



## ***Cono Sur: el tsunami del GNL***

A principios de 2008 el mapa energético del Cono Sur de Sudamérica no mostraba indicio alguno de Gas Natural Líquido (GNL) a lo largo de sus extensas costas. Por el contrario, entre 1999 y 2002 la región parecía haber apostado sin recelo y sin retorno a un proceso de integración gasífera sin precedente entre los que se perfilaban como sus principales centros de producción -Argentina y Bolivia- y sus principales centros de consumo -Chile y Brasil- que fue testigo de la quintuplicación de la capacidad intrarregional de transporte de gas natural por ducto.

A principios de esa misma década Bolivia había contemplado la instalación de una planta de licuefacción de GNL sobre las costas del Pacífico a título de diversificar sus mercados de exportación para el que entonces apuntaba a convertirse en un inmenso excedente de gas natural. Ello, sin embargo, derivó en un escabroso proceso interno de introspección gasífera que descarriló indefinidamente el proyecto y - junto a la crisis energética argentina de mediados de década- terminó desencadenando eventualmente la proliferación de plantas de regasificación para la importación de GNL en la sub región y causó un largo traspié, cuyos efectos hoy aún perduran, a las ambiciones bolivianas de convertirse en núcleo energético regional.

Mientras tanto, más hacia el norte, la pequeña isla de Trinidad & Tobago se había lanzado a los mercados de ultramar con la inauguración de su primer tren de licuefacción de GNL en 1999, con una capacidad inicial de sólo 4.7 millones de metros cúbicos por día (MMmcd) que, gradualmente, se multiplicaría a cuatro trenes y a una capacidad de licuefacción y exportación de GNL de 57 MMmcd hacia 2008.

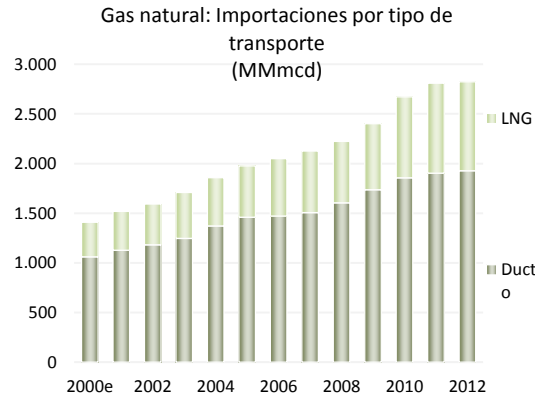
A 2013, sólo cinco años más tarde, las costas del Cono Sur albergan seis plantas de importación de GNL con una capacidad conjunta de regasificación de 58.6 MMmcd que apunta incrementarse a doce en número y a duplicar su capacidad de procesamiento a 126.9 MMmcd en los próximos cuatro años. La región, por el momento, ha sido testigo del primer embate del tsunami del GNL a sus costas; la segunda ola está por romper.

### **GNL vs ducto en el mundo**

Tras un persistente crecimiento de 6% por año a lo largo de la última década, las importaciones mundiales de gas natural alcanzaron en 2012 los 2,823.5 MMmcd<sup>1</sup>; en 2000, éstas habían rondado los 1,400 MMmcd: es decir, en sólo doce años el comercio mundial de gas natural ha experimentado un crecimiento del 100%. En contraste, el de petróleo ha registrado una tasa promedio de crecimiento de apenas el 2% por año durante el mismo período.

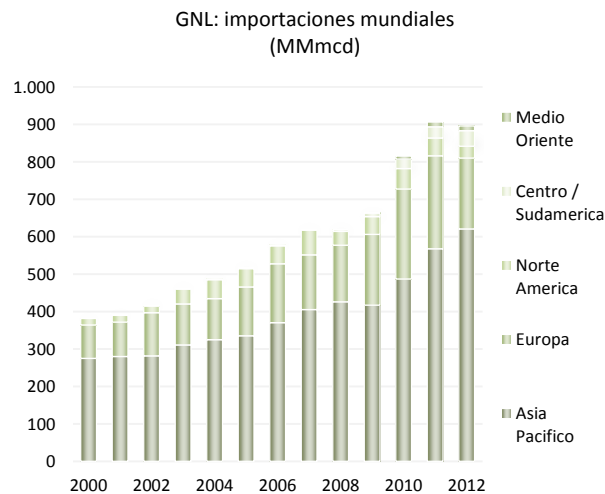
---

<sup>1</sup> BP Statistical Review of World Energy, June 2013



Entre 2000 y 2012 las importaciones de gas natural por ducto pasaron de representar el 75.3% a sólo algo más del 68% del total. En contraposición, las de GNL, que en 2000 alcanzaron alrededor de 350 MMmcd, se incrementaron a un ritmo promedio anual de 8.2% -alcanzando inclusive un promedio superior al 10% anual en los últimos cuatro años-, hasta situarse en los 895.9 MMmcd en la pasada gestión. La participación del GNL en el total de las importaciones mundiales de gas natural abarca hoy el 31.7%.

