



# La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina

► Transporte de gas

Título: La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina.  
Diagnóstico estratégico y propuestas para una agenda prioritaria.  
Transporte de gas natural  
IDeAL 2012

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

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

**Colaborador:** Pablo Givogri

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 2012

Este libro se encuentra en: [publicaciones.caf.com](http://publicaciones.caf.com)

© 2012 Corporación Andina de Fomento.  
Todos los derechos reservados

# Contenido

<b>Introducción</b>	<b>5</b>
<b>Capítulo 1. Indicadores clave del desempeño de la infraestructura de gas en América Latina y el Caribe</b>	<b>7</b>
<b>Capítulo 2. Eventos relevantes ocurridos en la región de América Latina y el Caribe y en el mundo desde el IDEAL 2011</b>	<b>19</b>
<b>Capítulo 3. Prospectiva de la demanda de gas natural e integración gasífera en la región</b>	<b>31</b>
<b>Capítulo 4. Evaluación de la brecha de infraestructura de transporte de gas natural en la región</b>	<b>39</b>
<b>Conclusiones</b>	<b>45</b>
<b>Anexos</b>	<b>50</b>
<b>Referencias bibliográficas</b>	<b>52</b>



# Introducción

**El presente documento** tiene como objetivo actualizar la información y perspectivas del sector de transporte de gas natural en América Latina y el Caribe que fueran incluidas en el Informe IDeAL 2011, realizado en septiembre del año pasado.

A tal fin, en el Capítulo 1 se actualizan los indicadores utilizados en el anterior estudio y se agregan otros con información relacionada a dos temas relevantes: potencialidad de los recursos no convencionales (*shale gas*) y situación tarifaria de gas de los países de la región en comparación con el mundo.

El Capítulo 2 levanta aquellos eventos relevantes en el ámbito del transporte de gas en la región, refiriéndose a nuevas tendencias, a proyectos importantes, a planes de los gobiernos -a escala regional y mundial- los cuales sirven de marco de referencia para formular las últimas dos secciones del informe; esto es: la evaluación de las proyecciones de demanda a largo plazo (ver Capítulo 3) y la valoración de las inversiones requeridas en el desarrollo de la infraestructura de transporte (ver Capítulo 4) para vincular la oferta con las necesidades de demanda de gas pronosticadas. Por último, en la sección final se presentan las conclusiones del informe.

Capítulo

# 1

# Indicadores clave del desempeño de la infraestructura de gas en América Latina y el Caribe

En el Cuadro 1 se presenta la evolución del consumo primario de energía y del PBI *per capita*, que incluye una muestra de países comparables. Tal como se puede observar, el consumo de energía primaria por habitante ha aumentado de forma permanente en América Latina y el Caribe (ALC) conforme lo han hecho los niveles de ingresos *per capita*. 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 (como Turquía, por ejemplo) y a las economías más desarrolladas, y 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. Durante 2011, el crecimiento de consumo primario de energía *per capita* de los países del ALC alcanzó 2,2% superando los guarismos promedios de las dos últimas décadas, 1,8% y 1,3% respectivamente.

Entre los años 2000-2011, el consumo energético de fuentes primarias desciende su ritmo de crecimiento en América Latina, 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 1990-2011 el consumo *per capita* de energía en la región se incrementó en un 40%, mientras que el mundo lo hizo en un 15%; un país de rápida industrialización como Corea del Sur 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 capita* y del PBI *per capita*<sup>1</sup>

	<i>Consumo per capita</i>				<i>PBI per capita</i>			
	<b>1990-2000</b>	<b>2000-2010</b>	<b>1990-2010</b>	<b>2011</b>	<b>1990-2000</b>	<b>2000-2010</b>	<b>1990-2010</b>	<b>2011</b>
América Latina y el Caribe	1,8%	1,3%	1,6%	2,2%	3,6%	4,1%	3,8%	4,6%
Canadá	1,2%	0,9%	1,0%	3,0%	4,0%	3,0%	3,5%	2,4%
Australia	0,9%	-0,4%	0,3%	6,1%	4,4%	3,8%	4,1%	2,8%
Polonia	-1,8%	1,3%	-0,3%	3,4%	5,8%	6,3%	6,1%	5,0%
Turquía	2,8%	2,7%	2,8%	8,0%	3,9%	5,1%	4,5%	4,6%
Corea del Sur	6,7%	2,6%	4,7%	2,6%	7,7%	6,1%	6,9%	5,3%
OECD	0,8%	-0,4%	0,2%	-1,3%	4,2%	3,3%	3,7%	2,7%
Unión Europea - 27	0,2%	-0,2%	0,0%	-3,3%	3,8%	3,3%	3,6%	2,7%
Mundo	0,0%	1,3%	0,6%	1,3%	3,2%	3,6%	3,4%	2,8%

Fuente: elaboración en base a Fondo Monetario Internacional, OECD y BP.

Si bien durante 2011 el consumo *per capita* de gas en la región creció a una menor tasa que la registrada en los últimos 20 años, alcanzando un 1,3%, dicho guarismo siguió superando a lo observado en el mundo (1,1%) y, en particular, comparado al retroceso que se observó en UE (-10%) y en la OECD (-0,6%) en el consumo de gas *per capita*. Respecto de la penetración del gas en la matriz primaria se observa que durante 2011 dicho indicador mantuvo su participación, aunque sobresale el caso de Turquía donde se registró un aumento significativo de dicho indicador: 35%. En los países de América Latina el indicador se mantuvo en el 25%.

**Cuadro 2.** Evolución del Consumo de Gas Natural *per capita* y Penetración en la Matriz <sup>2</sup>

	<i>Consumo per capita</i>				<i>PBI per capita</i>			
	<b>1990-2000</b>	<b>2000-2010</b>	<b>1990-2010</b>	<b>2011</b>	<b>1990-2000</b>	<b>2000-2010</b>	<b>1990-2010</b>	<b>2011</b>
América Latina y el Caribe	3,2%	3,4%	3,3%	1,3%	18%	20%	25%	25%
Canadá	0,8%	2,6%	1,7%	4,2%	23%	22%	27%	27%
Australia	0,8%	1,1%	1,0%	-1,4%	18%	17%	20%	19%
Polonia	1,0%	3,6%	2,3%	-0,8%	8%	11%	14%	13%
Turquía	13,7%	9,0%	11,3%	16,0%	7%	18%	32%	35%
Corea del Sur	19,0%	8,1%	13,5%	8,0%	3%	9%	15%	16%
OECD	2,3%	0,6%	1,5%	-0,6%	20%	23%	25%	25%
Unión Europea - 27	2,9%	0,9%	1,9%	-10,0%	18%	23%	26%	24%
Mundo	0,6%	1,5%	1,1%	1,1%	22%	23%	24%	24%

Fuente: elaboración en base a OECD y BP.

1. Tasa de crecimiento promedio anual. Se tomó el PBI en dólares expresado en Paridad de Poder de Compra (PPP, por sus siglas en inglés).
2. Participación (%) del consumo de gas sobre el total de energía primaria consumida.

De modo general, la mayor penetración del gas se verificó en todo el mundo a partir del aumento en el comercio regional de gas, en una primera instancia vía 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, las cuales han sustituido combustibles más contaminantes como el carbón y derivados del crudo a favor del gas natural.

En este marco, las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en América Latina se han incrementado conforme lo hizo el consumo energético. El Cuadro 3 muestra que los niveles de emisiones de CO<sub>2</sub> en la región son sustancialmente menores a los que exhiben regiones y economías más industrializadas, que llegan a ser entre tres y cinco veces las correspondientes a América Latina (ver Corea del Sur, OECD y Unión Europea). Al interior de la región, las emisiones se encuentran concentradas en un 73% en Argentina, Brasil, México y Venezuela. Durante 2011 se observa una disminución en los niveles de emisión de CO<sub>2</sub> en OECD y UE en un -1,4 y un -2,9% respectivamente, mientras que es notable el aumento en Australia, Polonia y Turquía, respecto de lo observado en los últimos 20 años.

**Cuadro 3.** Evolución de las emisiones de dióxido de carbono

	<i>Millones de Toneladas per Cápita</i>				<i>Tasa de Crecimiento Promedio Anual</i>			
	<b>1990-2000</b>	<b>2000-2010</b>	<b>1990-2010</b>	<b>2011</b>	<b>1990-2000</b>	<b>2000-2010</b>	<b>1990-2010</b>	<b>2011</b>
América Latina y el Caribe	2,3	2,6	2,9	3,0	1,4%	1,2%	1,3%	1,6%
Canadá	14,9	14,6	15,4	15,9	-0,2%	0,6%	0,2%	3,0%
Australia	16,2	18,0	16,8	18,1	1,0%	-0,7%	0,2%	7,4%
Polonia	10,2	8,2	8,9	9,3	-2,2%	0,9%	-0,6%	3,7%
Turquía	2,5	3,2	3,9	4,2	2,6%	2,0%	2,3%	7,5%
Corea del Sur	5,9	11,3	14,7	15,1	6,6%	2,7%	4,6%	2,7%
OECD	11,9	12,6	11,8	11,6	0,5%	-0,6%	0,0%	-1,4%
Unión Europea - 27	9,5	9,0	8,4	8,2	-0,6%	-0,7%	-0,6%	-2,9%
Mundo	4,3	4,2	4,8	4,9	-0,3%	1,4%	0,6%	1,8%

Fuente: elaboración en base a OECD y BP.

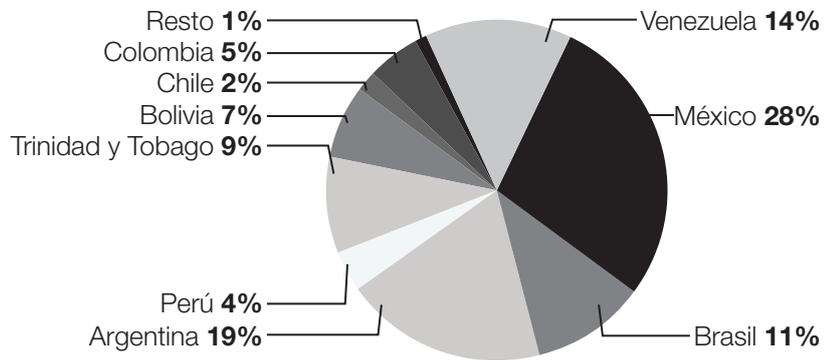
En relación al consumo de gas natural, tal como se muestra en el Gráfico 1, el mayor consumidor es México, con casi un tercio del consumo de gas de toda la región, seguido de Argentina, Venezuela y Brasil. Existen otros consumidores importantes, cuya demanda ha crecido continuamente en los últimos años, como Trinidad y Tobago y Perú<sup>3</sup>, países exportadores de GNL, Bolivia que exporta gas a Brasil y Argentina,

3. Si bien existe una importante diferencia entre ambos, ya que el gas natural es el 92% del consumo primario de energía en el caso de Trinidad y Tobago, mientras que en Perú alcanzó el 27% en 2011.

y Colombia que presenta un mercado con importante infraestructura de transporte y distribución debido a que el gas tiene una alta penetración en la matriz de energía. Las reservas probadas de gas de la región que durante 2011 totalizan 284 TCF se encuentran fundamentalmente en Venezuela (69%), mientras el restante 31% está atomizado.

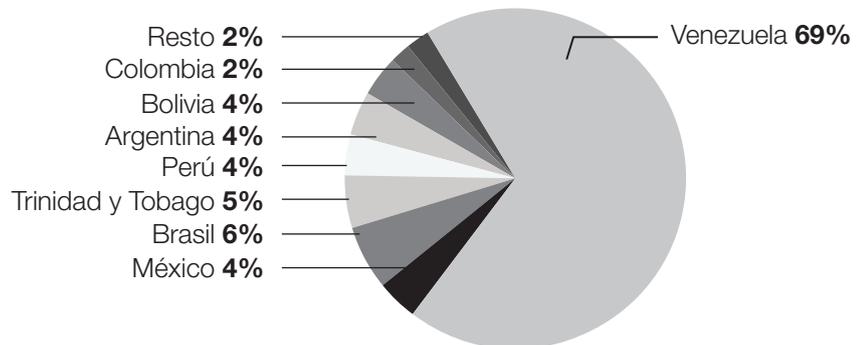
**Gráfico 1.** Distribución de las reservas probadas y del consumo de gas natural en América Latina y el Caribe. Año 2011

**Consumo**



Nota: se incluye demanda por exportación en: TyT, Bolivia, Perú, Colombia.

**Reservas probadas gas convencional**



Fuente: elaboración en base a BP.

Debe notarse que las reservas de gas mostradas se refieren a gas convencional. Durante 2011, el EIA emitió un documento que incluye una estimación para 32 países de recursos en gas no convencional del tipo *shale gas*. El total estimado se muestra en el Cuadro 4 y alcanza 6.622 TCF. Los principales países con ese recurso son: Argentina,

China, Estados Unidos y México; en ese orden, concentran el 54% del total estimado. A su vez, los países de América Latina concentran el 35% del *shale gas* a escala mundial, multiplicando en ocho veces las reservas probadas de gas convencional (2.294 TCF versus 284 TCF).

