

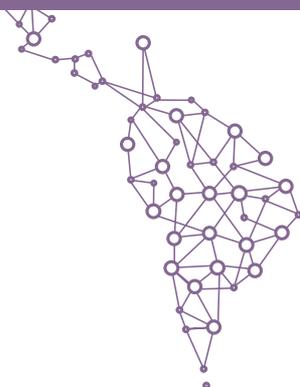


ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR
PETRÓLEO, GAS Y BIOCOMBUSTIBLES
EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE.

Tendencias del Sector Gas Natural en América Latina y el Caribe

Abril 2016

PUBLICACIÓN ARPEL EJ02-2016



INFORMES EJECUTIVOS



Contenido

- 1 Introducción
- 3 Situación regional
- 7 Tendencias en el Comercio Internacional e Intrarregional de Gas
- 12 Nuevos modelos de negocio de gas natural (Small Scale LNG)
- 15 Tendencias en el Transporte
- 18 Tendencias en el Sector Eléctrico
- 22 Posibles Escenarios de Integración Regional
- 25 Consideraciones finales
- 27 **ANEXO I: Terminales de Regasificación y Licuefacción**
- 28 **ANEXO II. Glosario de Siglas**

*Agradecemos a los profesionales del **Comité de Gas y Energía de ARPEL** por su invaluable colaboración en la elaboración de este documento.*

Derechos de autor

Los derechos de autor de este documento, ya sea en su versión impresa o digital son propiedad de la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas, y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL). Cualquier copia de este trabajo protegido deberá incluir esta nota sobre los derechos de autor.

Exoneración de responsabilidad

A pesar de haberse realizado esfuerzos para garantizar la exactitud de la información contenida en este documento, ni ARPEL, ni ninguno de sus socios, autores o revisores, ni las empresas e instituciones que ellos representan, asumen responsabilidad alguna por cualquier uso que se haga del mismo. Ninguna referencia a nombres o marcas registradas de fabricantes de equipos y/o procesos representa un endoso de parte de los autores, ARPEL o cualesquier de sus socios.





1. Introducción

El gas natural representa el 24% de la matriz energética mundial y un 26% de la matriz energética de América Latina y el Caribe. Las ventajas a nivel ambiental que presenta el gas natural como sustituto del carbón y de los combustibles líquidos, tanto para uso industrial, generación eléctrica o transporte, hacen pensar que este combustible aumentará considerablemente su participación en la matriz energética mundial y regional en las próximas décadas, existiendo un sólido consenso internacional en cuanto a esta tendencia esperada¹.

La región de América Latina y el Caribe produce aproximadamente 640 Mm³/d de gas natural, lo que representa el 7% de la producción mundial, mientras que el consumo es de aproximadamente 700 Mm³/d. El déficit de gas natural se cubre mediante importaciones mexicanas desde EEUU vía gasoductos y, a través de las compras de gas natural licuado (GNL) de las 12 terminales de regasificación hoy existentes². Las reservas probadas de gas natural de la región están evaluadas en 282,9 tcf, concentradas principalmente en Venezuela, pero existe a su vez un gran potencial de desarrollo tanto en los recursos no convencionales³, como en otros recursos convencionales sub-explorados como el offshore.

Actualmente se están observando algunas tendencias globales para el sector gas natural y energético en general que plantean importantes desafíos y oportunidades tanto para empresas como para los Estados.

Entre dichas tendencias debemos mencionar el crecimiento sostenido de la demanda energética, la necesidad de descarbonizar la economía, reforzado por el Acuerdo de la COP21⁴, la creciente incorporación de las energías renovables no convencionales a la matriz de generación eléctrica, acompañado de un crecimiento de la demanda de gas natural por parte del sector eléctrico, la flexibilización del mercado de GNL dado el incremento esperado de la oferta y disponibilidad global y un acelerado desarrollo tecnológico que permitirá dar mayor flexibilidad y competitividad a las inversiones de licuefacción y regasificación.