Es, sin lugar a dudas, la inmensa demanda de los mercados de Asia la que han inyectado un extraordinario dinamismo al comercio mundial del GNL: las importaciones asiáticas, de 620.9 MMmcd en 2012, representaron por sí solas casi tres cuartas partes del total de las importaciones mundiales del producto y, entre 2000 y 2012, con un crecimiento acumulado de 350 MMmcd, acapararon dos tercios de su crecimiento global durante el período.



En contraste, las importaciones europeas de GNL, afectadas por la persistente crisis económica del área, y las de Norteamérica, desplazadas por el boom del shale gas americano, se han contraído notoriamente en a partir de 2010, hasta el extremo -y esto es de especial relevancia para el Cono Sur- en el que las importaciones de GNL por parte de Centro y Sudamérica, impulsadas fundamentalmente por las de Argentina, Brasil y Chile, superan hoy ampliamente a las de America del Norte.

### GNL vs ducto en el Cono Sur

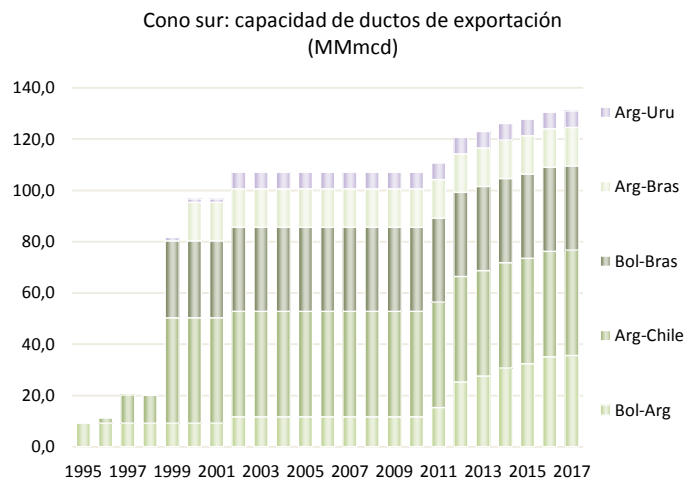
En el cuarto de siglo corrido entre 1972, año de inauguración del gasoducto de exportación entre Bolivia y Argentina, y 1997, año en el que se finalizara el tendido del gasoducto GasAndes entre la cuenca de

Neuquén en Argentina y la capital chilena de Santiago, la integración gasífera del Cono Sur se había mantenido en estado de hibernación.

Repentinamente, entre 1997 y 2002, la subregión fue testigo de un renovado entusiasmo por la construcción de gasoductos de interconexión entre los tradicionales centros productores de Argentina y Bolivia y la naciente demanda por gas natural en los principales núcleos de consumo regional: las regiones del centro y norte chileno y los centros económicos de Sao Paulo y Rio de Janeiro en Brasil.

Tras esa pausa de 25 años a 1997 y en la siguiente media década se construyeron en el Cono Sur trece gasoductos intrarregionales, entre los que destaca especialmente el gasoducto Bolivia-Brasil (GasBol) inaugurado en julio de 1999. Estos incluyeron, además del GasAndes y el GasBol, los gasoductos de Litoral, Paysandú y Cruz del Sur entre Argentina y Uruguay, el de GasAtacama, NorAndino, Gas Pacífico, Patagónico y Cóndor-Posesión entre Argentina y Chile, el de Uruguayana entre Argentina y Brasil, el de Madrejones entre Bolivia y Argentina y, finalmente, el de Cuiabá entre Bolivia y Brasil.

La capacidad de transporte de los gasoductos intrarregionales pasó del que había sido un prolongado letargo en menos de 10 MMmcd hasta 1995 a 107.0 MM mcd a fines de 2002, y su extensión conjunta desde los 468.5 kilómetros a unos notables 8,246.5 kilómetros durante el mismo lapso de sólo siete años.



Con el inicio de la debacle energética argentina a mediados de los 2000, cuyos envíos de gas natural a Chile -sujetos a partir de marzo de 2004 a arbitrarias y crecientes restricciones, racionamientos e incumplimientos- se redujeron desde un pico de más de 25 MMmcd en julio de ese año a un promedio de apenas 0.4 MMmcd en julio de 2008 y, eventualmente, a cero en julio de 2010, con los iniciales incumplimientos por parte de Bolivia del contrato de exportación suscrito con Argentina en octubre de 2006 y ante los progresivas y, aún hoy, persistentes dudas sobre la suficiencia de sus reservas para cumplir, inclusive, con sus actuales compromisos de exportación, el entusiasmo regional por la integración gasífera se encontró nuevamente proscrito a las declaraciones de buenas intenciones: entre 2002 y 2011 no se registró una sola iniciativa concreta de integración por ducto en el Cono Sur.

