algunos de los países.

El propósito de esta sección es, a partir de las secciones anteriores, enfatizar sobre los aspectos claves en ese desarrollo, particularmente cuando el gas natural se incorpora prácticamente como un nuevo combustible contribuyendo a la diversificación energética.

Mercado *greenfield*

El caso del desarrollo de Camisea en Perú fue ilustrativo con relación a este punto. El país debía lidiar con desafíos importantes: no había una cultura de consumo de gas natural –su existencia y economicidad rápidamente moviliza a todos los sectores consumidores para que lleven adelante una política de conversión. Si bien el gas asociado a los líquidos significaba un bajo costo de desarrollo de un yacimiento cuyas reservas ya eran probadas en su mayoría, transportar gas natural al mercado de Lima al comienzo significaba conectar consumos importantes –como fueron los consumos de la generación térmica– y además realizar una ingeniería financiero/tarifaria que disminuyera el riesgo de una inversión importante. El rápido crecimiento experimentado con posterioridad en ese mercado ha significado encarar nuevas ampliaciones de la infraestructura existente, y plantearse desafíos adicionales que cuentan con una buena experiencia: nuevos ductos de transporte hacia el norte y el sur del país y también el transporte de gas en camiones.

En el caso de Colombia, los contratos BOOT fueron herramientas indispensables para el desarrollo de la infraestructura, que permitieron la participación privada en el sector mediante el otorgamiento de concesiones por plazos que permitieron recuperar las inversiones realizadas. Esto permitió una rápida expansión de la capacidad de transporte y con ello una masificación del uso residencial del gas natural.

La política de Estado

El compromiso de los gobiernos a través de los diversos mandatos es un factor que afianza el desarrollo sostenido, y da confianza a usuarios, operadores e inversores en las decisiones de largo plazo. En el caso de Perú, significó que el desarrollo del proyecto de Camisea se iniciara en un gobierno y otro que lo consolidaba a través de la firma de los contratos. Esto no es menor cuando son claros y se transmiten bien los beneficios que se logran con los proyectos.

Desarrollo sustentable y financiamiento

Este es un término amplio que agrega a los aspectos técnicos y económicos, los sociales y ambientales. Las experiencias enumeradas han sido exitosas y han significado un avance concreto cuando se mira la consecución de estos proyectos *vis a vis* los realizados en el pasado, con una mayor participación de las comunidades afectadas.

No obstante, la experiencia en materia de aprobación de los estudios ambientales y sociales requeridos a lo largo de la vida de proyectos de esta naturaleza es disímil, apuntando a problemas relacionados con la lentitud y trabas burocráticas innecesarias en algunos casos y a factores políticos muchas veces alejados de las realidades sociales²³.

La presencia de las instituciones de crédito multilaterales en los proyectos de infraestructura en general facilitan su implementación en varios sentidos. Por un lado, al atraer a financistas privados, exigir compromisos de los gobiernos, y además requerir exigencias como los estudios ambientales y sociales aprobados para el desembolso de los préstamos.

Cómo participarán el sector privado y empresas del estado en los proyectos de transporte es un tema muy importante para el cual hay ya suficientes experiencias que habrá que decidir si emular o mejorar, en cada caso dependiendo la idiosincrasia y la experiencia recogida en materia de eficiencia de las inversiones en el contexto institucional de cada país. En el caso de Brasil, la empresa Petrobras o sus controladas han sido los desarrolladores de la infraestructura de transporte de gas natural, sea por su cuenta o en “parcería” con empresas privadas. En el caso de Perú le correspondió un rol muy importante al Estado de diseñar las reglas de juego vía marco regulatorio y el contrato de Camisea, pero fue el sector privado el que hizo toda la inversión en el desarrollo de la producción, el transporte y la distribución. En el caso de Argentina, todas las inversiones que se hicieron en los gasoductos de exportación hacia los países limítrofes fueron hechas por el sector privado bajo el paraguas de convenios energéticos con los países vecinos.

En prácticamente todos los países, el transporte de gas natural es un servicio público y las leyes de concesiones suelen dejar al proyecto, con la salvedad que se requiera “regulación contractual”, lo que en principio sustituiría parte del marco regulatorio²⁴. Lo importante es dar la confianza necesaria para las inversiones y luego que se cumpla lo establecido regulatorio y contractualmente en relación al proyecto²⁵.