Mayores inversiones en regasificación, con ampliaciones de capacidad y desarrollo de infraestructura en nuevos países, el desarrollo del potencial no convencional, principalmente en el yacimiento de Vaca Muerta, y nuevos y renovados esfuerzos de integración gasífera regional emergen en el escenario actual como alternativas para aumentar la oferta de gas natural y lograr una mayor seguridad energética.

¹ El consenso internacional surge de revisar los Outlooks de las principales agencias, instituciones y empresas como EIA, IEA, WEC, OPEP, Shell, BP, ExxonMobil, etc., los cuales coinciden en que el gas natural tendrá un crecimiento en la matriz energética mundial y regional.

² Ver Anexo I: Terminales de Regasificación y Licuefacción en la Región

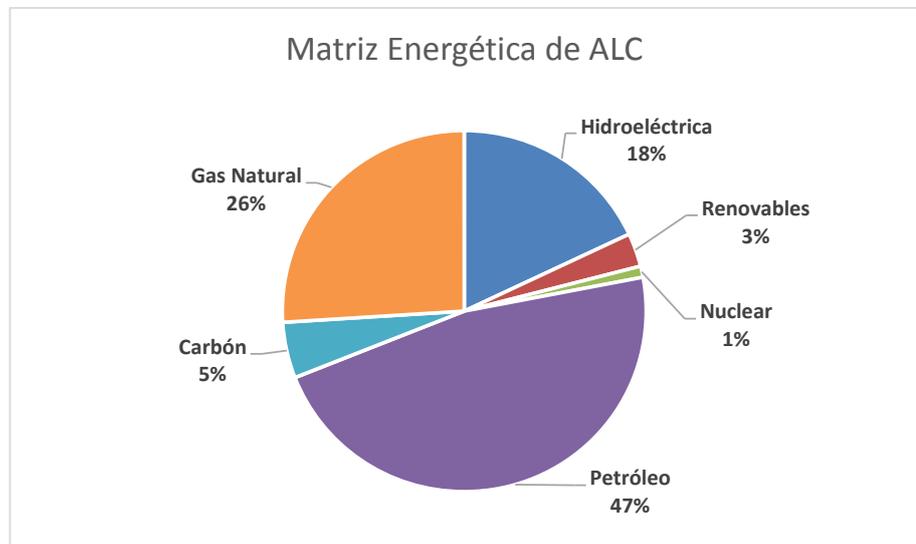
³ Según datos de la EIA. <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

⁴ <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/spa/l09s.pdf>



1. Introducción

El presente informe fue preparado por el Comité de Gas y Energía de ARPEL, compuesto por líderes de gas natural de las principales empresas del sector en la región, y tiene como objetivo presentar un diagnóstico de la situación actual de la industria y los mercados de gas natural de América Latina y el Caribe, así como también las principales tendencias y posibles escenarios para los próximos años, realizando a su vez una serie de propuestas para el desarrollo sostenible del sector y de la seguridad energética regional.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015



2. Situación regional

Perfil por país

La región presenta diferentes realidades país por país en función de sus recursos, demanda, infraestructura, marco legal, así como otros factores socio-culturales que afectan la oferta y la demanda de gas natural.

A continuación se presenta un cuadro que presenta con el perfil de producción, consumo y reservas por país.

País	Ratio R/P (años)	Producción (MM ³ /d)	Consumo (MM ³ /d)	Gap Prod/Consumo
Argentina	9,3	97,1	129,2	-32,1
Brasil	23,1	54,9	108,6	-53,7
Uruguay	NA	0	0,2	-0,2
Chile	108	2,5	13,1	-10,6
Bolivia	13,9	61,0	11,0	50,0
Perú	33,0	35,4	19,7	15,7
Ecuador	10,0	1,7	1,7	0,0
Colombia	13,7	32,4	30,0	2,5
Venezuela	+200	78,3	81,6	-3,3
México	6,0	159,2	235,1	-75,9
T&T	8,2	115,2	60,2	55,0

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015, ARPEL

Simplemente con finalidad analítica, podemos agrupar a los países de la siguiente manera:

Grandes productores e importadores

Los grandes países de la región, es decir, **Brasil, México y Argentina** son a la vez grandes productores y grandes importadores de gas natural, y presentan una brecha estructural para atender la demanda interna, por lo que seguirán dependiendo de la importación en los próximos años.