Sólo ante la profundización de la crisis energética argentina -cuya producción de gas natural cayó a partir de 2006 desde los 126.3 MMmcd a 103.1 MMmcd en la pasada gestión- y tras la suscripción de una adenda contractual en marzo de 2010, Bolivia y Argentina impulsaron la construcción del Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA), de 46 kilómetros de extensión, cuyos flujos, inicialmente de 3.6 MMmcd en 2011, están programados a ampliarse gradualmente hasta los 27.7 MMmcd en 2021.

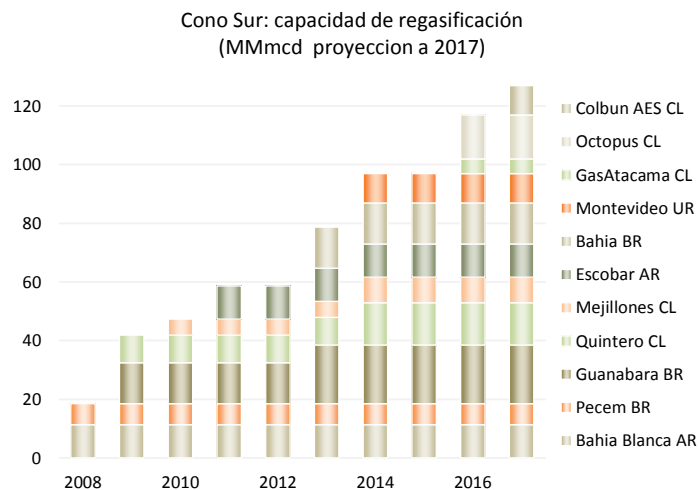
La mirada de los países productores y consumidores de la región, que hasta principios de los 2000 se había fijado en sus vecinos, se tornó inevitablemente hacia sus costas y hacia fuentes de gas natural

más confiables en ultramar. Esta tendencia se ha visto reforzada en los últimos dos años por las inminentes perspectivas de que el boom del shale gas de los Estados Unidos se traduzca en el corto plazo en una inmensa fuente de abastecimiento para la región, en condiciones competitivas que, además, serían más flexibles y, en contraste con la reciente experiencia regional, previsiblemente más confiables.

Si a fines de 2006 Argentina aún percibía al gas natural boliviano como una opción viable de abastecimiento, fue Argentina la que un año y medio más tarde, en mayo de 2008, disparaba el primer salvo de la incursión del GNL a las costas del Cono Sur con la inauguración de su planta de regasificación de Bahía Blanca. Las compuertas del dique gasífero regional quedaban así abiertas y se daba inicio a la invasión del GNL al Cono Sur.

Entre 2008 y 2012 el número de plantas y la capacidad de regasificación en la subregión se multiplicaron rápidamente: a la fecha ésta cuenta ya con seis plantas de regasificación en plena operación -Bahía Blanca y Escobar en Argentina, Guanabara y Peçem en Brasil, y Quintero y Mejillones en Chile- y una capacidad total de procesamiento de 58.6 MMmcd distribuida a lo largo de sus costas desde Ceará, en el noreste brasileño, pasando hacia el sur por la provincia de Buenos Aires en Argentina, hasta llegar a Mejillones, en el norte de Chile.

De concretarse las actuales proyecciones, en sólo cuatro años más el número de plantas en operación en el Cono Sur se habrá incrementado a 11 y su capacidad total de procesamiento se habrá duplicado a 126.9 MMmcd -equivalentes a más de cuatro veces la capacidad del gasoducto Bolivia-Brasil-.



Tras la reciente ampliación de la capacidad de procesamiento de la planta de Guanabara de sus originales 14 MMmcd a 20 MMmcd en diciembre de 2012<sup>2</sup>, Brasil estará inaugurando en unas semanas más su tercera planta de regasificación de GNL. La nueva terminal en la Bahía de Todos Santos del estado de Bahía, de una capacidad de 14 MMmcd, se encuentra en construcción desde marzo de 2012 y se prevé que ingrese en operaciones en septiembre de 2013<sup>3</sup>. Con ella, junto a los 7.2 MMmcd de Peçem, la capacidad brasileña de regasificación de GNL se habrá ampliado a 41.2 MMmcd, lo que superará ampliamente la capacidad de transporte del gasoducto Bolivia-Brasil, sólo como referencia.

En lo que concierne a Chile, a la fecha se encuentra en estudio la expansión tanto de la planta de Mejillones, desde sus actuales 5.5 MMmcd a 8.7 MMmcd en 2014, como de la planta de Quintero, desde sus actuales 10 MMmcd a 15 MMmcd que estarán disponibles durante el primer semestre de 2014<sup>4</sup>.