A esto se adiciona el papel que debe desempeñar el Estado en referencia a la necesidad de planeamiento cuando se trata de infraestructuras básicas sobre las cuales se sustenta el crecimiento de otros subsectores: se impactará significativamente a la matriz energética o existirán regiones sin acceso a este combustible. El proyecto de Camisea significaba introducir el gas de una manera competitiva con otros combustibles y con la generación hidroeléctrica. Fue evidente la necesidad de que el Estado dirigiera toda la estructuración del negocio, que fue sin dudas exitosa. Sin embargo ese planeamiento base no se extendió ni se integró lo suficiente con el sector eléctrico a través del tiempo, haciendo que hoy se encuentre en plena discusión que el avance del gas en la matriz eléctrica pueda ir en contrario de la diversificación que se pretendió al inicio y que se provoque una concentración elevada de la generación térmica en la zona central de Perú.

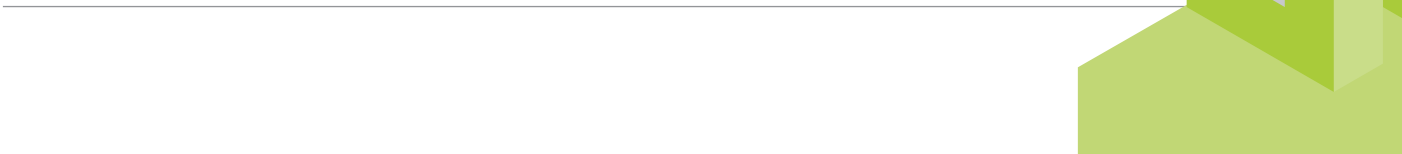
23 Un problema observado en el desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos –etapa previa al transporte del gas– tiene que ver con el requerimiento de estudios que son repetitivos y en lugares no distantes del estudio que se requirió a algunos de los desarrolladores. En ese sentido, aprobar lo que se denomina líneas de base para disminuir los tiempos y costos de las aprobaciones de estudios ambientales es prioritario.

24 La crítica principal al enfoque contractual de la regulación es que se transforma en un caso por caso que luego complica el accionar del gobierno y de la autoridad regulatoria cuando deben tomarse medidas incluso de carácter general.

25 Ciertamente que el expost de la realización del proyecto es importante para la toma de decisión respecto de nuevos proyectos a encararse por el sector privado. En el caso de la Argentina post-crisis 2002, luego de la cual debería haberse finalizado la renegociación de los contratos de concesión y licencia del servicio de transporte y distribución de gas al poco tiempo, todavía subsisten sin terminar su negociación al 2011. Prácticamente 11 años sin nuevas tarifas para la mayoría de las empresas. Esto significó que todas las inversiones en infraestructura de ampliación de transporte se hicieran bajo un esquema de fideicomisos organizados por la Secretaría de Energía conforme los lineamientos marcados por el Ministerio de Planificación. Las transportistas durante todo este período fundamentalmente se encargaron solamente de la operación y el mantenimiento de la infraestructura. La infraestructura de regasificación del GNL importado se hizo bajo un esquema diferente en el que la inversión fue privado- pública, la operación privada y la comercialización del gas licuado y regasificado a través de la empresa pública ENARSA.

El planeamiento del transporte en ese sentido pasa por una primera etapa “estratégica” en consonancia con el objetivo más amplio de desarrollo sustentable, y luego por una segunda etapa en la que se define la necesidad de que la inversión en la infraestructura se lleve adelante a partir de un negocio adecuadamente estructurado y sustentable en todos sus aspectos. El transporte no solamente es nexa para desarrollar el mercado sino que también debe posibilitar en el mediano y largo plazo mercados competitivos.

La oportunidad de generar la infraestructura de transporte necesaria para el abastecimiento seguro de los mercados existentes y crear y vincular nuevos mercados es posible en ALC. Se cuentan con los recursos gasíferos, pero necesitan también ser desarrollados. Aprovechar estas ventajas plantea un trabajo conjunto de los gobiernos para que los beneficios de los intercambios permanezcan dentro de la región. Esto significa llegar a convenios de integración realistas, y a una planificación de la infraestructura básica que incorpore al sector privado e integre a la totalidad del sector energético a efectos de que se tomen decisiones económicas y sustentables.