Grandes exportadores con mercados internos reducidos o incipientes

Existen países con grandes excedentes que los destinan a exportación, **Perú** con el reciente desarrollo de Camisea exporta vía GNL, **Trinidad y Tobago** es un exportador ya tradicional de GNL que comenzó sus operaciones en el año 1999 y **Bolivia** que exporta la mayor parte de su producción vía gasoductos a Brasil y Argentina.



2. Situación regional

Países sin gas natural en su matriz

En **Centroamérica y el Caribe**, salvo los casos de México, República Dominicana, Puerto Rico y Trinidad y Tobago, no existe desarrollo ni participación del gas natural en la matriz energética. En Sudamérica una situación similar existe en **Surinam, Guyana, Paraguay y Ecuador**, este último con un desarrollo muy puntual de la producción y consumo de gas natural. Se debe destacar que varios de estos países están estudiando proyectos para incorporar el gas natural en sus matrices energéticas.

Países importadores con potencial rol en la integración regional

En el caso de **Uruguay y Chile** son países netamente importadores y que dada su situación geográfica podrían tener un rol creciente en el comercio internacional de gas natural en un escenario de mayor integración energética regional.

A continuación se presentan la infraestructura de gas natural licuado en la región y los grandes proyectos que tienen un potencial de afectar el mapa energético regional.

Terminales de GNL



Fuente: IGU y GIIGNL



Grandes Proyectos en desarrollo en la región

Los principales proyectos en desarrollo en nuestra región son el Gasoducto Sur Peruano (GSP), el Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA), la Industrialización del gas natural en Bolivia, el aumento de la capacidad de regasificación en Chile, Colombia y posiblemente otros países como Uruguay y el desarrollo del upstream en Vaca Muerta, el offshore colombiano, venezolano y brasileño.

2. Situación regional

Gasoducto Sur Peruano (GSP)

Unirá Camisea con Ilo en el Sur de Perú, su longitud será de 1.000 kms con una capacidad de transporte de 14 MM³/d. Se espera que la disponibilidad de gas natural permita desarrollar la demanda en esa región. A su vez, dada la cercanía con Chile, es posible que se desarrollen intercambios eléctricos, a partir de electricidad generada en centrales a gas natural en el sur de Perú. El Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) y el potencial solar del norte de Chile es una variable a tener en cuenta en los escenarios de intercambio eléctrico.



Fuente: CIER

El Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA)



Fuente: CIER

Unirá el Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA) con las provincias de Formosa, Chaco, Santa Fe y Misiones. La longitud del gasoducto troncal será de 1.500 kms y su capacidad de transporte ascenderá a los 28 MM³/d. Su trazado acercará el gas a la frontera con Paraguay y abrirá nuevos mercados en Argentina, así como posibilidades de mayor integración con Bolivia y Paraguay.

2. Situación regional

Industrialización del gas natural en Bolivia

Bolivia posee grandes recursos de gas natural, los cuales exceden ampliamente a su demanda interna, y en los últimos años ha realizado grandes inversiones para desarrollar su industrialización. Se inauguró una planta de amoníaco y urea en Cochabamba, y dos separadoras de líquidos, Río Grande y Gran Chaco, las cuales permitirán producir GLP y GNL, generando potenciales excedentes para volcar al mercado externo. A su vez existen proyectos para desarrollar plantas de generación eléctrica a gas natural en el sur, próximo a la frontera con Argentina, que podría abrir nuevas posibilidades de comercio energético entre ambos países.