**Cuadro 4.** Recursos estimados de *shale gas* – (en TCF)

<b>Asia</b>	<b>1.389</b>	<b>21%</b>	<b>Oceanía</b>	<b>396</b>	<b>6%</b>
China	1.275	19%	Australia	396	
India	63	1%			
Pakistán	51	1%	<b>Europa</b>	<b>639</b>	<b>10%</b>
			Polonia	187	
<b>América</b>	<b>3.156</b>	<b>48%</b>	Francia	180	
USA	862	13%	Noruega	83	
Argentina	774	12%	Resto	189	
México	681	10%			
Canadá	388	6%	<b>Africa</b>	<b>1.042</b>	<b>16%</b>
Brasil	226	3%	Suráfrica	485	
Chile	64	1%	Libia	290	
Paraguay	62	1%	Argelia	231	
Bolivia	48	1%	Resto	36	
Uruguay	21	0%			
Colombia	19	0%	<b>Total</b>	<b>6.622</b>	<b>100%</b>
Venezuela	11	0%			

Fuente: elaboración en base a EIA -2011 (World Shale Gas Resources).

En el Cuadro 5 se muestra la evolución del consumo total de gas en la región como también las importaciones por medio de gasoducto y GNL. Se observa que en el período 2000-2011, la región incrementó el consumo de gas en 100.000 MM m<sup>3</sup>. Dicho aumento se explica en un 70% por el mayor consumo de México, Argentina, Brasil y Trinidad y Tobago. No obstante, salvo Chile, todas las economías incrementaron el consumo del fluido en dicho período, e inclusive el comercio regional de gas por medio de gasoductos se incrementó fuertemente hasta el año 2005 (cuando alcanzó los 27.300 MM m<sup>3</sup>), 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 trancos en un contexto de alto crecimiento y demanda de gas en la región. Se adiciona a esto la caída de las reservas convencionales de gas en Argentina. En la actualidad, las importaciones representan el 20% del consumo de la región, donde casi el 33% de las importaciones de la región son de GNL.

La situación en el mundo, por su parte, muestra tendencias similares a América Latina en cuanto a la mayor participación del GNL en las importaciones totales del fluido, en detrimento del gas transportado mediante gasoductos. En 2000, las impor-

**Cuadro 5.** Consumo total de gas natural, importaciones vía gasoductos y GNL(en 1.000 MM m<sup>3</sup>)

	2000			2005		
	<i>Consumo total</i>	<i>Impo gasoducto</i>	<i>Impo GNL</i>	<i>Consumo total</i>	<i>Impo gasoducto</i>	<i>Impo GNL</i>
América Latina y el Caribe	123,4	9,1	0,4	161,1	27,3	0,9
México	41,1	2,9	-	56,1	10,1	-
Argentina	33,2	-	-	40,4	1,7	-
Brasil	9,4	2,2	-	19,7	8,8	-
Chile	6,5	4,1	-	8,4	6,5	-
Colombia	5,9	-	-	6,7	-	-
Ecuador	0,3	-	-	0,4	-	-
Perú	0,3	-	-	1,5	-	-
Trinidad y Tobago	10,6	-	-	15,1	-	-
Venezuela	27,9	-	-	27,4	-	-
<b>Resto</b>	<b>1,8</b>	<b>0,04</b>	<b>0,4</b>	<b>3,3</b>	<b>0,1</b>	<b>0,9</b>
Impo Gasod./Cons.Total	7%	-	-	17%	-	-
Impo GNL/Cons.Total	0,3%	-	-	1%	-	-
Impo Totales/Cons.Total	8%	-	-	18%	-	-
<b>Mundo</b>	<b>2.409,1</b>	<b>534,8</b>	<b>132,8</b>	<b>2.766,7</b>	<b>532,7</b>	<b>188,8</b>
Impo Gasod./Cons.Total	22%	-	-	19%	-	-
Impo GNL/Cons.Total	6%	-	-	7%	-	-
Impo Totales/Cons.Total	28%	-	-	26%	-	-

Fuente: elaboración en base a BP.

taciones mediante GNL gasoductos eran del 6% del consumo global de gas, mientras que en la actualidad han aumentado al 10%.

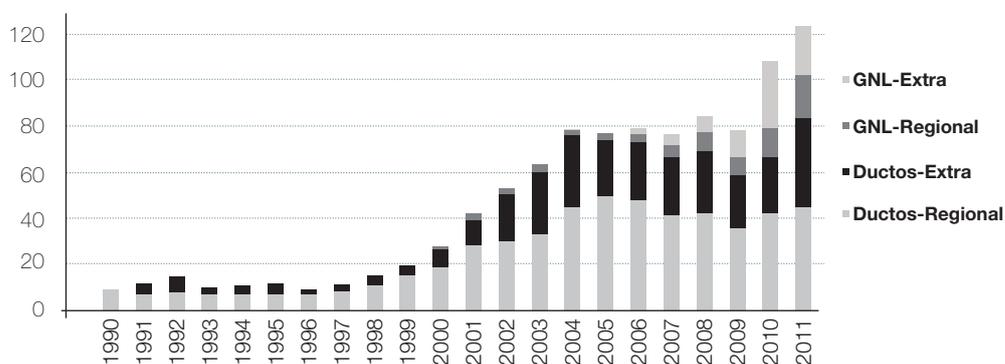
Los Gráficos 2 y 3 permiten observar la evolución del comercio de gas natural en la región y cómo ha evolucionado el comercio bilateral en el período 1990-2011. Se observa que hasta 2005 aproximadamente dos tercios del comercio de gas en América Latina era interregional, mientras que el tercio restante 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 a observarse una mayor presencia del suministro vía GNL básicamente extrarregional. Durante 2011, el 50% del comercio es intrarregional, con un peso del GNL de la región del 15% sobre el comercio total, mientras que el GNL extrarregional representa el 18% del mismo.

Los flujos de comercio de gas en la región se multiplicaron por nueve desde 1990 a 2011, alcanzando en este último año los 60,8 MM m<sup>3</sup>/día, contemplando el comercio por gasoductos y de GNL. Durante la década de los años 90 existió exclusivamente el comercio mediante gasoductos, y teniendo al Cono Sur como principal actor (Argentina y Bolivia al

2010			2011		
Consumo total	Impo gasoducto	Impo GNL	Consumo total	Impo gasoducto	Impo GNL
196,3	23,7	14,9	223,4	29,7	15,0
67,9	9,4	5,7	68,9	14,1	4,0
43,3	1,8	1,8	46,5	3,6	4,4
26,8	9,8	2,8	26,7	9,7	1,1
4,7	0,3	3,1	5,3	0,1	3,9
9,1	-	-	9,0	-	-
0,5	-	-	0,5	-	-
5,4	-	-	6,2	-	-
22,6	-	-	22,0	-	-
32,4	2,2	-	33,1	2,1	-
<b>5,4</b>	<b>0,1</b>	<b>1,6</b>	<b>5,2</b>	<b>0,1</b>	<b>1,6</b>
12%	-	-	13%	-	-
8%	-	-	7%	-	-
20%	-	-	20%	-	-
<b>3.153,1</b>	<b>677,6</b>	<b>297,6</b>	<b>3.222,9</b>	<b>694,6</b>	<b>330,8</b>
21%	-	-	22%	-	-
9%	-	-	10%	-	-
31%	-	-	32%	-	-

Gráfico 2. Importaciones regionales y extrarregionales vía gasoducto y GNL

(MM m³/día)



Fuente: elaboración en base a BP y EIA

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.

El posterior desarrollo de Trinidad y Tobago como un importante productor y exportador de GNL permitió que se incrementen 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, al contar para ello con el GNL de Trinidad. Posteriormente, surgen otros mercados regionales para Trinidad, como son Argentina, Brasil y Chile, y un nuevo jugador se incorporó recientemente en escena como productor y exportador de GNL: Perú.

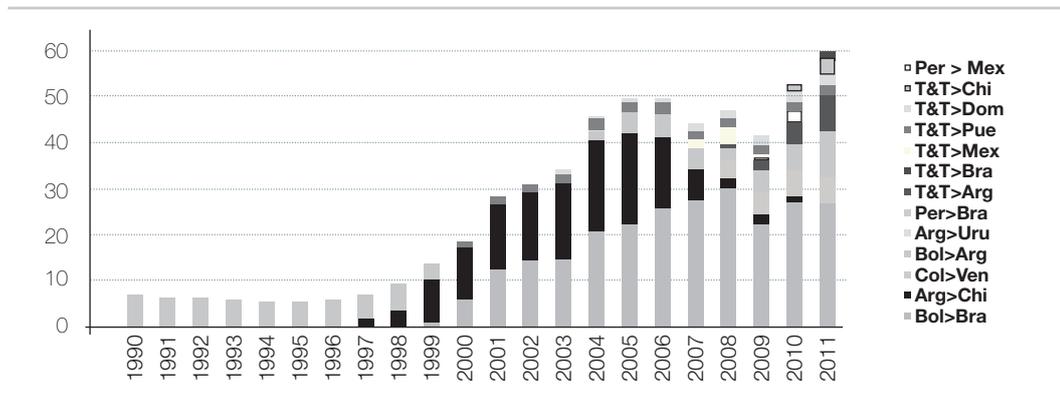
Durante 2011, Bolivia representó el 60% de las exportaciones de gas que se efectúan dentro de la región por ducto. Trinidad exportando GNL representa el 27%, Perú con GNL el 3%, mientras que el 10% restante corresponde a las exportaciones de Colombia y Argentina (ambos mediante gasoductos).

No obstante, el mercado regional es muy dinámico y cambiante, y se esperan transformaciones en la estructura actual a medida que se incorporen nuevos exportadores de GNL (muy posiblemente Brasil) y otros países consoliden su posición importadora de GNL (Chile, Uruguay, Argentina, Brasil, entre otros), vista la reciente multiplicidad de proyectos de regasificación. En cuanto al comercio intrarregional por ductos no cabe esperar cambios significativos en las interconexiones existentes, aunque sí es más probable que se incrementen los volúmenes; sobre todo se esperan mayores envíos de Bolivia a Argentina, vía el nuevo Gasoducto GNEA.

El Cuadro 6 presenta a los países de América Latina clasificados en cinco grupos, según la madurez de su mercado de gas natural. La categorización responde a parámetros relativos a 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.

**Gráfico 3.** Flujos de comercio intrarregional de gas en ALC

(MM m<sup>3</sup>/día)



Fuente: elaboración en base a BP y EIA

**Cuadro 6.** Clasificación de los países de América Latina según madurez del mercado de gas natural<sup>4</sup>

(MM m <sup>3</sup> /día)				
Descripción Grupo	Países	Características de la infraestructura de transporte	Recursos de gas	Penetración del gas en la matriz (% consumo de gas/consumo primario de energía)
<b>#1</b> Infraestructura de transporte y mercado doméstico maduros	Argentina Brasil Colombia México	Mediano/alto desarrollo	Significativa producción doméstica en relación al consumo. Pozos maduros, exploración en pozos no convencionales	Alta participación. Entre 25-50% del consumo de energía primaria
<b>#2</b> Parcial desarrollo de infraestructura de transporte, con potencial gasífero	Perú Venezuela	Greenfield. Desarrollo reciente según descubrimientos. Proyectos trunco de integración (Venezuela). Lento desarrollo del mercado interno de gas	Significativa producción doméstica en relación al consumo. Actividad exploratoria en pozos convencionales	Medio a alto en el caso de Venezuela
<b>#3</b> Infraestructura de transporte destinada principalmente a la exportación de gas	Bolivia Trinidad y Tobago	Escaso desarrollo para el mercado interno. Trinidad y Tobago tiene baja extensión de gasoductos por sus dimensiones aunque importantes inversiones en licuefacción	Potencial de recursos gas, aunque bajo ratio reservas probadas/producción. En el caso de Trinidad y Tobago la proximidad con Venezuela amplía su base de recursos	Alta para Trinidad y Tobago (92% del consumo de energía primaria), menor al promedio de la región en Bolivia (20%)
<b>#4</b> Bajo desarrollo del mercado con autoabastecimiento	Cuba Ecuador	Escasa; poca tradición en producir gas en cantidades significativas	Bajo nivel de producción en relación a las reservas (1% de las reservas de América Latina)	Muy bajo. En ambos casos, la matriz está concentrada en derivados del crudo (70% en promedio)
<b>#5</b> Parcial desarrollo de la infraestructura de transporte doméstico, con dependencia del gas importado	Operativos: Chile Uruguay Puerto Rico Rep.Dominicana  Proyectados: Panamá Jamaica	Realizada en función de las necesidades de importación	Nulos a escasos. Sólo reservas probadas en Chile (1% de las reservas de la América Latina) que es el único que tiene producción (20% del consumo en promedio última década)	Baja, aunque con potencial

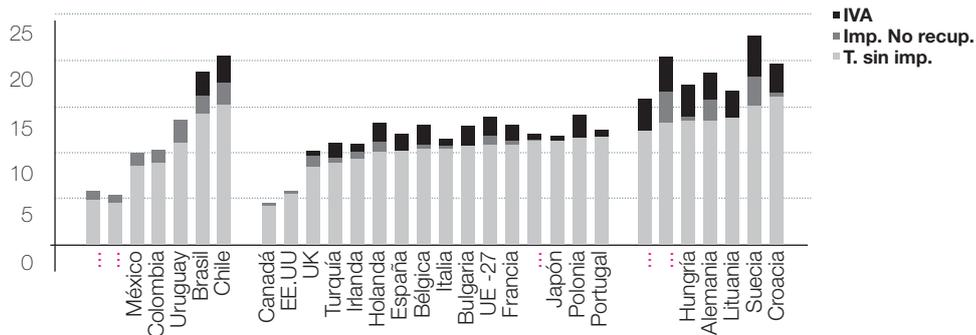
Fuente: elaboración propia.