Referencias bibliográficas

Altomonte Hugo y Jean Acquatella (2011). *Instrumentos fiscales y transición energética en ALC*. CEPAL. Enero 2011.

Altomonte Hugo (2008). *El Proceso de Integración Energética en América del Sur: crisis y oportunidades*. CEPAL. Junio 2008.

Arthur D Little (2011). *Oportunidades para el Comercio Internacional de Gas Natural en Colombia*. Abril 2011.

Asociación Integral de Políticas Públicas (2010). *La crisis eléctrica en Venezuela*.

Banco Mundial (1999). *Private Participation in the Transmission and Distribution of Natural Gas—Recent Trends*.

BNAmericas (2011). *Potencial de industria gasífera de Venezuela atrae a inversionistas*.

BNAMERICAS. *Ros Roca empieza a construir proyecto de licuefacción*.

British Petroleum. (2011). *BP Statistical Review*. Ediciones 2001 a 2011.

Business Monitor International. *Ecuador Oil & Gas Report - Latin America: Long-Term Forecasts - Q3 2011*.

Cámara de Representantes de Uruguay (2010). *Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL)*.

CFE. *Gas Nuevos Proyectos y Estrategia de Suministro*.

CNH (2011). *Prospectiva de la oferta nacional de gas natural en México*.

Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). *Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Eléctrica*. Período 2011-2025. Diciembre 2010.

CAF (2009). *Energía en Latinoamérica y la acción de CAF*.

CRE (2011). *La Seguridad Energética en México*.

Departamento Nacional de Planeación (Colombia) (2011). *Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014 "Prosperidad para Todos"*.

ENAP (2011). *Vuelve el gas natural a la Región del Biobío a través de ENAP*.

Endesa (Chile) (2009). *Una mirada de la Matriz Energética hasta el 2025*.

Enerdata (2011). *Panamá Energy Report*.

Enerdata (2011). *Venezuela Energy Report*.

Energy Information Agency (EIA). *Estadísticas Energéticas*.

Ente Nacional de Regulación de Gas de Argentina. www.enargas.gov.ar

Fedesarrollo (2010). *El impacto del Sector de Servicios Petroleros en la economía Colombiana*.

Gas Energy Latin America (2009). *Mercado Mundial de GNL y Reintegración Latino Americana*

Gutiérrez, Javier (2011). *Visión Ecopetrol del Mercado de Gas Natural*.

López Montaña, Cecilia (2011). *Gas Natural: Hacia una Política de Estado*.

Ministerio de Energía de Chile. *Antecedentes sobre la Matriz Energética en Chile y sus Desafíos para el Futuro*.

Ministerio de la Industria Básica. *Programa de Desarrollo en Cuba de las Energías Renovable, hasta el año 2015. Marco Regulatorio*.

Ministério de Minas e Energia. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. EPE.

Ministério de Minas e Energia. *Projeção da demanda de energia elétrica*. Febrero 2011. EPE.

Ministerio de Minas y Energía de Perú, www.minem.gob.pe

Oficina Nacional de Estadísticas, Minería y Energía en Cifras – Cuba 2009.

OLADE. Mercados Energéticos en América y El Caribe.

ONIP (2010). Agenda de Competitividad da Cadeia Produtiva de Óleo e Gás Offshore no Brasil.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) de Perú, www.osinerg.gob.pe

OSINERGMIN (2009). *Análisis de Oferta y Demanda Actual de los Mercados de Gas Natural en Algunos Países de Latinoamérica.*

Pacific Credit Rating. GAS NATURAL: Una nueva alternativa de combustibles en Ecuador.

PDVSA . Informe de Gestión Anual 2010.

PDVSA (2006). Planes Estratégicos – Desarrollos de Gas.

Petrobras. Plan de Negocios 2011-2015.

Secretaría de Energía de Argentina, www.energía.gov.ar

SENER (2011). Estrategia Nacional de Energía.

SENER. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025.

SENER (2011). *Situación actual y alternativas para el desarrollo de infraestructura de gasoductos en México.*

The Energy Chamber of Trinidad y Tobago (2011). National Energy Policy Consultation, Gas Utilization and Pricing Panel.

UPME-Colombia (2009). Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia.