El desarrollo del upstream

Existen varias zonas que la región que se encuentran en etapa de exploración y con perspectivas y potencial de incorporar reservas y volcar producción al mercado, pudiendo incluso afectar el mapa energético regional, dependiendo del éxito de las campañas. El presal en Brasil, el shale y tight gas, particularmente el yacimiento de Vaca Muerta en Argentina, el offshore venezolano, colombiano e incluso el argentino son los plays que se estima que tienen un mayor potencial de desarrollo.

El aumento de la capacidad de regasificación

En **Colombia** se encuentra en construcción una terminal de regasificación en la Costa Caribe, con una capacidad de send-out de 11Mm³/d, 170 mil m³ de almacenamiento y que estará operativa en 2016.

Por otra parte en **Chile** continúa el proceso de aumento de la capacidad de regasificación, se encuentra en desarrollo la Terminal de Penco Lirquén, la cual será una FSRU que se ubicará en las proximidades de Concepción, con una capacidad de regasificación de 10 MM³/d y 150mil m³ de almacenamiento, y se espera que inicie sus operaciones entre 2017 y 2018. A su vez, existen proyectos en Chile de aumentar la capacidad de las plantas existentes, en función de las necesidades de la demanda.

Uruguay está desarrollando un proyecto de regasificación en Montevideo. El proyecto inicial consideraba una FSRU con una capacidad de regasificación de 10 MM³/d, y una capacidad de almacenamiento de 263 mil m³, aunque el mismo se encuentra en etapa de revisión en función de los nuevos escenarios de demanda.

También existen proyectos con menor nivel de desarrollo en **Brasil**, y principalmente en varios países de **Centroamérica** y **Caribe**, asociados a proyectos de generación eléctrica.



3. Tendencias en el Comercio Internacional e Intrarregional de Gas

Nueva dinámica mundial y regional del GNL

El mercado internacional de GNL ha mostrado un gran dinamismo en los últimos años. La capacidad de regasificación se ha duplicado entre 2007 y 2014, pasando de unos 350mtpa en 15 países a 751mtpa en 30 países, por otra parte la capacidad global de licuefacción es de 298 mtpa y está instalada en 19 países.

Según datos de GIIGNL⁵, en el año 2014 se comercializaron en el mercado internacional 239 millones de toneladas de gas natural licuado, principalmente en el Sudeste Asiático, que representa el 75% de las importaciones de este energético.

En los últimos años se han dado una serie de acontecimientos que marcarán una dinámica futura de GNL que lo harán mucho más atractivo para los compradores de América Latina y el Caribe.

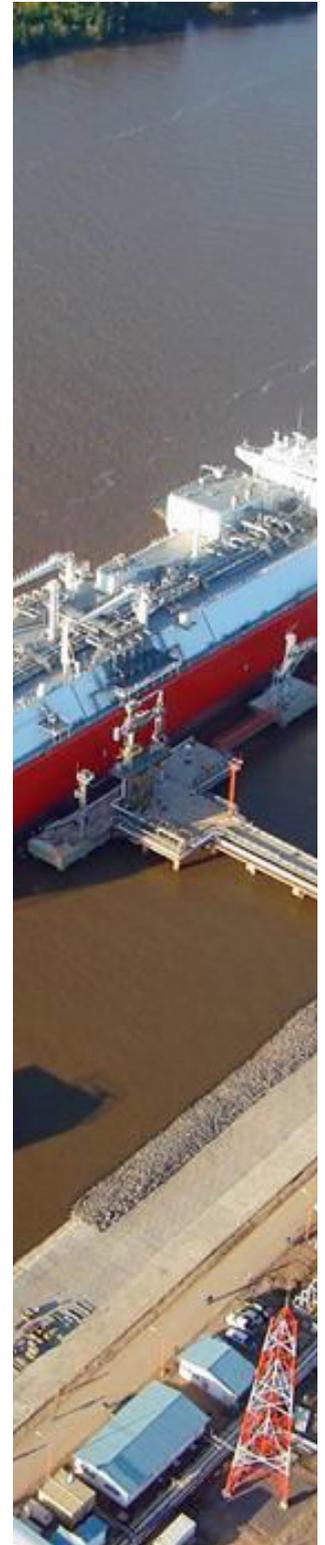
- El desarrollo del shale gas en EEUU y la entrada en servicio de proyectos de exportación – se estima que entrará al mercado una capacidad de licuefacción de 70 mtpa en los próximos 3 años;