4. 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 – ver grupo # 3-), Costa Rica, El Salvador, Guayana Francesa, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Nicaragua, Paraguay y Surinam. Como Antillas Menores se considera 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 m<sup>3</sup>.

Finalmente, a continuación se presenta la situación tarifaria de gas de los países de la región en comparación con lo observado internacionalmente, a nivel de los segmentos industriales y residenciales. En el Gráfico 4<sup>5</sup> se observan las tarifas industriales de gas natural para un panel de países desarrollados y de América Latina, correspondientes a grandes usuarios industriales. En Europa, el consumo de gas natural está fuertemente concentrado en los países más industrializados, de los cuales entre seis países (Reino Unido, Alemania, Italia, España, Holanda y Francia) representan tres cuartas parte del consumo de gas de la UE-27. Las tarifas de los países industrializados de Europa promedian alrededor de USD 11 MM Btu, Estados Unidos y Canadá promedia USD 5 MM Btu (influenciadas por los bajos precios del *commodity gas*), mientras que en América Latina (excluyendo a Argentina y Perú) alcanzan un valor casi similar al europeo (USD 11,6 MM Btu). En este sentido, las tarifas industriales de gas natural de Argentina y Perú son casi el 50% del promedio de comparables, excluidos Estados Unidos y Canadá.

**Gráfico 4.** Comparación internacional de tarifas de gas al sector industrial (2011)

(US\$/MMBTU)

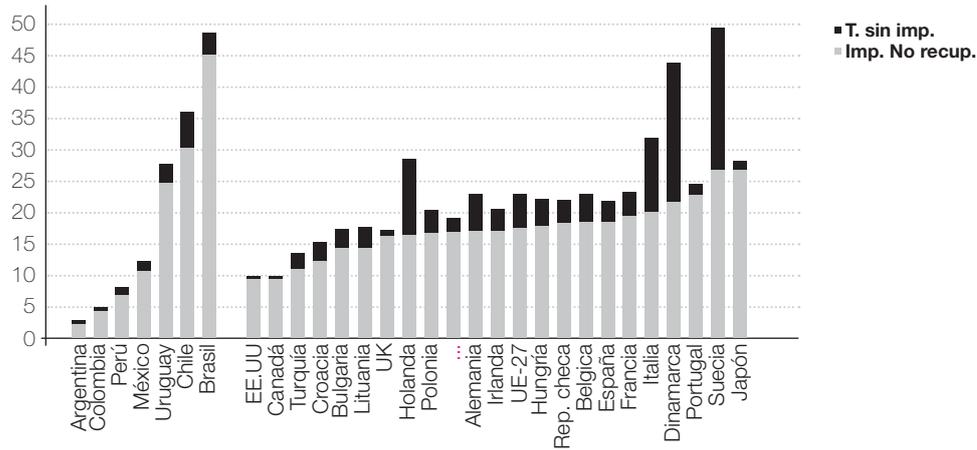


Fuente: elaboración propia.

5. Las tarifas europeas se obtuvieron de Eurostat, y se corresponden a la banda I4 (consumos anuales comprendidos entre 100.000 y 1.000.000 GJ, con un factor de carga de 250 días). Para América se obtuvieron de diversas fuentes: i) informe de Metrogas (Comparación Internacional de Tarifas de Gas Natural para Clientes Residenciales e Industriales a Diciembre 2010). Para el caso de Argentina la tarifa es un promedio ponderado de las tarifas vigentes en cada una de las distribuidoras para un industrial FD; ii) informes de Montamat (Informe Mensual de Precios de Energía, varias publicaciones); iii) informe del IEA (Energy Prices and Taxes – Second Quarter 2011); y iv) informe del Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido –DECC– (Quarterly Energy Prices – June 2011). Equivalencia en gas natural: 1 GJ = 26,1 m<sup>3</sup>.

**Gráfico 5.** Comparación Internacional de tarifas de gas al sector residencial (2011)

(US \$ / MM BTU)



Fuente: elaboración propia.

En el caso de las tarifas residenciales de gas natural se repite la discrepancia observada para el caso de las tarifas industriales. En el Gráfico 5<sup>6</sup> se presentan estos resultados y se observa que la tarifa residencial de gas natural es USD 18,5 MM Btu en países industrializados de Europa, USD 9,5 MM Btu en Estados Unidos y Canadá y USD 25 MM Btu en América Latina, excluyendo Argentina y Perú, los cuales presentan las tarifas más bajas: USD 2,2 MMBtu y USD 6,9 MM Btu, respectivamente.

6. Las tarifas europeas se obtuvieron de Eurostat, y se corresponden a la banda D2 (consumos anuales comprendidos entre 20 y 200 GJ). Para América se obtuvieron del informe de Metrogas (Comparación Internacional de Tarifas de Gas Natural para Clientes Residenciales e Industriales a diciembre 2010). Para Argentina supone un consumo promedio de 100 m<sup>3</sup> por mes (sería el equivalente a un usuario R3 1° de Metrogas, Gas Natural Ban o Litoral) y que a su vez se encuentra alcanzado por el Cargo 2067 para importación de gas natural, que es de aproximadamente USD 1,2 MM Btu.



Capítulo 2

# Eventos relevantes ocurridos en América Latina y en el Mundo desde el IDeAL 2011

**En esta sección** se presentan las novedades más relevantes ocurridas desde la realización de IDeAL 2011. Dichos eventos se presentan en los países de América Latina y algunas novedades interesantes del mundo (perspectivas del *shale gas* en Estados Unidos, expectativas del mercado mundial de GNL, descubrimientos de gas *off shore* en Mozambique, por su relevancia para el desempeño futuro del mercado del gas en la región), e incluyen tendencias, anuncios, proyectos importantes y destacados, los cuales dan el marco de referencia para pronosticar la demanda y oferta de gas y los requerimientos de infraestructura de transporte, que son tratados posteriormente en las secciones 3 y 4 de este documento.

## **Novedades en los países de América Latina**

### *Argentina*

La profundización del deterioro del sector durante 2011, en el que se presentó una balanza comercial energética deficitaria, la cual no se producía desde hacía 20 años en el país, del orden de USD 3.000 millones, lo que se suma a un aumento de subsidios al consumo energético que se estima en un 2,2% del PBI, llevó al Gobierno Nacional a tomar en el mes de abril de 2012 una medida de alto impacto en el funcionamiento del sector de hidrocarburos, como es la recuperación del control

7. Ley 26.741/2012, promulgada por el Decreto 660/2012.

de YPF, mediante la expropiación del 51% de las acciones de REPSOL<sup>7</sup>. La nueva conducción de la compañía ha lanzado en el mes de junio de 2012 los lineamientos de su Plan Estratégico 2012-2017, procurando la producción de petróleo y gas, y apostar a la exploración y explotación de recursos no convencionales<sup>8</sup> que han sido certificados por consultoras especialistas<sup>9</sup>. Vale mencionar que el control del 51% del paquete accionario de YPF, ahora estatal, quedó distribuido entre el Estado Nacional con el 51%, mientras que el 49% restante se distribuye entre las provincias integrantes de la organización federal de estados productores de hidrocarburos, dado que las provincias son quienes poseen la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos en sus territorios<sup>10</sup>.

De concretarse el plan de YPF<sup>11</sup>, más el acompañamiento del resto de los agentes del sector aportando nueva producción de *shale gas* a la oferta total del país, se puede estimar un crecimiento total de la producción nacional del 24% para 2020. Para estimar ese aumento, los volúmenes proyectados consideran los supuestos y referencias contenidos en el Plan de YPF (esfuerzo de inversión, número de pozos y producción por pozo) y se extrapolan para el total de formación de Vaca Muerta en Neuquén con la inclusión y participación de otros productores activos en esa formación. Debe notarse que para ello se requiere aumentar radicalmente el esfuerzo de explotación respecto de la actualidad, y ejecutar un total de 140 pozos por año para el período 2013-2017 y 280 pozos anuales en el período 2018-2020. El monto de inversión acumulado en el período 2013-2020 se estima en USD 17.600 millones. Vale aclarar asimismo, como incentivo al desarrollo del *shale gas*, que su costo se presume en el rango entre USD 8-10 MM Btu, y que aunque supera al del gas obtenido de *Tight Gas* (entre USD 4-6 MM Btu), está muy por debajo del costo de importación de GNL (actualmente USD 17,5 MM Btu).

Un hecho no menor es que, dado la capacidad ociosa actual de los gasoductos desde la cuenca Neuquina (70%) y la declinación del gas convencional en dicha cuenca, no se requerirán a futuro expansiones para transportar el *shale gas* pronosticado para el período (de aproximadamente 56 MM m<sup>3</sup>-día al año 2020).

Por último y en relación al Proyecto del Gasoducto GNEA, a comienzos de 2012 el Gobierno Nacional lanzó una nueva licitación para la contratación de los servicios, suministros y obras para su construcción. El proyecto fue dividido en tres etapas:

8. *Shale oil y shale gas*.

9. Ryder Scott, 2011.

10. Ley 26.197 del año 2007: los yacimientos de hidrocarburos situados en el territorio de la República Argentina pertenecen a los Estado Provinciales. Por otra parte, aquellos yacimientos situados en la plataforma continental del país (a partir de 12 millas) pertenecen al patrimonio del Estado Nacional.

11. El Plan Estratégico de YPF (2012-2017) responde al desarrollo masivo del *shale gas* de la formación de Vaca Muerta en la provincia del Neuquén, en la cual tiene una participación del aproximadamente del 40%. Los recursos de esa formación se proyectan en 87,5 TCF, según la consultora Ryder Scott (un 36% del guarismo incluido en el Informe de la EIA para Vaca Muerta: 240 TCF).

**Cuadro 7.** Requerimiento de esfuerzos físicos y de capital para la E&P de gas no convencional

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2020
N° de nuevos pozos no convencionales por año		140	140	140	140	140	280	280	280	<b>1.540</b>
CAPEX		1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	3.200	3.200	3.200	<b>11.007 VA CAPEX</b>
										<b>17.600 SUMA CAPEX</b>
Producción de gas no convencional - MM m <sup>3</sup> -día	10,0	15,0	22,4	33,6	37,2	41,2	45,7	50,6	56,0	
Producción gas convencional - MM m <sup>3</sup> -día	80,8	77,2	73,8	70,5	67,4	64,4	61,6	58,9	56,3	
										<b>Var (%) 2012-2020</b>
Producción nacional - sin desarrollo gas no convencional 2013-2020	90,8	87,2	83,8	80,5	77,4	74,4	71,6	68,9	66,3	-27%
Producción nacional - con desarrollo gas no convencional 2013-2020	90,8	92,2	96,2	104,1	104,6	105,6	107,2	109,4	112,3	24%

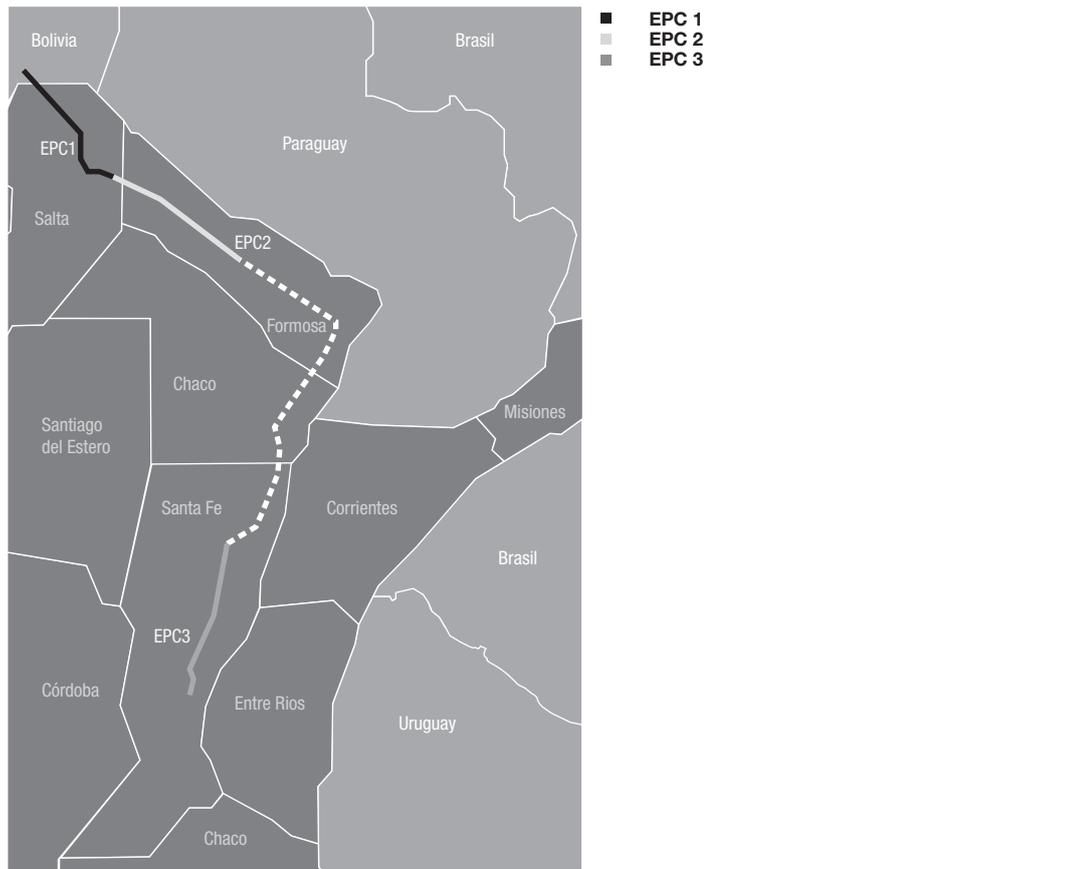
Fuente: elaboración propia en base a estimaciones propias.