<sup>2</sup> Petrobras, Agencia Petrobras, "Abastecer el mercado es el foco del Área de Gas y Energía", 22 de agosto de 2012

<sup>3</sup> BN Americas, "Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) de Bahía (TRBA)", 11 de marzo de 2013

<sup>4</sup> GNL Quintero, noticias, "GNL Quintero inicia expansión de 50% en la capacidad de regasificación de su terminal", agosto 27 de 2012

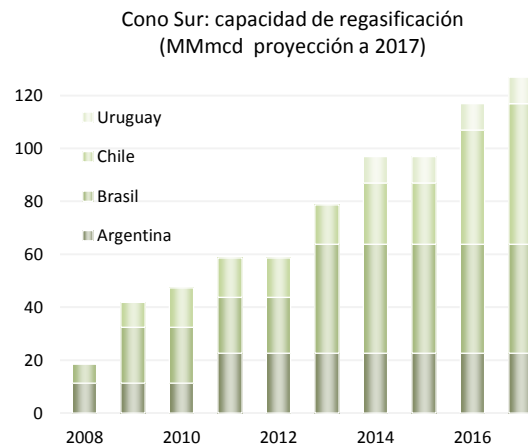
En julio del año pasado, GasAtacama, que expresara hasta hace poco interés por el gas natural boliviano, adjudicó la construcción de una terminal flotante (FSRU) con una capacidad de 5 MMmcd a ser instalada en Mejillones. La compañía adelanta actualmente negociaciones con proveedores de shale gas en Estados Unidos que le permitirán acceder en condiciones competitivas a los inmensos recursos gasíferos recientemente comprobados en ese país<sup>5</sup>.

Las estadounidenses Australis Power y Cheniere Energy, junto con las chilenas Andes Mining Energy y Gasoducto Innergy, presentaron en abril pasado el estudio de impacto ambiental de su proyecto Octopus LNG, que apunta a instalar otra planta de tipo FSRU de 15 MMmcd en la bahía de Concepción, al suroeste de Santiago. El consorcio estima un período de construcción de 11 meses a iniciarse a mediados de 2014<sup>6</sup>.

Por su parte, Colbún y AES Gener, dos de las más grandes generadoras eléctricas de Chile, adjudicaron en septiembre de 2012 un contrato para la construcción de una planta de tipo FSRU de 10 MMmcd de capacidad a ser instalada en Quintero<sup>7</sup>, en la zona central del país, que perfila a entrar en operaciones en 2017<sup>8</sup>.

De llevarse adelante todos los proyectos ya en ejecución y programados a la fecha, Chile estará contando con una notable capacidad total de regasificación de GNL de 53.1 MMmcd hacia fines de 2017.

Finalmente, Uruguay, que hasta hace poco hubo también expresado interés en abastecerse de gas natural boliviano, anunció a mediados de mayo pasado la adjudicación de un contrato para la construcción de la terminal GNL del Plata -de 10 MMmcd de capacidad- en el puerto de Montevideo; ésta deberá concluirse a fines de 2014 para ingresar en operaciones en el primer trimestre de 2015. Uruguay ha adelantado, previsiblemente, que los excedentes de GNL obtenidos de su planta de regasificación serán exportados a Argentina<sup>9</sup>.



Debe reconocerse, por una parte, que la acelerada proliferación de nuevas plantas de regasificación de GNL en el Cono Sur en el curso de los cuatro años a 2012 marca un notable contraste con el estancamiento de la red intrarregional de gasoductos en volúmenes y extensiones alcanzados hace ya más de una década.

Por otra parte, y de confirmarse las actuales proyecciones, en sólo nueve años a partir de mediados de 2008 la capacidad de regasificación de GNL en la subregión habrá sobrepasado holgadamente la

<sup>5</sup> Diario Financiero, Chile, "GasAtacama cerraría acuerdo con proveedor de gas en octubre", 14 de septiembre de 2012

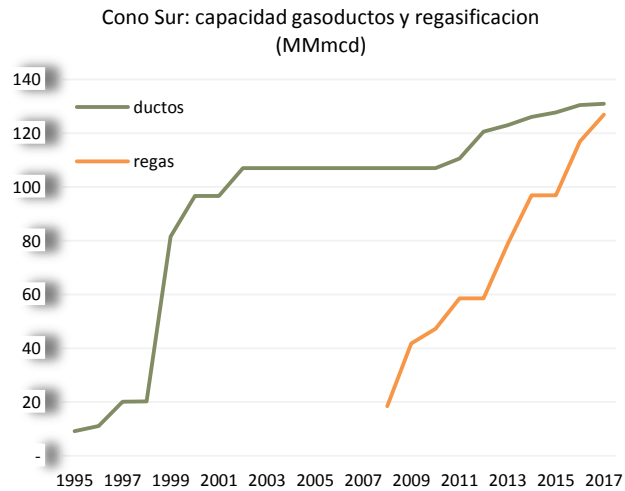
<sup>6</sup> Mundo Marítimo, "Proyecto Octopus presentó EIA de su terminal marítimo de GNL", 5 de abril de 2013