Nombre	Capacidad t/a	Entrada
Sabine Pass, LA	20 - 25	1T 2016
Cove Point, MA	4.6 - 5.75	4T 2017
Freeport, TX	13.2 - 15.4	2018-19
Cameron, LA	12 - 14.95	2018-19
Corpus Christi, TX	7.7 - 10	2018-19

Fuente: Argus Media

El desarrollo de proyectos de exportación de GNL en Australia⁶, esperando que entre en operación una capacidad adicional de licuefacción de 52,6 mtpa entre 2015 y 2017;

- El reinicio de las operaciones de las plantas nucleares en Japón, que harán mermar la demanda del principal país consumidor del mundo;
- La ralentización de la economía mundial, que enlentece el crecimiento de la demanda de energía de China y de Europa;



⁵ The LNG Industry in 2014 http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_2015_annual_report.pdf

⁶ <http://www.appea.com.au/oil-gas-explained/operation/australian-lng-projects/>

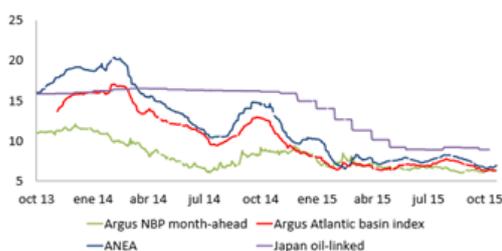
3. Tendencias en el Comercio Internacional e Intrarregional de Gas

- Los avances tecnológicos alcanzados en todas las fases de la cadena de valor del gas natural tales como la optimización de la extracción de shale gas, las terminales de regasificación y licuefacción flotante o la distribución a pequeña escala de GNL, están viabilizando cada vez más la explotación y comercialización del gas natural.

Esta serie de acontecimientos están delineando una nueva dinámica de mercado. Por un lado, está generándose un **exceso de oferta a nivel global** con una demanda que crece de forma no tan dinámica, lo que tenderá a flexibilizar las condiciones de compra y crear un escenario sostenido de precios bajos. Por otra parte, la proliferación de proyectos de regasificación y la abundancia de gas natural, tienen como consecuencia que **la formación de precios lentamente se vaya desacoplando del mercado de líquidos y genere su propia dinámica**, con una mayor liquidez en el mercado spot y la generación de mercados secundarios en los que se comercialicen buques reexportados, tras haber sido adquiridos en contratos y compromisos de largo plazo. A medida que el mercado va ganando madurez, el gas natural comienza a ser su propia referencia y tender a una convergencia internacional de precios.

Se debe destacar además que las nuevas tecnologías de licuefacción (FLNG) y regasificación (FSRU) están reduciendo de manera considerable las necesidades de inversión para el desarrollo de proyectos de infraestructura de GNL, ya que permiten distribuir los riesgos y sustituir necesidades de inversión de capital (capex) por gastos operativos (opex), lo cual brinda una mayor flexibilidad para el inversor. Según datos de IGU⁷, en 2013 la capacidad de regasificación de las FSRU representaba el 7% de la capacidad total de regasificación, y presentaba una tasa de crecimiento anual del 34%. En cuanto a las terminales FLNG, si bien su desarrollo es aún incipiente y la primera experiencia a gran escala será el proyecto Prelude LNG en Australia, es de esperar que las mismas se incorporen rápidamente cuando sean económicamente viables, tal como lo hicieron las FSRU.