- Renglón 1: corresponde al EPC1 del tramo que recorre la traza desde la conexión del Gasoducto Juana Azurduy (GJA) en la PK17 (en la Provincia de Salta) hasta el límite provincial entre la localidad de Salta y Formosa (Pk229+443).
- Renglón 2: corresponde al EPC2 del tramo que recorre la traza desde el límite provincial entre Salta y Formosa (Pk 229+443) hasta las proximidades de la localidad de Ibarreta, ambas en la Provincia de Formosa (Pk 532+901).
- Renglón 3: corresponde al EPC3 del tramo que recorre la traza desde la localidad de Vera hasta la conexión en Sauce Viejo, ambas en la Provincia de Santa Fe (Pk 265+074).

Los oferentes deberán presentar la oferta para todos los renglones objeto de la licitación, pudiendo ser adjudicatarios únicamente de uno de los mismos.

**Mapa 1:** Proyecto del gasoducto GNEA (2012)

(US\$ / MMBTU)



Fuente: Enarsa.

La apertura de las ofertas se había pautado para el mes de abril de 2012 y Enarsa realizó varias prórrogas. A la fecha se desconocen nuevas novedades en el proceso de licitación.

**Brasil**

El Ministerio de Minas y Energía, responsable de la coordinación del planeamiento energético nacional y de la implementación de las políticas energéticas, presentó en noviembre de 2011 el Plan Decenal de Expansión de Energía (PDE 2020), que incorpora una visión integrada de la expansión de la demanda y de la oferta de recursos energéticos para un horizonte de 10 años. En dicho plan, el gas natural como consumo final energético pasa de representar el 8% en 2010 hasta el 11,3% en 2020. Las proyecciones de demanda de energía y del gas (del orden del 5,8% anual), en particular que fueran incorporadas en el IDEAL 2011, se mantienen en el PDE 2020. Sin embargo, en el escenario de oferta se modifica el supuesto anterior de que se discontinuaría la importación del gas de Bolivia a partir del vencimiento del contrato en

2019; por el contrario, según expresiones de las autoridades energéticas brasileras, es intención de seguir importando gas de Bolivia. Es por ello que en el actual escenario se mantiene la oferta del gas Bolivia en 31,5 MM m<sup>3</sup>-día hasta 2025. Además, se prevé como oferta adicional de GNL a la existente, una planta de regasificación (TRBahía) en la región sudeste con capacidad de 14 MM m<sup>3</sup>-día, que estaría disponible en 2014.

Otro tema relevante en el que ha habido avances tiene que ver con el desarrollo del emprendimiento Floating Liquefied Natural Gas (FLNG)<sup>12</sup>, proyecto que tiene como objetivo poner a disposición del mercado gas natural del pré-sal de Santos. La capacidad de procesamiento de la FLNG se proyecta en 14 MM m<sup>3</sup>-día de gas asociado. En diciembre de 2011 Petrobras invitó a tres consorcios para evaluar propuestas de EPC (Engineering, Procurement and Construction Contracts) para el proyecto de FLNG. La mejor propuesta presentada correspondió al joint venture conformado por Technip, Modec International y JGC, con una inversión de USD 3.800 millones. La decisión final para contratar la ejecución del proyecto y de inversión (FID –Final Investment Decision) aún no ha sido tomada por Petrobras y sus socios (BG Group, Repsol y Galp Energy), pero se descuenta la ejecución del proyecto. El inicio de la operación del FLNG se prevé para 2016.

Respecto al desarrollo de infraestructura de transporte, vale notar que entre 2005 y 2011 se incrementó en más del 70% la capacidad de transporte, y se finalizaron obras para integrar todo el territorio nacional por un total de USD 15.000 millones. Ahora en el PDE se prevé una planificación de la infraestructura a partir de los requerimientos en el pico, que totalizan inversiones en capacidad de transporte por USD 850 millones en los próximos 10 años.

Finalmente, en relación al tema de desarrollo de insumos locales en las obras de infraestructura que había tratado en el IDEAL 2011, el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) y la Financiadora de Estudios y Proyectos (FINEP) tienen previsto lanzar este año un llamado público para las empresas interesadas en acceder a la línea de recursos de USD 1.500 millones del Programa Inova Petro. Esta iniciativa pondrá a disposición recursos para el fomento de proyectos de innovación en el área de petróleo, gas y naval.

### *México*

En febrero de 2012, la Secretaría de Energía del Gobierno Nacional de México dio a conocer el documento Estrategia Nacional de Energía 2012-2026 (ENE), que delinea el rumbo del sector energético con un horizonte de 15 años. En particular, en materia de la industria del gas, plantea que esta fuente de energía aumentará su participación en la producción de energía primaria, desde el 25% actual al 31% a 2026. Para ello prevé un fuerte impulso y crecimiento de la explotación del gas no

12. El concepto del FLNG consiste en tratar y licuar el gas en una estructura flotante *off shore*, en lugar de instalar gasoductos conectados desde la producción a una planta de procesamiento en tierra.

convencional (*shale gas*) que se estima representará en 2025 el 28% de la oferta de gas nacional (aproximadamente 87 MM m<sup>3</sup>-día sobre un total de 305,3 MM m<sup>3</sup>-día). Dado que bajo este escenario la oferta doméstica crecerá a mayor tasa que la demanda (3,4% versus 2,8%), se estima que los volúmenes de importación caerán en el período. El escenario ENE considera que el *shale gas* pasará de 5,7 MM m<sup>3</sup>-día en 2016 hasta 87 MM m<sup>3</sup>-día en 2025 mediante el aporte de la producción en el *play* de Eagle Ford y de un *play* adicional, La Casita. Producto de la mayor disponibilidad de oferta de gas al mercado, el ENE plantea la necesidad del fortalecimiento y ampliación de la infraestructura de gas. Ello implicará un incremento del 38% en la red de transporte actual, que alcanzará 15.916 km con inversiones asociadas que ascienden a USD 8.067 millones. La capacidad de transporte se incrementará en 77 MM m<sup>3</sup>-día pasando de 144,8 MM m<sup>3</sup>-día en 2011 a 221,8 MM m<sup>3</sup>-día en 2026. Asimismo, se espera que la red de distribución se incremente un 125% respecto a 2011, y totalice 101.960 km. Con ello se logrará una cobertura del 81% de las entidades del país (lograr que más de cuatro millones de usuarios tengan acceso a este combustible). En síntesis, la estrategia integral para el desarrollo de los gasoductos está sustentada en dos ejes: 1) desarrollo de nueva infraestructura con apoyo de recursos públicos y privados, y 2) apertura de nuevos mercados alejados de la red actual de gasoductos.

### Perú

El Ministerio de Energía y Minas tiene como objetivo de política de Estado elaborar los lineamientos para la elaboración de una Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como instrumentos de planificación para el período 2011-2040. En ese sentido, en el mes de enero de 2012 se publicaron los resultados de un estudio de consultoría que sirve de base para la propuesta a realizar por el Gobierno. En dicho estudio se planteó que el gas en la oferta interna bruta de energía secundaria pasará del 9,5% de 2010 al 25,7% en 2040. El denominado plan de acceso al gas natural supone la ampliación del gasoducto existente de Camisea a Lima y la construcción de nuevos gasoductos (al norte y sur del país), con una inversión total de USD 6.600 millones, lo que supone ampliar la capacidad de transporte actual en 43 MM m<sup>3</sup>-día en los puntos de inyección en los campos de producción de Camisea. Hasta que los gasoductos se construyan y puedan abastecer a los nuevos mercados, se desarrollarán sistemas de distribución de gas en varias ciudades a ser abastecidas mediante gasoductos virtuales que llevarán GNL o Gas Natural Comprimido (GNC) mediante transporte por camión. Para ello, el gobierno, a través de Proinversión, lanzó en junio de 2012, la licitación para el diseño, el financiamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de varios proyectos de distribución (zona norte, sur medio y sur costa). Los adjudicatarios se comprometerán a realizar el transporte del GNL o GNC hasta el límite de las ciudades establecidas, para la regasificación y distribución por ductos de gas natural. Se tiene prevista la adjudicación de estas concesiones a fines de 2012.

### *Venezuela*

Actualmente las inversiones proyectadas en el sector gas están centradas en proyectos de exportación de GNL y en la gasificación nacional mediante el Plan Especial de Construcción de Gasoductos.

El objetivo del proyecto GNL se encuentra inmerso dentro del Desarrollo Gasífero Delta Oriental (GDCO). Durante 2011, por resolución de la Junta Directiva de PDVSA, se consideró solo la implantación de un tren de licuefacción para la exportación de 4,7 MM Ton/año, en lugar del proyecto original de tres trenes que totalizaban 14,1 MM Ton/año. El proyecto que se prevé ahora estará operativo a partir de 2015 y obtiene GNL a partir del gas natural (800 MM PCD) proveniente de las áreas de producción Costa Afuera de la Región Oriental (Plataforma Deltana bloque 2-Mejillones-Río Caribe).

Adicionalmente, el Plan Especial de Construcción de Gasoductos para la Gasificación del país implica una inversión de USD 6.525 millones, a través de la implementación de los siguientes proyectos:

- i. Gas Anaco: tiene como objetivo la construcción de cinco centros operativos con capacidad para recolectar, comprimir y transferir una producción de 2.559 MM PCD de gas de los campos San Joaquín, Santa Rosa y Zapato Mata R, Santa Ana y Aguasay. La inversión estimada es de USD 2.741 millones.
- ii. Gas Santo Tomé: consiste en la construcción de la infraestructura de superficie para un potencial máximo de 600 MM PCD de gas. El costo aproximado es de USD 1.400 millones.
- iii. Interconexión Centro Oriente-Occidente: tiene como objetivo conectar los sistemas de transmisión de la región este y central del país (Anzoátegui y Lara) con el sistema oeste (Zulia y Falcón). La inversión es de USD 891 MM.
- iv. Sistema Nororiental de Gas (Sinorgas): tiene previsto la construcción de ductos para transportar volúmenes costa afuera en la región nororiental del país desde Güiria hasta los centros de consumo en los estados Sucre, Nueva Esparta y norte de los estados Anzoátegui y Monagas. El costo estimado del proyecto es de USD 2.162 millones.

### *Bolivia*

La operación de la planta de Amoníaco y Urea, que forma parte del proyecto nacional de industrialización del gas, entraría en operación en 2015. La empresa coreana Samsung Engineering se adjudicó en agosto de 2012 la construcción de las dos plantas licitadas por YPFB que estarán ubicadas en Bulo Bulo, en el departamento de Cochabamba. Se estima que las plantas tendrán una capacidad de producción de 650.000 Ton/año de urea y 400.000 Ton/año de amoníaco.

El proyecto de industrialización del gas también incluye otros proyectos: licuables (Marejones y Río Grande), una planta de polietileno (Gran Chaco) y una planta de Gas To

Liquids (GTL). En ese sentido, se prevé industrializar el gas que exporta a Brasil y Argentina desde el primer semestre de 2013, fecha en que estarán listas las dos plantas de separación (en Santa Cruz y Yacuiba) que permitirán separar diferentes tipos derivados del gas<sup>13</sup>. También existe otro proyecto de YPFB de licuables en el Gran Chaco<sup>14</sup>, ubicado en Yacuiba-Tarija y que se estima esté en funcionamiento en el segundo semestre de 2014. A partir de la construcción de esta planta separadora se obtendrá una materia prima importante que es el etanol, para otro proyecto que es el etileno-polietileno.

Todos estos proyectos de industrialización totalizan 16 MM m<sup>3</sup>-día a 2025, lo que impulsará el consumo interno del gas en el país que alcanzará en 2025, 37 MM m<sup>3</sup>-día según las estimaciones oficiales de YPFB.

Por otra parte, los volúmenes exportados hacia Argentina han crecido en 2012 producto de la incorporación de gas adicional producido en los campos de Margarita y Huacaya en el bloque Caipipendi, el cual triplicó su producción desde mayo de 2012 de 3 MM m<sup>3</sup>-día a 9 MM m<sup>3</sup>-día. Además, ese volumen seguirá aumentando hasta los 14 MM m<sup>3</sup>-día desde el año 2014. Dado los excedentes de producción que se producen desde mediados de este año, como consecuencia de la caída de la demanda desde Brasil y el aumento de la capacidad de producción de Bolivia antes citada, las empresas estatales de Bolivia (YPFB) y Argentina (Enarsa) firmaron en julio de 2012 un acuerdo de compra-venta que permite a Bolivia vender el excedente al mercado argentino, siempre que tenga disponibilidad y exista capacidad de transporte. El volumen de este contrato puede ir hasta 2,7 MM m<sup>3</sup>-día en 2012 y hasta 3,3 MM m<sup>3</sup>-día en 2013.