<sup>7</sup> Diario Financiero, Chile, "Terminal flotante de GNL de AES Gener y Colbún iniciará sus operaciones a fines de 2014", 4 de septiembre de 2012

<sup>8</sup> Diario Financiero, Chile, "Colbún pospone ingreso de estudio de terminal de GNL mientras define su ubicación", 23 de mayo de 2013

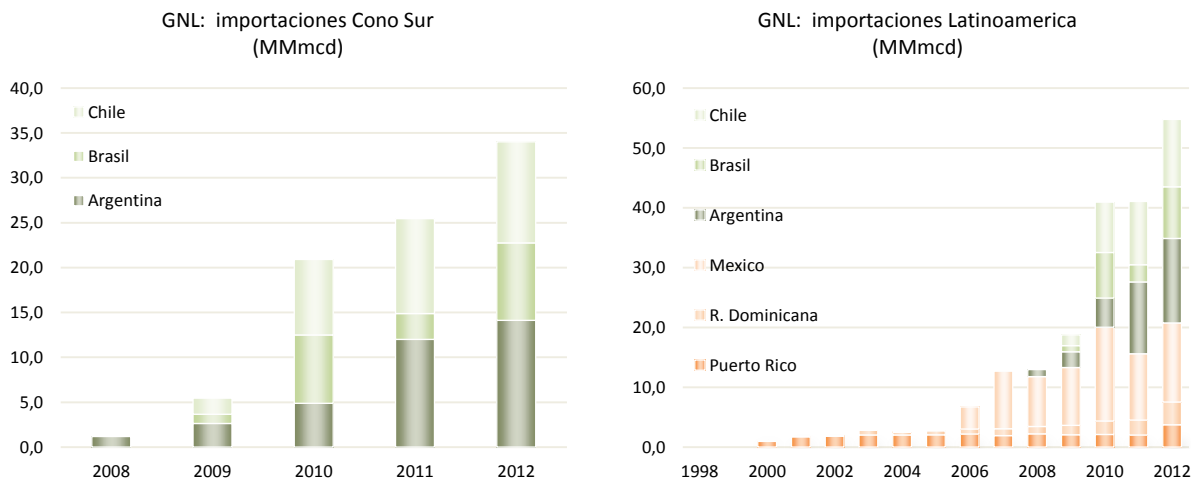
<sup>9</sup> Reuters, "Uruguay adjudica a GDF Suez construcción planta regasificación GNL", 14 de mayo de 2013

capacidad de transporte de gas natural por ducto que tomara cuatro décadas en desarrollarse hasta su actual dimensión. Es, tal vez, esta comparación que permite poner en perspectiva la magnitud del embate del GNL a las costas regionales.



Previsiblemente, los volúmenes de importación de GNL en la región han reflejado el rápido crecimiento de la capacidad de regasificación. Si a principios de 2008 el Cono Sur no había aún concretado importación alguna de GNL, en 2012, sólo cuatro años más tarde, sus importaciones del producto alcanzaron un promedio de 34.0 MMmcd<sup>10</sup>, equiparables al total de las exportaciones bolivianas de gas natural a Brasil y Argentina un año antes.

Por su parte, y de considerarse el creciente apetito hemisférico por el GNL, las importaciones latinoamericanas, incluidas ésta vez las de Puerto Rico y República Dominicana en el Caribe y las de México en Norteamérica, pasaron de 1 MMmcd en julio de 2000 con el primer cargamento recibido en la terminal de Peñuelas en Puerto Rico, a un total de 54.8 MMmcd en 2012.