Evolución de los precios de GNL



Fuente: Argus Media

⁷ World LNG Report – 2014 Edition (IGU). <http://members.igu.org/old/gas-knowhow/publications/igu-publications/igu-world-lng-report-2014-edition.pdf>



Dinámica Regional

En América Latina y el Caribe las importaciones de GNL representan 21 mtpa (74 mm³/d aproximadamente), la capacidad de regasificación es de 41 mtpa y está distribuida en Brasil, Argentina, Chile, República Dominicana, Puerto Rico y México⁸. Por otra parte existen dos países exportadores de GNL que son Trinidad y Tobago y Perú. Actualmente existen proyectos de terminales de regasificación en muchos países de la región, aunque el que tiene un mayor grado de avance se encuentra en Colombia.

En cuanto a los movimientos vía gasoductos, Bolivia exporta a Brasil y Argentina unos 50MM³/d, lo que representa más del 80% de su producción. También existe un flujo de gas de hasta 300mil m³/d que abastece el mercado uruguayo desde Argentina. Por otra parte Colombia exportaba entre 1 y 2 Mm³/d de gas natural a Venezuela pero ese flujo se suspendió a mediados de 2015 y se espera que sea Venezuela quien le exporte a Colombia en los próximos años.

A nivel regional, se espera que en los próximos años la brecha entre oferta y demanda de gas natural se siga cubriendo vía importaciones, sin posibilidades de satisfacer la demanda con oferta doméstica.

La flexibilidad que se espera del mercado internacional de GNL favorecerá a aquellos países importadores de la región. Por otra parte, es de esperar que proliferen nuevos proyectos de regasificación en América Latina y el Caribe en el actual escenario.

Los desarrollos exportadores: Trinidad y Tobago, Bolivia y Perú

El análisis de los tres principales desarrollos exportadores de la región, Trinidad y Tobago, Perú y Bolivia, nos lleva a algunas conclusiones sobre condiciones comunes a las tres experiencias.

- La necesidad de asegurar la demanda, de manera de poder viabilizar las inversiones ya sea para el desarrollo de infraestructuras o de la propia producción gasífera. En el caso de Trinidad y Tobago se firmaron contratos de largo plazo para abastecer dos mercados complementarios (EEUU y España); en el caso de Bolivia, se firmaron dos contratos, uno con Brasil (1996-2019) y otro con Argentina (2006-2026), y en el caso de Perú la exportación se apalancó principalmente en acuerdos con México;

3. Tendencias en el Comercio Internacional e Intrarregional de Gas

•

⁸ Ver Anexo 1 Terminales de Licuefacción y Regasificación en la región

3. Tendencias en el Comercio Internacional e Intrarregional de Gas

- La disponibilidad de gas natural muy por encima de las necesidades del mercado interno;
- La cercanía a los mercados de destino (principalmente en T&T y en Bolivia) es una ventaja comparativa esencial que operó favorablemente para estos países;
- El desarrollo exportador como impulsor de la exploración y producción, ha permitido diversificar el downstream en cada uno de los países, a través de inversiones en petroquímica, fertilizantes, separación de líquidos y GNL a pequeña escala, que servirán para cubrir la demanda interna y generar excedentes para exportación.