Con relación al volumen exportado hacia Brasil, ya se mencionó que es intención de las autoridades brasileras continuar comprando el gas boliviano más allá del plazo de término del contrato actual (2019). Por lo que en las proyecciones de este documento hasta 2025 se asume que éste es el escenario más probable.

### *Trinidad y Tobago*

Se mantiene el proyecto para la construcción y puesta en operación en 2016 de otro tren de GNL de 3,2 MM Ton/año que se agrega a la capacidad actual de licuefacción de 15,2 MM Ton/año.

### *Chile*

El Ministerio de Energía en su Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, publicado en febrero de 2012, establece los lineamientos que guían actualmente la política energética del país a largo plazo. En 2010, el sistema eléctrico tenía una capacidad instalada de 16.970 MW. En el documento se plantea el potencial significativo en renovables no convencionales (RNC) de 11.600 MW, cuya energía eólica representa más de la mitad:

13. La Planta de Separación de Líquidos de Río Grande procesará un caudal de gas rico de 5,6 MM m<sup>3</sup>-día y producirá 361 Ton-día de GLP, 350 BPD de gasolina estabilizada y 195 BPD de gasolina rica en pentanos.

14. La Planta Gran Chaco procesará un caudal máximo de 32 MM m<sup>3</sup>-día de gas rico y producirá 2.247 TMD de GLP, 1.656 BPD de gasolina estabilizada, 1.044 BPD de isopentano y 3.144 TMD de etano.

6.000 MW. En el total de la generación eléctrica, los RNC representaron en 2011 el 3% y se espera que en 2024 alcancen el 10%. La hidro tradicional también aumentará su participación en la matriz eléctrica pasando del 34% a una meta de 45/48% al año 2024. Si bien se prevé una disminución en la participación de los recursos fósiles en la generación eléctrica del 63 al 45%, no se puede prescindir del carbón que proporciona una estabilidad técnica y económica en la matriz energética. Y en ese sentido, a la fecha existen muchos proyectos aprobados. Finalmente, tampoco se puede prescindir de una presencia creciente del GNL como una alternativa cierta de suministro de largo plazo para Chile. De manera que existe un potencial factible de desarrollar para las terminales actuales de regasificación (Quintero y Mejillones). En particular, la terminal de Quintero con una capacidad actual de 10 MM m<sup>3</sup>-día puede ampliarse a 15 MM m<sup>3</sup>-día con una inversión de USD 50 millones y hasta 19,4 MM m<sup>3</sup>-día con una inversión de USD 250 millones. Con respecto a la primera etapa de expansión durante septiembre de 2012, la sociedad formada por Enap, Metrogas y Endesa pondrá fin al *open season* para sumar más usuarios al terminal GNL Quintero. Para ello, la firma está trabajando en una ampliación de producción de la planta hasta 15 MM m<sup>3</sup>-día, y se sumaría un nuevo vaporizador. La compañía pondría a disposición de nuevos clientes 2,7 MM m<sup>3</sup>-día, mientras de 2,3 MM m<sup>3</sup>-día serían para los clientes actuales. GNL Chile ofrecería contratos por 600.000 m<sup>3</sup>-día por períodos menores a los contratos previos, que eran por 20 años. Finalmente, en julio de 2012 la firma Golar LNG se adjudicó la construcción del barco que servirá como terminal flotante de regasificación y almacenamiento de GNL, en la costa de Mejillones de Gas Atacama, en el norte de Chile. El terminal tendrá una capacidad de 5 MM m<sup>3</sup>-día, que permitirá aportar la generación de 1.000 MW de energía. El proyecto demandará una inversión de USD 350 millones. Para ello, Gas Atacama firmó contratos entre 15 a 20 años con el proveedor del barco, que incluyen el mantenimiento, la operación y la construcción del terminal. Asimismo, la firma anunció, a mediados de mayo de 2012, que ingresará un estudio de impacto ambiental para construir un tercer terminal de GNL en Chile, que se sumará a Quintero y Mejillones. Actualmente, Gas Atacama negocia con mineras contratos de suministro que le permitan viabilizar el proyecto.

### *Uruguay*

El Gobierno de Uruguay trabaja desde hace tiempo en varios proyectos para lograr la diversificación de la matriz energética, y apuesta al desarrollo de energías renovables no convencionales, como la eólica. Vale aclarar que este país ya ejecutó prácticamente todo su posible desarrollo hidroeléctrico. Dada la variabilidad de la generación hidroeléctrica y a la falta de disponibilidad de gas desde Argentina para abastecer su parque térmico (500 MW entre las Plantas de La Tablada y Punta de Tigre), el plan energético del país supone desarrollar nuevas alternativas de generación. En ese sentido, y como consecuencia del gran desarrollo tecnológico que ha tenido la fuente de energía eólica en los últimos años, actualmente el potencial eólico del país es estimado en aproximadamente 6.000 MW. En virtud de ello, el Gobierno impulsa la implantación de proyectos eólicos en el país y en marzo de 2012 ya han sido adjudicados 1.000 MW,

que junto con 300 MW que desarrollará la UTE permitirá que esta fuente de energía represente el 35% de la generación eléctrica al año 2015.

Con relación a la generación térmica proyectada, el Gobierno siguió avanzando en la ejecución del Proyecto de la Planta de Regasificación *on shore* de GNL de una capacidad de 10 MM m<sup>3</sup>-día que estaría operativa en 2014. El lugar elegido para la ubicación de la planta es Punta Sayago, a 10 km al oeste del Puerto de Montevideo y tendrá un costo estimado de USD 400 millones. A mediados de agosto de 2012 se dieron a conocer los pliegos para la construcción de la planta y tuvo muchas firmas interesadas<sup>15</sup>. Si bien el proyecto nació como un emprendimiento binacional entre Uruguay y Argentina, finalmente Argentina se retiró y fue desarrollado solamente por el Gobierno de Uruguay. Se establece que la empresa privada que gane la licitación realizará y operará la obra y cobrará un canon de USD 120 millones anuales. Una vez cumplidos los 15 años se transferirá a Gas Sayago (integrada por UTE y ANCAP).

## Algunas novedades relevantes en el mundo

### *Proyecciones de la producción de shale gas en Estados Unidos*

Según la EIA (Annual Energy Outlook 2012) la producción de *shale gas* de Estados Unidos aumentará de 5 TCF en 2010 hasta 13,6 TCF en 2035. En ese período, en caso de representar el *shale gas* el 23% de la producción total del país, aumentará al 49% en 2035. Así se prevé que Estados Unidos se convierta en un país exportador neto de GNL en 2016 y exportador neto por gasoducto en 2025. Se estima que las exportaciones de GNL comiencen con un volumen de 1,1 miles de millones de pies cúbicos en 2016 y se dupliquen en 2019. En ese mismo informe, la EIA estima un total de 482 TCF de recursos técnicamente recuperables de *shale gas*, un valor bastante menor al estimado anteriormente en 827 TCF. Tal diferencia obedece a una restimación del *shale gas* del yacimiento Marcellus desde 410 TCF hasta 141 TCF.

### *Perspectivas en el mercado mundial del GNL*

El incremento en los descubrimientos *off shore* de gas, el desarrollo del gas no convencional y los avances en las tecnologías de licuefacción *off shore* conducirán al crecimiento de las plantas de licuefacción de GNL en el período 2012-2016. Se prevé un incremento de 187,4 MM Ton/año hasta el año 2016 por sobre la capacidad actual de licuefacción mundial del orden de 245 MM-año. Las 14 nuevas plantas de GNL<sup>16</sup> de Australia explican el 45% del incremento global con un total de 84 MM Ton/año. Un

15. 20 firmas interesadas, entre las que se destacan: BG, Gas de France, Gazprom, Enagas, Hyundai, Samsung, Mitsubishi y Total.

16. Una de las plantas a desarrollar en Australia usará por primera vez en ese país la tecnología conocida como *Floating Liquefied Natural Gas (FLNG)*, y estará localizada a 200 km de la costa oeste. La planta llamada *Prelude*, desarrollada por Shell, tendrá una capacidad de producción de 3,6 MM Ton/año de GNL y es semejante a la que intenta desarrollar Petrobras en Brasil para estar operativa en 2016. El diseño de la planta comenzó a mediados de 2009, se tomó la decisión de inversión en 2011 y estará operativa en 2017.

segundo grupo de países: Angola, Canadá, Irán, Nueva Guinea y Venezuela con otros proyectos de GNL contribuirán con el 23% de incremento de la capacidad. Estados Unidos, con la entrada de varios proyectos de licuefacción del *shale gas*<sup>17</sup>, adicionará 17,5 MM Ton/año (lo que representa el 9% del total de expansión del período).

Por el lado de la demanda mundial de GNL, el total planeado de capacidad de regasificación de Europa explicará el 30% de la capacidad de regasificación mundial adicional prevista en 2012-2016. China surge como el principal demandante de GNL en la zona de Asia-Pacífico, explicando el 56,4% de la capacidad de regasificación prevista en dicha zona. Luego le sigue India, con el 15%, y otros países como Indonesia, Singapur, Bangladesh, Vietnam y Tailandia explican el 31% de la adición de capacidad de regasificación prevista en la zona Asia-Pacífico. Japón, el principal demandante actual de GNL del mercado mundial con 78,5 MM Ton/año (32% del mercado aproximadamente), seguirá teniendo relevancia como demandante del mercado. Producto del post-Fukushima, la política energética del país llevó a que el factor de utilización de las plantas nucleares cayera del 68% en 2010 al 38% en 2011. A la fecha, sólo 2 de 54 reactores están operando. En el marco de la política energética del país, anunciada en julio de 2012, se prevé un incremento en el uso del GNL que llevará a incrementar la participación del gas en la generación eléctrica hasta en un 30 a un 35% y reducir la generación nuclear hasta en un 15 a un 20%. El consumo de GNL de Japón al final de la presente década se espera que exceda 85 MM Ton/año (20% de la demanda mundial).

### *Descubrimiento de gas off shore en Mozambique*

Los descubrimientos de gas *off shore* que se vienen anunciando desde 2010 en Mozambique y en su país vecino, Tanzania<sup>18</sup>, ponen al este de África como un potencial oferente de GNL del mercado mundial en los próximos años.

El gas descubierto en Mozambique se encuentra ubicado en la cuenca *off shore* de Rovuma. Hasta la actualidad se ha estimado un total de recursos de 160 TCF, según lo informado por la empresa Anadarko Petroleum Corporation<sup>19</sup> que opera en el Bloque 1 y ENI<sup>20</sup> que opera en el Bloque 4.

Anadarko ha anunciado que su intención es implementar un proyecto de licuefacción GNL *on shore*<sup>21</sup> con dos trenes por un total de 10 MM Ton/año de GNL, con posibilidad de ampliar a seis trenes a futuro que producirían un total de 30 MM Ton/año. La decisión de inversión se tomaría en 2013 y el proyecto estaría operando en 2018. El monto de inversión estimado del proyecto es de USD 18.000 millones. Asimismo, será posible usar la misma planta para licuefaccionar el gas producido por la ENI.

17. Se reconvertirán algunas terminales de regasificación en plantas de licuefacción.

18. Statoil y BG han descubierto en Tanzania aproximadamente 16 TCF.

19. Anadarko es el operador con el 36,5% y sus socios son: Mitsui Mozambique (20%), Videocon Mozambique Rovuma (10%), RPRL Ventures Mozambique B.V (10%), Cove Energy Mozambique Rovuma (8,5%) y Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (15%).

20. Eni es el operador con el 70% del área, y sus socios son: Galp Energia SGPS, Korea Gas Corp y Mozambique ENH tienen el 10% cada una.

21. Los pozos de producción *off shore* están localizados a 56 km de la costa, donde se instalaría la Planta de Licuefacción de GNL.

Capítulo

# 3

# 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 América Latina 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 y recursos estimados de *shale gas* que aún deben ser desarrollados pero que dan una enorme potencialidad.

La demanda de gas natural en América Latina se espera que se expanda al 3,2% anual hasta 2025, lo que significa un crecimiento del 56% entre 2011 y 2025. El crecimiento estará liderado por la expansión de la demanda de los países del Grupo 2 (Brasil, Perú y Venezuela), es decir, aquellos países con potencial de recursos y menor desarrollo de infraestructura de gas. La demanda se expandirá al 5,5% anual, a partir del crecimiento esperado en el sector exportador (Venezuela) y en el mayor consumo de los sectores eléctrico, industrial y 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 2,1% anual, a partir del mayor consumo del mercado interno, principalmente los sectores industriales (en todos los países que lo componen) y el sector eléctrico. De esta manera este bloque disminuirá su peso en la demanda regional de gas del 52% en 2011 al 45% en 2025.

**Cuadro 8.** Demanda acumulada de gas natural y reservas probadas, por grupos

[en TCF]	<b>Demanda acumulada 2012 - 2025</b>	<b>Reservas probadas 2011</b>	<b>Demanda acumulada / Reservas probadas</b>
Grupo 1	87	30	2,9
Grupo 2	53	224	0,2
Grupo 3	38	24	1,6
Grupo 4	1	3	0,3
Grupo 5	7	3	2,0
<b>Total</b>	<b>186</b>	<b>284</b>	<b>0,7</b>

Fuente: elaboración propia en base a BP y EIA.

En el Grupo 3 se espera que el crecimiento del sector exportador sea menor al de la década pasada, si bien 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 que las inversiones en el *upstream* y el desempeño exploratorio permitan cumplir con los planes.