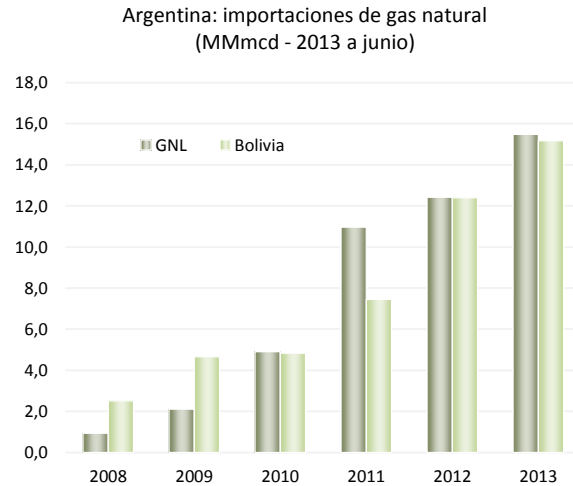


## Argentina

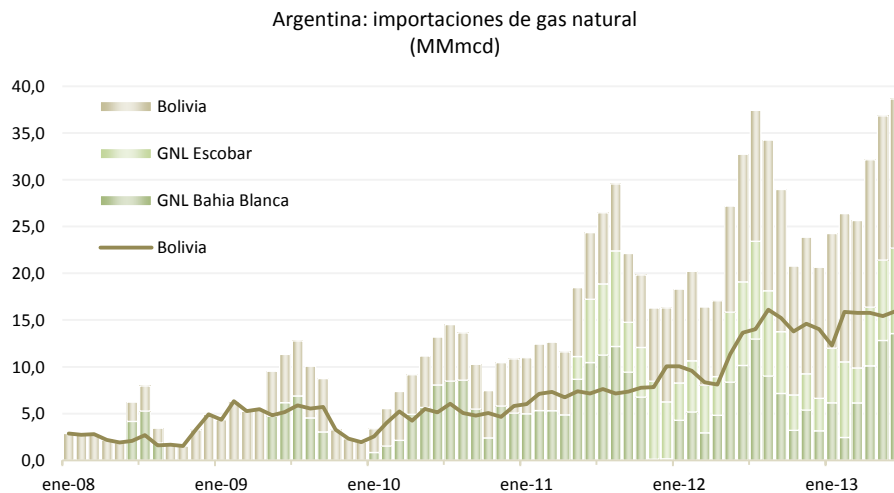
Si en el curso de los últimos cinco años, las importaciones argentinas de gas natural boliviano han pasado de los 2.5 MMmcd en 2008 a 15.3 MMmcd en promedio a junio de la presente gestión, las importaciones de GNL, emprendidas por primera vez en Argentina -y en la subregión- en 2008, se han multiplicado desde los 0.94 MMmcd de ese año a un promedio de 15.5 MMmcd en lo corrido de 2013,

<sup>10</sup> U.S. Energy Information Administration, US Department of Energy, International Energy Statistics / BP Statistical Review of World Energy

superando así, por cuarto año consecutivo, a las importaciones de gas natural boliviano. Durante el período, las importaciones conjuntas de gas natural y GNL a Argentina han experimentado un precipitado crecimiento, pasando de los 3.5 MMmcd en 2008 a unos insólitos 30.8 MMmcd en promedio a junio pasado.



Lo aun más notable, sin embargo, son los altos picos de importación conjunta de ambos productos registrados en Argentina durante los mínimos invernales entre junio y agosto en los últimos tres años. Mientras que el promedio de importación conjunta de gas natural boliviano y de GNL alcanzó, efectivamente, un récord de 30.8 MMmcd a junio de la presente gestión, los máximos mensuales han alcanzado promedios progresivamente mayores, tocando los 29.6 MMmcd en agosto de 2011, 37.4 MMmcd en julio de 2012, y un máximo histórico de 39.4 MMmcd en junio del año en curso<sup>11</sup>. En esas tres oportunidades, las importaciones argentinas de GNL tocaron promedios mensuales máximos de 22.4, 23.4 y, por ahora en 2013, de 22.7 MMmcd, que corresponden a su capacidad instalada de regasificación.

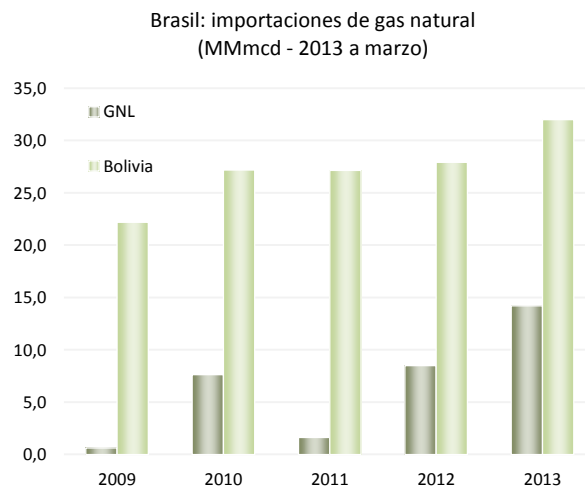


## Brasil

<sup>11</sup> Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas), Argentina, Transporte y Distribución, Partes Diarios