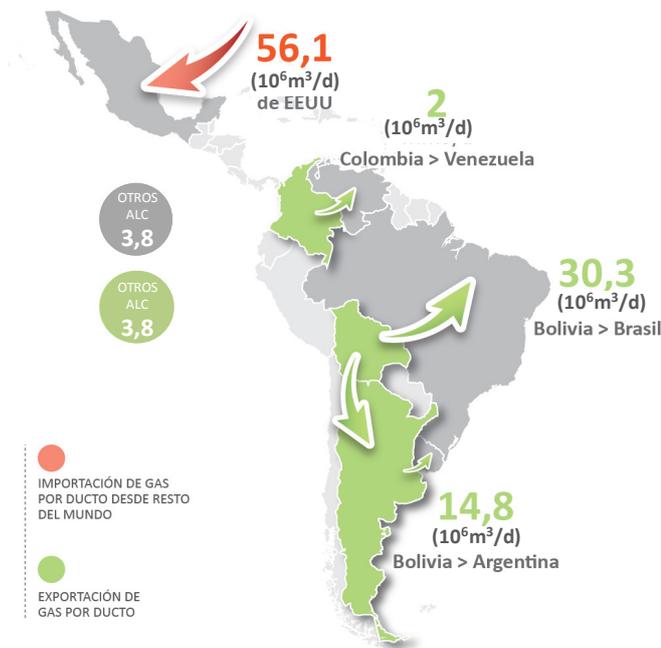
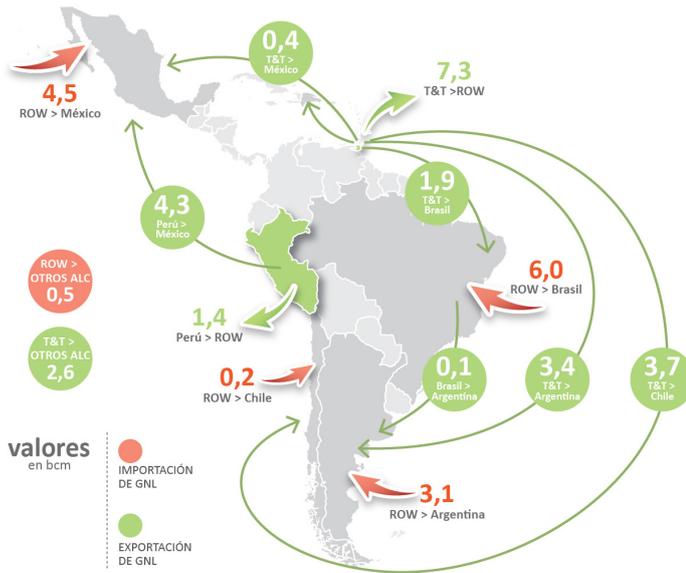
Una de las principales tendencias a destacar para los próximos años es que además de la complejidad contractual, tecnológica y financiera en la que se llevaron adelante estos acuerdos, se debe considerar la complejidad comercial ya que los nuevos proyectos de GNL o de exportación por ductos deberán insertarse en mercados más competitivos y con tendencia a la sobreoferta.

Por otra parte, el desarrollo de este tipo de negocios debe hacerse con una perspectiva global y teniendo en cuenta las diferentes realidades que se viven en la región, ya que, como se verá más adelante en este documento, se está delineando una realidad con muchas posibilidades de intercambio de gas entre los países de la región, optimizando la utilización de la infraestructura existente.

En este sentido, es de esperar que algunos países de la región comiencen a exportar gas natural en los próximos años. En el caso de Venezuela, si continúa siendo exitoso el desarrollo del offshore, en el que se ha puesto en producción en 2015 el primer campo de gas libre (Perla), muy probablemente genere los excedentes para exportar a Colombia, país con el cual ya está interconectado a través de un gasoducto. En el caso de Chile, la capacidad ociosa de GNL y la flexibilidad esperada de las condiciones de compra de gas natural licuado en el mercado internacional, harán factible la exportación hacia Argentina, aprovechando la infraestructura de ductos actualmente subutilizada y la demanda insatisfecha de gas natural en Argentina especialmente en los picos invernales. Por su parte Uruguay, si concreta el proyecto de regasificación, podría generar los excedentes para realizar potenciales exportaciones hacia Argentina.



Movimientos de gas natural 2014



Fuente: BP Statistical Review of the World Energy 2015

3. Tendencias en el Comercio Internacional e Intrarregional de Gas

4. Nuevos modelos de negocio de gas natural (Small Scale LNG)

El avance de la tecnología y, en particular, todos aquellos desarrollos que se vinculan con la licuefacción y regasificación a pequeña escala, está habilitando nuevos modelos de negocio para el gas natural, viabilizando inversiones y generando un cambio de paradigma en los esquemas de monetización del gas natural.