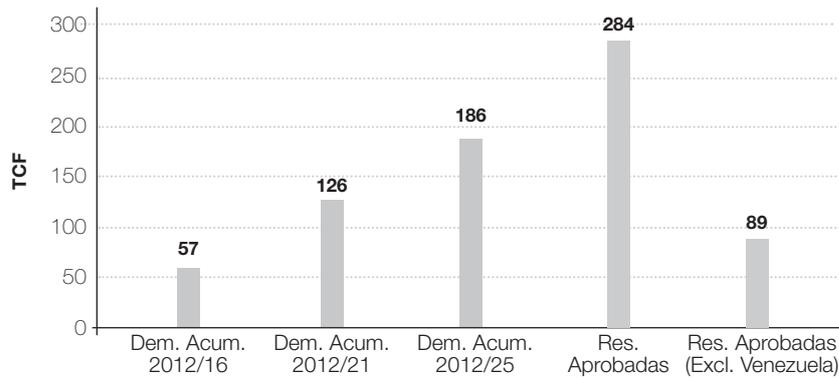
El Grupo 4 mantendrá un consumo de gas relativamente estable, con un crecimiento anual del 3%, que en el caso de Ecuador penetrará lentamente en consumos residenciales e industriales.

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 escala regional se espera que la demanda exhiba un fuerte incremento a partir de la segunda mitad de la presente década, cuando se agreguen 57 TCF a la demanda acumulada entre 2012 y 2016, mientras que se proyecta que se agreguen otros 69 TCF en 2017 y 2025. Debe notarse que en la actualidad las reservas probadas de gas en la región totalizan 284 TCF, incluyendo el stock probado de gas de Venezuela, el cual está asociado fundamentalmente y su reinyección es importante para mantener la producción de crudo. Al considerar a este país, las reservas actuales superan en un 52% la demanda acumulada en 15 años; no obstante, si se excluye a Venezuela, las reservas probadas representan menos del 50% de la demanda acumulada del período 2012-2025.

De todos modos, el principal bloque consumidor tiene una relación reservas probadas a demanda acumulada muy inferior. De la misma manera, es para destacar lo observado en el grupo de países exportadores (Grupo 3), donde 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 con las que puede contar la región 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

Gráfico 6. Demanda Acumulada de Gas Natural y Reservas Probadas, total regional



Fuente: Elaboración en base a BP y EIA

a partir de la segunda mitad de 2015, para los cuales los consorcios multinacionales están explorando en la región. Tanto Brasil como Argentina tienen el potencial de expandir fuertemente su oferta interna del fluido a partir de los nuevos descubrimientos en el área del pré-sal y del gas no convencional, respectivamente.

Brasil plantea adicionar significativos volúmenes de gas provenientes de campos *off shore*, los cuales, una vez licuefacionados, serían ingresados al mercado. Si bien aún no está magnificado de manera precisa el volumen de gas proveniente del pré-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 es un proceso que necesita todavía consolidarse. México iniciará la exploración en aguas profundas en el Caribe y también cuenta con significativos recursos de *shale gas*. 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 conjunta<sup>22</sup>.

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

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 Ciclo Combinado (CC). Como se desprende del Cuadro 9 (ver p. 36), los CC implican un menor costo unitario para la generación en relación a 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

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

**Cuadro 9.** México: costos unitarios, GEI y tiempo de construcción por tipo de generación

	<i>Costo unitario*</i>	<i>Emisiones de GEI</i>	<i>Tiempo de construcción</i>
	<b>u\$s/MWh</b>	<b>Ton CO2 eq / MWh</b>	<b>Años</b>
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: SENER.

representa un importante potencial para el desarrollo del gas en el sector en tanto los países de la región adopten políticas que preserven el medio ambiente.

Colombia no incrementará el consumo del gas en la generación eléctrica, dado que nuevos proyectos hidroeléctricos generarán una menor dependencia del gas en la generación térmica. En el caso de Argentina, la escasez interna del fluido ha ocasionado el uso de combustibles alternativos (diesel, fuel y carbón) y el GNL en la generación. El futuro de la energía eléctrica incremental será mayoritariamente a partir de nuevos proyectos hidroeléctricos, eólicos y, posiblemente, de nueva potencia nuclear. De todas maneras, la utilización del gas en la generación seguirá siendo importante y aumentará casi 10 MM m<sup>3</sup>-día en el período. Con ello, el gas utilizado en la generación térmica explica el 20% del incremento de la demanda total en el período 2010-2025.

En países como México y Perú, la radicación en determinadas zonas de centrales térmicas con base gas ha respondido a múltiples objetivos como servir de “ancla” para la construcción de un gasoducto que a la postre 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 Ilho) y norte (Chimbote-Trujillo) en Perú, los cuales 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 parte 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.

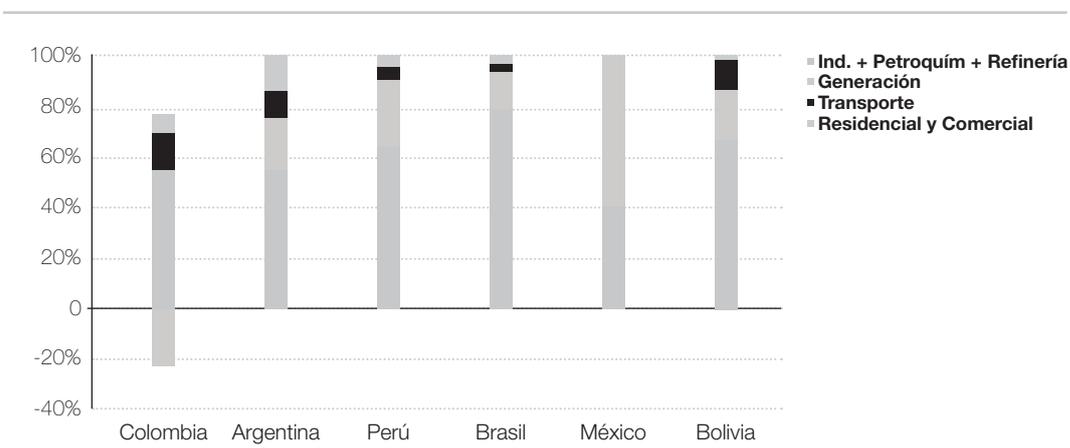
El importante crecimiento experimentado por la región en los últimos años ha sido fuente para el mayor crecimiento de los sectores industriales, potenciados por los procesos de reindustrialización de los que la mayoría de los países de América Latina han go-

zados. Las nuevas señales provistas por el comercio internacional (aumento de precio de los *commodities* agrícolas, minerales y energéticos, así como también el aumento del comercio intra y extrarregional) han permitido una importante expansión de estos sectores. Este escenario generó nuevas oportunidades en torno de las actividades mineras, petroquímicas, ramas más pesadas como la siderurgia y automotriz, y sectores no transables como la construcción, que han elevado considerablemente la 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 refinería<sup>23</sup>, 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, sumada 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. Finalmente, en el caso de Bolivia, más del 60% del incremento de la demanda doméstica estará representado en la materialización de los proyectos de industrialización del gas (licuables, amoníaco y urea, etileno y polietileno, GTL, entre otros). En el Gráfico 7 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 América Latina.

**Gráfico 7.** Descomposición de la variación del consumo interno de gas natural, 2011-2025<sup>24</sup>



Fuente: elaboración en base a UPME, Petrobras, SENER y estimaciones propias.

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

24. Para Brasil, corresponde al período 2010-2020.

El consumo de gas natural en el sector residencial es relativamente bajo en la región. Solo Argentina y Colombia exhiben un importante mercado de consumo residencial, 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 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 10 se presentan para algunos países el costo del GLP y la tarifa de gas natural para el sector residencial. Debe notarse 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.

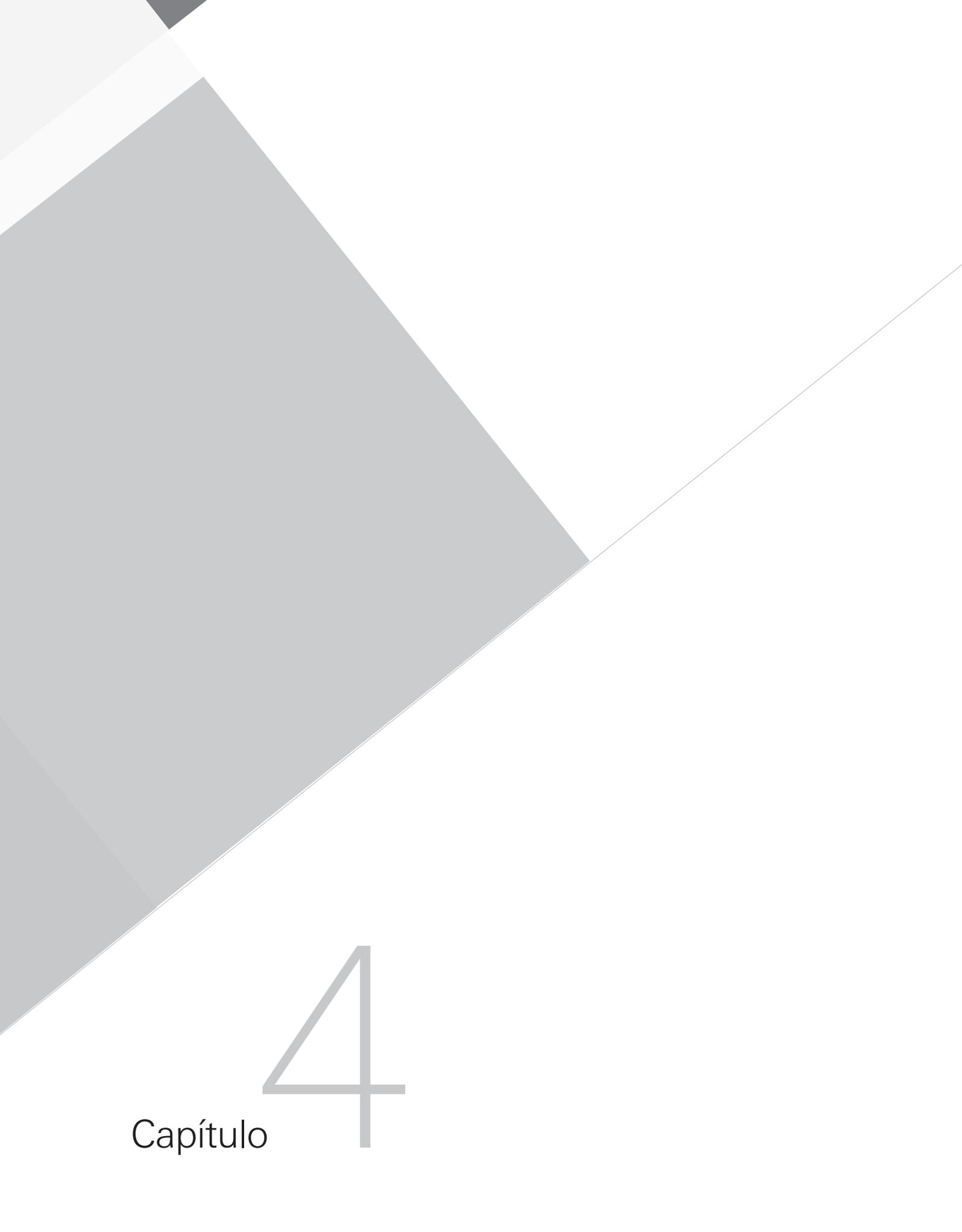
**Cuadro 10.** Precio del GLP y tarifa residencial de gas natural

(USD/MM BTU)

	<b>GLP</b>	<b>GN</b>
Venezuela	1,4	-
Ecuador	2,2	-
Bolivia	6,3	2,0
Colombia	6,3	4,4
Argentina	9,6	2,2
Costa Rica	8,4	-
Paraguay	11,3	-
México	12,5	10,6
Chile	55,3	30,4
Uruguay	39,4	24,9
Brasil	42,9	45,3
Perú	29,4	6,9

Fuente: elaboración propia en base a fuentes oficiales.





Capítulo

4

# Evaluación de la brecha de infraestructura de transporte de gas natural en América Latina y el Caribe

La brecha de infraestructura de transporte de los países de América Latina 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. El Cuadro 11 resume 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 inconvenientes en el abastecimiento interno. En estos países se prevé la realización de obras para la ampliación de la capacidad de transporte, siendo en ambos casos significativos los requerimientos de inversiones. 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 está en vías de incrementar el gas recibido desde Bolivia a través del gasoducto GNEA; y en Venezuela, para cumplir los objetivos del Plan Nacional de Gasificación, previo a lo cual se deben desarrollar sus campos gasíferos. Otros países, como México, con un importante mercado también prevé la ampliación y construcción de nuevos ductos para transportar las cantidades producidas de *shale gas* y los terminales previstos de regasificación de GNL. Entre Argentina, México y Venezuela, las inversiones en ampliación

de transporte se estiman en USD 20.225 millones para los próximos años. Esto permitiría cumplir con las metas de demanda interna.