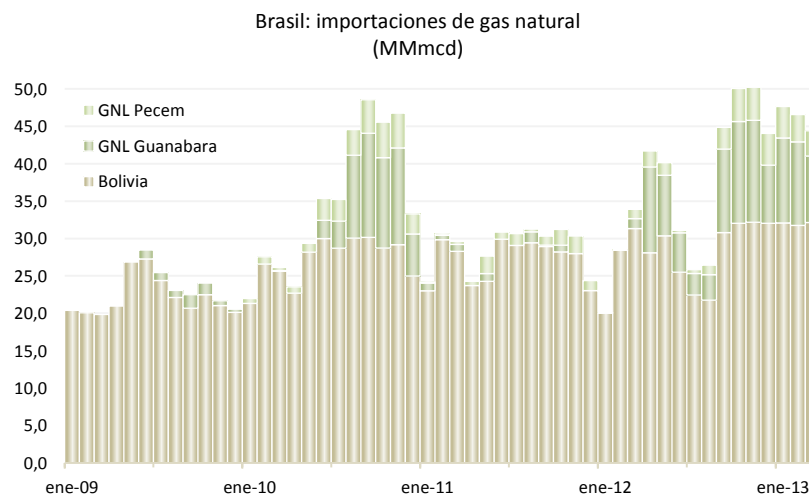
Según datos del Ministerio de Energía y Minas de Brasil, las importaciones brasileñas de gas natural boliviano habrían alcanzado un récord histórico de 32.0 MMmcd en promedio a marzo del año en curso<sup>12</sup>.

Al mismo tiempo, sus importaciones de GNL promediaron los 14.2 MMmcd al primer trimestre de 2013, significativamente por encima del promedio de 0.63 MMmcd registrado entre junio de 2009 (mes de inauguración de la terminal de regasificación de Guanabara en Rio de Janeiro) y diciembre del mismo año.



En los últimos cuatro años, las importaciones conjuntas de gas natural y GNL de Brasil han registrado un notable crecimiento, desde los 22. 8 MMmcd en promedio en 2009 a 46.2 MMmcd anotados a marzo pasado.

Desde una perspectiva mensual, la evolución de las importaciones brasileñas muestran que las de GNL, significativas en el segundo semestre de 2010, han registrado un nuevo ímpetu a partir de septiembre pasado, alcanzando records de 18 y 18.2 MMmcd en octubre y noviembre de 2012, que junto a niveles récord de importación desde Bolivia, registraron máximos de 50.1 y 50.4 MMmcd, respectivamente.



<sup>12</sup> Ministério de Minas e Energia (MME), Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural

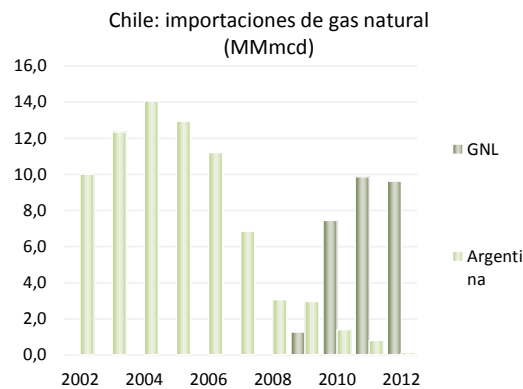


## Chile

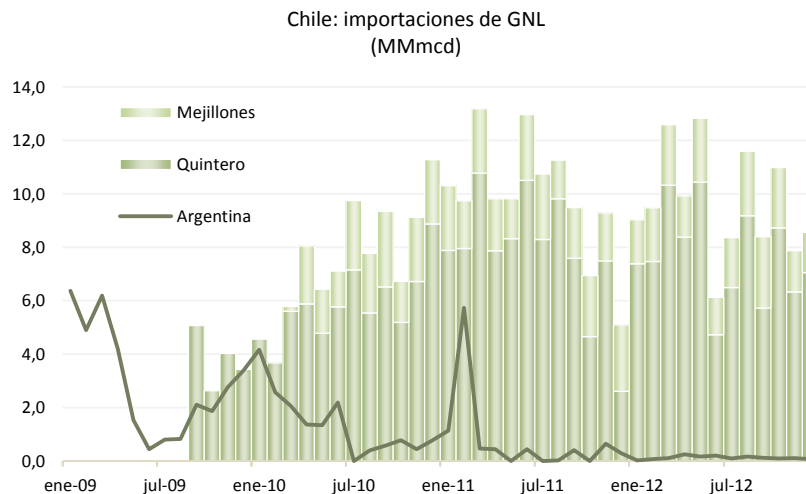
Debe señalarse que en los últimos cuatro años las importaciones chilenas de gas natural se han recuperado de forma perceptible gracias, exclusivamente, a las adquisiciones de GNL en promedios de 10.6 y 9.7 MMmcd en 2011 y 2012, respectivamente<sup>13</sup>.

Debe considerarse también, que el traumático proceso de ajuste que debió sobrellevar la economía chilena a partir de la crisis energética germinada en Argentina en 2004 y de sus efectos sobre las exportaciones de gas natural a Chile debe ser enmarcado en el referente de que éstas habían alcanzado promedios mensuales de hasta 25.4 MMmcd a mediados de ese año.

Chile, efectivamente, ha logrado sobreponerse a los efectos de la crisis energética, pero debe señalarse al mismo tiempo que sus importaciones de gas natural y GNL a la fecha aún representan alrededor del 70% de los máximos registrados hace ya ocho años.