UPME-Colombia (2010). Proyección de Demanda de Energía en Colombia.

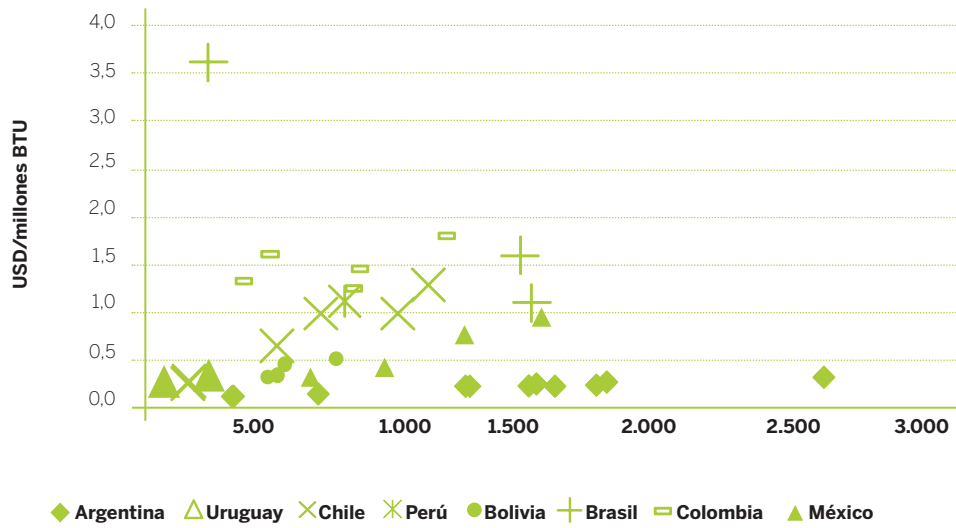
YPFB. Plan de Inversiones 2009-2015.

Anexos

Anexo 1: Proyectos de regasificación y licuefacción de GNL. Existentes y proyectados

PLANTAS DE REGASIFICACIÓN				
#	Denominación	País	Capacidad (millones m ³ /día)	Estatus/Año
1	Bahía Blanca	ARG	12,0	Op./2008
2	Escobar	ARG	15,0	Op./2011
3	Quintero	CHI	10,0	Op./2009
4	Mejillones	CHI	5,5	Op./2010
5	Pécem	BRA	7,0	Op./2009
6	Baía de Guanabara	BRA	14,0	Op./2009
7	AES Andrés	DOM	7,0	Op./2003
8	Peñuelas	PUE	2,0	Op./2000
9	Energía Costa Azul	MEX	28,0	Op./2008
10	Altamira	MEX	23,0	Op./2006
CAP. REGAS. PLANTAS ACTUALES (millones m³/día)			123,5	
1	Puerto Cuatrerros	ARG	20,0	Proy./2012
2	PDV-Enarsa	ARG	10,0	Proy./2012
3	Qatargas-Enarsa	ARG	20,0	Proy./2014
4	GNL del Plata	ARG-URU	10,0	Proy./2013
5	Mejillones II	CHI	10,0	Proy./2013
6	Talcahuano	CHI	10,0	Proy./2014
7	Región Sudeste	BRA	20,0	Proy./2014
8	Jamaica LNG	JAM	4,0	Proy./2014
9	KMS (Calamillo)	MEX	14,0	Proy./2011
10	Bahía de las Minas	PAN	1,0	Proy./2014
CAP. REGAS. PLANTAS PROYEC. (millones m³/día)			119,0	
PLANTAS DE LICUEFACCIÓN				
#	Denominación	País	Capacidad (millones m ³ /día)	Estatus/Año
1	Perú LNG	PER	17,0	Op./2010
2	Atlantic LNG	T&T	57,0	Op./1999
CAP. LICUEF. PLANTAS ACTUALES (millones m³/día)			74,0	
1	Atlantic LNG - TRAIN X	T&T	12,0	Proy./2016
2	VENEZUELA-LNG	VEN	53,0	Proy./ + 2015
3	Santos LNG Pre Sal	BRA	11,0	Proy./2017
CAP. LICUEF. PLANTAS PROYEC. (millones m³/día)			76,0	

Anexo 2: Costos de transporte de gasoductos de ALC



Fuente: elaboración propia con base en fuentes oficiales.