- En Perú, se requieren significativas inversiones para la etapa de desarrollo de la industria que supone llegar a regiones sin gas y alcanzar la masificación y acceso de la mayor parte de la población. Se pronostica un total de USD 6.600 MM para cumplir con las metas de demanda interna.
- Sumadas las inversiones previstas en otros países, como Brasil y Colombia que ya vienen invirtiendo fuertemente en los últimos años, más las inversiones requeridas en Bolivia, se llega a un total estimado de inversiones de USD 29.051 MM para el período de análisis.
- Es importante destacar el carácter de “Estado” que tienen las inversiones en capacidad de transporte en la región y de toda la planificación del sector. En el futuro se vislumbra una continuación de este proceso en el 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.
- Ninguno de los países de la región plantea 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 en tiempo todo el gas comprometido en su contrato con Argentina.
- Otra vía de comercialización del gas producido en la región que no es por medio de ductos se consolida actualmente en la exportación-importación de GNL, tanto intra como extrarregional: el liderazgo de Trinidad y de Perú en la región permitirá que importantes consumidores de GNL como México, Argentina, Brasil y los países centroamericanos y del Caribe (Puerto Rico, 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 América Latina.

25. El GNL se transporta por camión desde la Planta Quintero hasta Pemuco, donde es regasificado para ser inyectado en el Gasoducto del Pacífico. La planta de Pemuco cuenta con cuatro estaciones de descarga, conectadas a cuatro estanques de 200 m<sup>3</sup> de GNL y dos baterías con 10 vaporizadores cada una. La flota de camiones es de 25 unidades de 40 m<sup>3</sup> de capacidad cada uno, que recorren 1.200 km. de ida y vuelta.

- Sigue creciendo la nueva modalidad conocida como transporte “virtual” –cuando no es por ductos– que lleva consigo modalidades de distribución del GNL a menor escala, que posibilitan atender consumos más pequeños y puntuales. Por ejemplo, en Chile se implementó la distribución al interior del país del GNL mediante camiones; en particular una parte del GNL que arriba al terminal de regasificación de Quintero es transportado mediante camiones a la región de Bío Bío y allí es regasificado (en unidades de regasificación pequeñas) y utilizado por industrias<sup>25</sup>. 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 una planta que licuefaccióna gas de reciente descubrimiento, 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 transportado por camión. En ese sentido, en el mes de junio de 2012, el Gobierno, a través de Proinversión, lanzó un proceso de licitación para concesionar tres áreas, que hoy no cuentan con gas (sur, norte, centro) a ser abastecidas por GNL o GNC mediante camión. Por otra parte, en el mes de setiembre de 2012, Arequipa contará con dos estaciones de GNC, que será dirigido hacia el sector automotor y a la mediana industria. Estas tecnologías, de difundirse aún más, permitirían universalizar el gas en países de menor demanda, sin requerir grandes inversiones en la construcción de gasoductos. En México, el Gobierno del estado de Sonora, en coordinación con Pemex, desarrolló un proyecto para abastecer de GNC a las principales ciudades del sur de ese estado, el cual estará operativo durante 2012. Finalmente, en Colombia, a fines de 2011 existían proyectos en operación para abastecer a través de GNC por camión a más de 153.000 usuarios en 55 municipios y existían otros proyectos aprobados en 10 municipios (Antioquia, Huila y Nariño). Los consumos aislados y puntuales tienen un gran potencial de ser cubiertos a partir de estas nuevas modalidades.

**Cuadro 11.** Prospectiva de los mercados e infraestructura de gas natural en América Latina y el Caribe

<i>País</i>	<i>Aspectos salientes Prospectiva demanda y oferta de gas natural</i>	<i>Carácter de la brecha (transporte y gas)</i>
<b>México</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda: crecimiento más moderado que década pasada. Principal driver la generación térmica (6% vs 2% proyectado hasta 2025). Se mantienen las exportaciones a EEUU.</li> <li>• Oferta: nivel de producción doméstica sujeto a éxito/fracaso exploración off shore y desarrollo del shale gas. Mayor crecimiento que la demanda. Importaciones decrecen (8% de la oferta en 2025).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fuerte aumento de los costos logísticos por saturación de la red de gasoductos en el último tiempo. Capacidad actual 144,8 MM m<sup>3</sup> día</li> <li>• En el marco de la Estrategia de Desarrollo de la Infraestructura de Transporte (noviembre de 2011) se busca incrementar capacidad para mejorar confiabilidad hasta 221,8 MM m<sup>3</sup>/día. Establecer consumos “ancla” con doble objetivo: incrementar consumos residenciales en algunas regiones y abastecer de gas a centrales de CC. La cobertura se duplica en el período. El sistema actual de 11.512 km se proyecta a 15.916 km en 2026. Ampliación y nuevos ductos para llevar cantidades crecientes de shale gas y gas regasificado de terminales existentes y nuevas.</li> <li>• Proyectos hasta 2026 para incrementar capacidad de transporte por 77 MM m<sup>3</sup>/día que demandarán USD 8.000 millones.</li> </ul>
<b>Argentina</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda: impulsada por sector industrial. Crece 2% hasta 2025. Se atenúan requerimientos de gas en generación por entrada de nueva generación hidroeléctrica, eólica y nuclear.</li> <li>• Oferta: producción interna se recupera en escenario de incorporación de shale gas. Producción de gas no convencional sujeta a gran incertidumbre decrece 4,5% por año. Decrecen los requerimientos de importaciones (21% sobre oferta en 2012, 15% en 2020). Importación Gas de Bolivia alcanza 27,7 MM m<sup>3</sup>/día en 2021. Importaciones de GNL sólo en forma residual para abastecer pico de demanda.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al 2016 la cobertura del país con gasoductos es del 100%. Primer tramo GNEA: operativo en 2013. Fin de las obras: 2015. Inversión: USD 2.700 MM (troncal) y 20 MM m<sup>3</sup>/día adicionales.</li> <li>• Dada la capacidad ociosa actual de los Gasoductos desde la cuenca Neuquina y la declinación del gas convencional, no se requiere expansiones para transportar el shale gas pronosticado para el período (56 MM m<sup>3</sup>/día al 2020).</li> <li>• Déficit de transporte en principales centros de consumo (Anillo GBA) requerirá 30 MM m<sup>3</sup>/día adicionales de capacidad de transporte a un costo de USD 3.000 millones.</li> </ul>
<b>Colombia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda: crecimiento de la demanda de gas de todos los sectores menos generación (2% por año). Importante consumo del sector transporte y residencial.</li> <li>• Oferta: producción interna en declive; se esperan resultados de exploración en nuevos campos. A mediano plazo el requerimiento de gas importado es creciente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Durante el período 2000-2010 la capacidad de transporte aumentó radicalmente (+2.206 km) con una ejecutada de inversión de USD 3.220 millones.</li> <li>• Actualmente se busca conectar 300.000 nuevos usuarios al año 2014, lo implica ampliar la capacidad de transporte. Ampliación de 14 MM m<sup>3</sup>/día a mediano plazo. Total inversiones: USD 700 MM. Esto aliviará las restricciones de transporte en el pico de consumo.</li> <li>• Ducto de exportación a Panamá es incierto.</li> <li>• Obras para reversión del flujo desde Venezuela.</li> </ul>
<b>Brasil</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda: consumo creciente en refinerías y petroquímica. Mayor consumo industrial de gas. Baja penetración en residenciales. Demanda crece 9% por año hasta 2020.</li> <li>• Oferta: producción incremental gracias al pré sal. Necesidad de GNL para picos de generación. Importaciones desde Bolivia aseguradas hasta 2020 (por contrato) se extienden hasta 2025.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entre 2005 y 2011 se incrementó más del 70% la capacidad de transporte, finalizando las obras para integrar todo el territorio nacional. USD 15.000 millones.</li> <li>• Planificación de la infraestructura a partir de los requerimientos en el pico.</li> <li>• Inversiones en capacidad de transporte por USD 850 millones en los próximos 10 años. Se suman USD 3.800 millones para complejo de licuefacción/regasificación en pré sal.</li> </ul>

País	Aspectos salientes Prospectiva demanda y oferta de gas natural	Carácter de la brecha (transporte y gas)
Perú	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda: crecimiento 8% anual. Sector industrial, petroquímica y generación son los sectores más dinámicos.</li> <li>• 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 y México).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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.</li> <li>• Inversiones requeridas en transporte para evacuar producción: USD 6.600 millones, incrementando en 44 MM m<sup>3</sup>/día la capacidad de transporte. Interconexión con Chile aún no planeada.</li> </ul>
Venezuela	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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).</li> <li>• Oferta: 90% producción de gas asociada al petróleo, que cayó fuertemente. Exploración costas afuera para proyectos de GNL, mercado interno y venta a Colombia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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.</li> <li>• Actualmente las inversiones están centradas en capacidad de licuefacción para exportar GNL en 2015 (4,7 MM Ton/año) y en el Plan Especial de Construcción de Gasoductos para la Gasificación del país. El plan de gasoductos implica una inversión de USD 6.525 millones.</li> </ul>
Bolivia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda: crecimiento del 9% anual hasta 2020, y entre 2020-2025 cae 5% si expira el contrato de exportación a Brasil. El GNEA dinamizará envíos a la Argentina. El consumo interno está impulsado por proyectos de industrialización del gas que alcanzan 16 MM m<sup>3</sup>/día al año 2025.</li> <li>• Oferta: incertidumbre acerca de las reservas puede peligrar los envíos al exterior.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las principales obras destinadas a la ampliación de la capacidad de transporte están orientadas al mercado interno: Proyecto Siderúrgico Mutún, expansión GAA Cochabamba-La Paz, y gasoducto entre Carrasco-Cochabamba GCC, entre otros. Inversiones totales requeridas: USD 676 millones.</li> <li>• Se desestimó la construcción del Urupabol, que integraría Bolivia, Paraguay y Uruguay.</li> </ul>
Chile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La demanda se espera que aumente 9% anual hasta 2020. El sector eléctrico se amplía con mayor potencia térmica base carbón y otros renovables tradicionales (hidroelectricidad) y no convencionales (eólico, entre otros). Aunque también se prevé el uso de GNL en la generación térmica a futuro.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Existe un enorme potencial factible de desarrollar para las terminales actuales de regasificación (por ejemplo, Quintero de 10 MM m<sup>3</sup>/día a 19,4 MM m<sup>3</sup>/día con inversión de USD 300 millones).</li> <li>• Comenzó la distribución de GNL mediante camiones desde la Planta Quintero a Pemuco donde se regasifica para inyectarlo al Gasoducto del Pacífico para ser transportado a la región del Bío Bío. Esto podría ampliarse en el futuro a otras regiones.</li> </ul>
Uruguay	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda en crecimiento a partir de la disponibilidad de gas del proyecto de regasificación en Uruguay que estará operativo en 2014. El gas se destinaría en buena parte para la central térmica Punta del Tigre y también consumos residenciales, industriales y transporte.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al 2015 la planificación eléctrica del país supone: 1) Las centrales de CC de 400-500 MW funcionarían con el gas regasificado, 2) 1.200 MW de generación eólica (900 MW por privados y 300 MW por la UTE) y 3) 200 MW de Biomasa.</li> <li>• De concretarse el proyecto de regasificación que tiene una inversión prevista de USD 400 millones en Punta Sayago (a 10 km del puerto de Montevideo), se requerirá ampliar infraestructura de transporte interna.</li> <li>• El gasoducto de interconexión del proyecto de regasificación de GNL forma parte de la licitación de toda la obra.</li> <li>• Argentina, que iba a participar como socio de Uruguay en el proyecto, se retiró durante 2012 antes de la licitación iniciada en agosto de ese año.</li> </ul>

Fuente: elaboración en base fuentes oficiales y estimaciones propias.



# Conclusiones

Del análisis de la evolución de los indicadores relevantes del sector gas se concluye que:

Durante 2011, el crecimiento de consumo primario de energía *per capita* de los países de América Latina alcanzó un 2,2%, y supera los guarismos promedios de las dos últimas décadas: un 1,8 y un 1,3% respectivamente.

Respecto al gas, si bien durante 2011 el consumo *per capita* de gas creció a una menor tasa que la registrada en los últimos 20 años y alcanzó un 1,3%, dicho guarismo siguió superando a lo observado en el mundo (1,1%), en particular, comparado al retroceso que se observó en Unión Europea (UE) (-10%) y en la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OECD) (-0,6%).

Respecto de la penetración del gas en la matriz primaria se observa que para ese año en los países de América Latina se mantuvo su participación (25%).

Adicionalmente, se observa una disminución en los niveles de emisión de CO<sub>2</sub> en OECD y UE en un -1,4% y un 2,9%, respectivamente, mientras que es notable el aumento registrado en Australia, Polonia y Turquía, respecto de lo ocurrido en los últimos 20 años.

El mayor consumidor de gas de América Latina es México, con casi un tercio del consumo de gas de toda la región, seguido de Argentina, Venezuela y Brasil.

Las reservas probadas de gas convencional de la región se estiman a fines de 2011 en 284 TCF, fundamentalmente en Venezuela (69%), mientras el restante 31% está atomizado. De todas maneras, los países de la región concentran el 35% del *shale gas*

a escala mundial, lo que multiplica 8 veces sus reservas probadas de gas convencional (2.294 TCF versus 284 TCF).

Los flujos de comercio de gas en la región se multiplicaron por nueve desde 1990 a 2011, y alcanzan en este último año los 60,8 MM m<sup>3</sup>/día, que contempla el comercio por gasoductos y de GNL. En la actualidad, las importaciones representan el 20% del consumo de América Latina, donde casi el 33% de las importaciones de la región son de GNL. La situación en el mundo, por su parte, muestra tendencias similares a la región en cuanto a la mayor participación del GNL en las importaciones totales del fluido, en detrimento del gas transportado mediante gasoductos.