Contra una capacidad instalada de regasificación de 14.9 MMmcd, los máximos de importación de GNL a Chile, de 13.2 y 13.0 MMmcd, se registraron hace ya tres años, en marzo y junio de 2011, respectivamente. Entretanto, el promedio de las importaciones desde Argentina no ha pasado en 2012 de los 0.1 MMmcd.



Previsiblemente, la generación eléctrica en base a gas natural, que en 2004 representara el 36% del total y cayera al 5.3% en 2008, hoy ha logrado recuperarse hasta el 20.4%. En contraparte, sin embargo, la generación eléctrica en base a carbón, que en 2003 no representara sino el 15%, ha desplazado al gas

<sup>13</sup> Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile, Estadísticas, Hidrocarburos, Importaciones y Exportaciones

natural, alcanzando una participación del 46.9% en el total en el país -y del 81% en el Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING)- a la fecha. Es de esperarse que sea el desplazamiento de esa participación a manos de una creciente generación eléctrica en base a GNL lo que domine la agenda energética chilena en los próximos años.

### Conclusiones

Si el GNL irrumpió en las costas del Cono Sur hace sólo algo más de cinco años, es evidente a la fecha que lo hizo con indisimulada determinación y sin timidez alguna.

A título de constatación, recordemos que las negociaciones entre Bolivia y Brasil para concretar, finalmente en 1996, la construcción del gasoducto Gasbol, se extendieron por casi un cuarto de siglo. Por otra parte, el desarrollo de la actual red intrarregional de transporte de gas natural por ducto hasta su actual capacidad de 122.9 MMmcd se desplegó a lo largo de cuatro prolongadas décadas.

A la fecha, la subregión importa y comercializa 34 MMmc de GNL por día en mercados cuya cobertura se extiende desde las áreas costeras del noreste brasileño hasta las del norte de Chile, cuenta con 6 terminales de regasificación instaladas y en plena operación y ostenta una capacidad de procesamiento, inexistente hace cinco años, de 58.6 MMmcd que a fin de año se habrá ampliado en un 50% a 78.6 MMmcd y que apunta a duplicarse hasta los 126.9 MMmcd en los próximos cuatro; la mayor parte de ellos en áreas que, en otras circunstancias, habrían sido, por excelencia, mercados natos para el gas natural boliviano.

Si bien el boom del shale gas americano ha imbuido de un renovado ímpetu a las intenciones regionales de redoblar su apuesta por el GNL, debe reconocerse que el producto ofrece en si mismo múltiples ventajas en comparación a las inherentes dificultades y la relación de dependencia características de los proyectos de transporte internacional de gas natural por ducto. El GNL, en contraste tiene algunos aspectos a favor como:

- no exige el cruce de fronteras de países con visiones y tendencias políticas diferentes, ni acarrea la necesidad de encarar negociaciones, normalmente largas y difíciles, para estipular detalladamente compromisos y condiciones contractuales de largo plazo
- con sus cada vez más diversas fuentes geográficas de aprovisionamiento y su creciente multiplicidad de proveedores asume un especial atractivo para los países importadores por razones estratégicas internas, geopolíticas y de confiabilidad de suministro
- ofrece plazos cortos de construcción de la infraestructura necesaria y una diversidad de modalidades de instalación y ampliación de las facilidades de regasificación y almacenamiento
- se presta a la introducción o ampliación modular de la capacidad de regasificación requerida en respuesta exclusiva a necesidades internas concretas y no a compromisos contractuales de largo plazo o a factores y voluntades ajenos a los intereses nacionales
- ofrece gran flexibilidad en cuanto a los volúmenes de importación deseados y al origen del producto en función a factores de demanda interna -como ser su ritmo de crecimiento o, inclusive, sus fluctuaciones estacionales- en condiciones comerciales de mercado pactadas libremente.

Es innegable que la proliferación del GNL en el Cono Sur es hoy, por una parte, resultado de la inevitable reacción de los países consumidores de gas natural a las lecciones aprendidas y a los efectos traumáticos generados por los incumplimientos contractuales registrados no hace mucho en la región, por la falta de confiabilidad de países productores y por las crecientes dudas sobre su capacidad de cumplir, inclusive, con sus compromisos actuales. Es, en otras palabras, el previsible corolario de haber buscado soluciones a sus necesidades energéticas de largo plazo que, lamentablemente, no pudieron encontrar respuesta en el vecindario.

Por otra parte, es también la expresión práctica y, tal vez eventualmente inevitable, de la decisión de los países consumidores de gas natural del Cono Sur de incorporarse de lleno a las nuevas tecnologías y ventajas que hoy ofrece el mercado energético mundial a través del GNL.

Y es, finalmente, a través del GNL que los países consumidores de gas natural del Cono Sur han extendido sus fronteras energéticas hacia ultramar sin posibilidad de retorno. En la región, países productores como Trinidad Tobago y Perú también han optado por dar exitosamente el mismo salto.