Durante 2011, Bolivia representó el 60% de las exportaciones de gas que se efectúan por ducto en la región, en GNL Trinidad representa el 27%, Perú el 3%, mientras que el 10% restante corresponde a las exportaciones de Colombia y Argentina (ambos mediante gasoductos).

Las tarifas de los países industrializados de Europa promedian alrededor de USD 11 m Btu, Estados Unidos y Canadá promedia USD 5 MM Btu (influenciadas por los bajos precios del *commodity* gas), mientras que América Latina (excluyendo a Argentina y Perú) alcanza un valor casi similar al europeo (USD 11,6 MM Btu). La tarifa residencial de gas natural es de USD 18,5 MM Btu en países industrializados de Europa, USD 9,5 MM Btu en Estados Unidos y Canadá y USD 25 MM Btu en Latinoamérica, excluyendo Argentina y Perú.

Las novedades que destacan en el escenario de demanda y proyectos de infraestructura de transporte para su abastecimiento son:

- **México:** el Gobierno en la Estrategia Nacional de Energía 2012-2026 plantea un fuerte impulso y crecimiento de la explotación del gas no convencional (*shale gas*) que se estima representará en 2025 el 28% de la oferta de gas nacional.
- **Argentina:** YPF ha lanzado en el mes de junio de 2012 los lineamientos de su Plan Estratégico 2012-2017 para aumentar la producción de petróleo y gas, con lo que apuesta a la exploración y explotación de recursos no convencionales. De concretarse dicho plan, con el acompañamiento del resto de los agentes del sector, se estima que es posible aumentar al año 2020 un 24% el nivel actual de producción, el cual está declinando anualmente al 4,5%.
- **Brasil:** en el escenario de oferta se considera que a partir de 2020 (cuando vence el contrato entre Bolivia y Brasil) continuaría la importación del gas de Bolivia.
- **Perú:** el Gobierno lanzó en junio de 2012 la licitación para el diseño, el financiamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de varios proyectos de distribución (zona norte, sur medio y sur costa) a ser abastecidos

por GNL o GNC en camión. Se tiene prevista la adjudicación de estas concesiones a fines de 2012.

- **Bolivia:** se sigue avanzando en la ejecución de los proyectos de industrialización que totalizan 16 MM m<sup>3</sup>-día al año 2025, lo cual impulsará el consumo interno del gas en el país que alcanzará en 2025, 37 MM m<sup>3</sup>-día según las estimaciones oficiales de YPFB.
- **Venezuela:** las inversiones proyectadas en el sector gas están centradas en proyectos de exportación de GNL (un tren) y en la gasificación nacional con el lanzamiento del plan especial de construcción de gasoductos por parte de PDVSA.
- **Trinidad y Tobago:** se mantiene el proyecto que pone en operación en 2016 otro tren de GNL de 3,2 MM Ton/año.
- **Chile:** el Ministerio de Energía en la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030 establece los lineamientos de la política energética del país a largo plazo. En el total de la generación eléctrica, los RNC pasan de representar en 2011 el 3 al 10% en 2024. La hidro tradicional también aumentará su participación en la matriz eléctrica pasando del 34% a una meta entre un 45% y 48% para 2024. Si bien se prevé una disminución en la participación de los recursos fósiles en la generación eléctrica del 63 al 45%, el carbón y del GNL seguirán siendo importantes.
- **Uruguay:** el Gobierno viene impulsando la implantación de proyectos eólicos que se estiman en 1.300 MW para 2015. Su implementación permitirá que esta fuente de energía represente el 35% de la generación eléctrica a 2015. Con relación a la generación térmica proyectada se siguió avanzando en la ejecución del Proyecto de la Planta de Regasificación GNL *on shore*, cerca del Puerto de Montevideo, con una capacidad de 10 MM m<sup>3</sup>-día y que estaría operativo en 2014.

La evaluación en materia de las proyecciones de la demanda de gas en América Latina y las necesidades de infraestructura de transporte muestran que:

La demanda de gas natural de la región se espera que se expanda al 3,2% anual hasta 2025, lo que significa un crecimiento del 56% entre 2011 y 2025.

El crecimiento estará liderado por la expansión de la demanda de Brasil, Perú y Venezuela. Esta se expandirá al 5,5% 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 (Argentina, México y Colombia) mostrarán un crecimiento conjunto de la demanda del 2,1% anual, a partir del mayor

consumo del mercado interno, principalmente los sectores industriales y el sector eléctrico. De esta manera este bloque disminuirá su peso en la demanda regional de gas del 52% en 2011 al 45% en 2025.

En Bolivia y Trinidad y Tobago se espera que el crecimiento del sector exportador sea menor al de la década pasada, si bien 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.

Al considerar a los países de América Latina como un bloque se estima que las reservas actuales de gas convencional superen en un 52% la demanda acumulada en 15 años; no obstante, excluyendo a Venezuela, las reservas representan menos del 50% de la demanda acumulada del período 2012-2025. Igualmente, cabe señalar que existe la potencialidad de convertir una enorme masa de recursos no convencionales (*shale gas*) en reservas y mejorar dicha relación.

Para concluir, la brecha de infraestructura de transporte de los países de la región 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. Las inversiones estimadas por el estudio alcanzan un total de USD 29.051 millones.



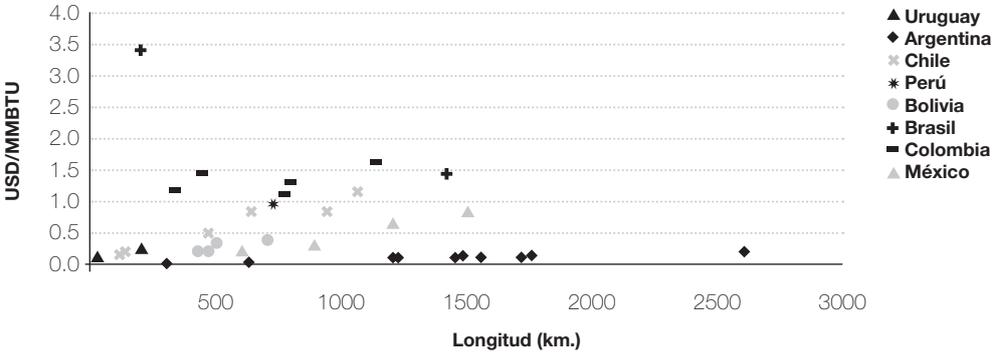
# Anexos

**Cuadro A1.** Proyectos de regasificación y licuefacción de GNL existentes y proyectados

<i>Plantas de regasificación</i>				
#	Denominación	País	Capacidad (MM m3/día)	Status/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
<b>Cap. Regas. Plantas actuales (MM m3/día)</b>			<b>123,5</b>	
1	Puerto Cuatros	ARG	20,0	Proy./2013
2	PDV-Enarsa	ARG	10,0	Proy./2013
3	Qatargas-Enarsa	ARG	20,0	Proy./2015
4	GNL del Plata	ARG-URU	10,0	Proy./2014
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
<b>Cap. Regas. Plantas proyec. (MM m3/día)</b>			<b>119,0</b>	
<i>Plantas de licuefacción</i>				
#	Denominación	País	Capacidad (MM m3/día)	Status/Año
1	Perú LNG	PER	17,0	Op./2010
2	Atlantic LNG	T&T	57,0	Op./1999
<b>Cap. Licuef. Plantas actuales (MM m3/día)</b>			<b>74,0</b>	
1	Atlantic LNG - TRAIN X	T&T	12,0	Proy./2016
2	VENEZUELA-LNG	VEN	17,0	Proy./ + 2015
3	Santos LNG Pre Sal	BRA	14,0	Proy./2016
<b>Cap. Licuef. Plantas proyec. (MM m3/día)</b>			<b>43,0</b>	

Fuente: elaboración propia en base a fuentes oficiales.

Gráfico A2. Costos de transporte de gasoductos de América Latina



Fuente: elaboración en base a BP y EIA.

## Referencias bibliográficas

- Anadarko Petroleum Corporation – [www.anadarko.com](http://www.anadarko.com)
- Altomonte Hugo y Jean Acquatella, Instrumentos fiscales y transición energética en ALC. CEPAL. Enero 2011.
- Arthur D Little, Oportunidades para el Comercio Internacional de Gas Natural en Colombia. Abril 2011.
- Banco Mundial, Private Participation in the Transmission and Distribution of Natural Gas—Recent Trends. Abril 1999.
- BNAméricas, Potencial de industria gasífera de Venezuela atrae a inversionistas. Julio 2011.
- BNAMERICAS, Ros Roca empieza a construir proyecto de licuefacción.
- British Petroleum, BP Statistical Review. Ediciones 2001 a 2012.
- Business Monitor International, Ecuador Oil & Gas Report - Latin America: Long-Term Forecasts - Q3 2011.
- Cámara de Representantes de Uruguay, Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL). Diciembre de 2010.
- CFE, Gas Nuevos Proyectos y Estrategia de Suministro.
- CNH, Prospectiva de la oferta nacional de gas natural en México. Junio 2011.
- Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Eléctrica. Período 2011-2025. Diciembre 2010.
- Corporación Andina de Fomento, Energía en Latinoamérica y la acción de CAF. Marzo 2009.
- CRE, La Seguridad Energética en México. Mayo 2011.
- Credit Suisse. YPF, why Argentina should not kill Vaca Muerta, Abril de 2012
- Departamento Nacional de Planeación (Colombia), Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014 “Prosperidad para Todos”. Marzo 2011.
- ENAP, Vuelve el gas natural a la Región del Biobío a través de ENAP. Junio 2011.
- EIA –Energy Information Administration, World Shale Gas Resources, Abril de 2011
- EIA – Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2012 Early Release Overview.
- Endesa (Chile), Una mirada de la Matriz Energética hasta el 2025. Junio 2009.
- Enerdata, Panamá Energy Report. Junio 2011.

- Enerdata, Venezuela Energy Report. Julio 2011.
- Energy Information Agency (EIA), Estadísticas Energéticas.
- Ente Nacional de Regulación de Gas de Argentina, [www.enargas.gov.ar](http://www.enargas.gov.ar)
- Fedesarrollo, El impacto del Sector de Servicios Petroleros en la economía Colombiana. Noviembre 2010.
- Gás Energy Latin America, Mercado Mundial de GNL y Reintegración Latino Americana. Mayo 2009.
- Gutiérrez Javier, Visión Ecopetrol del Mercado de Gas Natural. Abril 2011.
- López Montaña Cecilia, Gas Natural: Hacia una Política de Estado. Abril 2011.
- 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.
- Ministerio de Industria, Energía y Minería. [www.miem.gub.uy](http://www.miem.gub.uy)
- Ministério de Minas e Energia, Plano Decenal de Expansão de Energia 2020. EPE. Noviembre de 2011
- Ministerio de Minas y Energía de Perú, [www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe). Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como instrumentos de Planificación. Sumario Ejecutivo elaborado por R García Consultores-Arcan Engineering y Cenergia. Enero de 2012
- Ministerio de Energía – Gobierno de Chile, Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, Febrero de 2012
- Oficina Nacional de Estadísticas, Minería y Energía en Cifras – Cuba 2009.
- Oil & Gas Journal, Special Report Abril de 2012, Deepwater, land discoveries high-grade East African margin.
- Oil & Gas Journal, Abril de 2012, LNG's role in Post-Fukushima Japanese energy policy.
- Oil & Gas Journal, Special Report, April 2012, LNG Update: Shale, East Africa plays could boost global LNG supplies.
- OLADE, Mercados Energéticos en América y El Caribe.
- ONIP, Agenda de Competitividade da Cadeia Produtiva de Óleo e Gás Offshore no Brasil. Agosto 2010.

- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) de Perú, [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe)
- OSINERGMIN, Análisis de Oferta y Demanda Actual de los Mercados de Gas Natural en Algunos Países de Latinoamérica. Marzo 2009.
- Pacific Credit Rating, GAS NATURAL: Una nueva alternativa de combustibles en Ecuador.
- Petrobras. Plan de Negocios y Gestión 2012-2016. Junio de 2012.
- PDVSA, Informe de Gestión Anual 2011.
- PDVSA, Planes Estratégicos – Desarrollos de Gas. Año 2006.
- Proinversión –Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Perú). [www.proinversion.gob.pe](http://www.proinversion.gob.pe).
- Promigas – Desarrollo del Gas Natural y el Proceso de Masificación en Colombia, 2011.
- Secretaría de Energía de Argentina, [www.energía.gov.ar](http://www.energía.gov.ar)
- SENER, Estrategia Nacional de Energía 2012-2026. Febrero 2012.
- SENER, Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025.
- SENER, Planificación de Infraestructura en el Mercado del Gas Natural en México. Noviembre de 2011.
- The Energy Chamber of Trinidad y Tobago. National Energy Policy Consultation, Gas Utilization and Pricing Panel. Enero 2011.
- UPME – Colombia, Plan indicativo de abastecimiento de gas, Junio de 2012
- UPME-Colombia, Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia. Octubre 2009.
- UPME-Colombia, Proyección de Demanda de Energía en Colombia. Octubre 2010.
- UTE –Uruguay, La Generación Eólica en Uruguay – Ing. Oscar Ferreño, Junio 2012.
- YPF – Lineamientos del Plan Estratégico 2012-2017, Junio de 2012
- YPFB, Plan de Inversiones 2009-2015.