Principales aplicaciones del Small Scale LNG:

Picos de demanda (peak-shaving)

Terminales que se utilizan para atender picos de demanda. En general toman gas de los gasoductos o de otra fuente en épocas de baja demanda, almacenan y vierten al sistema durante los picos de demanda.

Desarrollo de producción de gas en zonas aisladas (stranded gas)

Este tipo de esquema de small scale permite tomar el gas natural en pozos que se encuentren aislados o alejados de los sistemas de ductos, y conectarlos a los sistemas de una forma costo-efectiva para poder monetizarlo.

Distribución satelital de gas natural (gasoductos virtuales a zonas aisladas)

Este esquema es útil para abastecer de gas a zonas remotas no conectadas a la red con pequeñas poblaciones o plantas de generación eléctrica cuyo volumen potencial de compra de gas no justifique la construcción de un gasoducto.

Transporte, principalmente marítimo y a larga distancia

Este esquema es para alimentar camiones y barcos de larga distancia, que utilizan GNL como combustible en lugar de diésel. Las restricciones ambientales y el precio cada vez más accesible están haciendo cada vez más competitivo este modelo de negocio.

El Small Scale LNG se ha desarrollado principalmente en Noruega, Japón, China y existen algunas experiencias incipientes en la región, entre las que se destacan las realizadas en Chile, Argentina y Bolivia. Los esquemas de negocios de GNL a pequeña escala se pueden separar en dos grandes grupos⁹.



⁹ Small Scale LNG (IGU, 2015) http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/SmallScaleLNG.pdf



1. **Monetización:** toda la cadena de valor del GNL está integrada y es una cadena de pequeño tamaño (Noruega);
2. **Distribución:** uso de pequeña escala para distribución en barcazas o camiones, tomando el GNL de un hub que puede ser una terminal de licuefacción o regasificación convencional. No toda la cadena de valor está integrada en pequeña escala, sino que solo la distribución es a pequeña escala, el resto es convencional o a gran escala (Japón).

La diferencia entre ambos esquemas es que en el primero la licuefacción se realiza a pequeña escala, en el upstream, para luego distribuir también a pequeña escala. En el segundo esquema la licuefacción puede ser convencional, en grandes plantas, o incluso desarrollarse a partir de un hub como puede ser una terminal convencional de regasificación que hace el trasvase del gas natural licuado a barcazas o camiones para la redistribución y regasificación a pequeña escala.

Capacidad mundial de licuefacción, 2014

Tipo	MTPA
Licuefacción convencional	298
GNL a pequeña escala	20

Fuente: IGU, GIIGNL

A partir del desarrollo de tecnologías de pequeña escala, existe un gran número de campos con reservas pequeñas que pasan a tener una alternativa de monetización. Adicionalmente, esta tecnología permite el desarrollo de campos de crudo con gas asociado.

Noruega es un caso típico de desarrollo de GNL de pequeña escala para monetización, mientras que los modelos de Japón o China, son claros ejemplos de distribución en pequeña escala. En el caso de Japón, con un fuerte desarrollo de la distribución en barcazas y en el de China con mayor desarrollo de los gasoductos virtuales por carretera y la instalación de estaciones de servicio de GNL para el uso del mismo como combustible para transporte, siendo el mayor productor mundial de SS LNG. En América Latina y el Caribe existen ya algunos desarrollos en Chile, Bolivia y Argentina y varios proyectos en estudio ya que se estima que pueden ser esquemas de negocios muy competitivos en la región.

4. Nuevos modelos de negocio de gas natural (Small Scale LNG)

4. Nuevos modelos de negocio de gas natural (Small Scale LNG)

Gasoducto virtual GNL Quintero – Refinería de Bío Bío (Chile):

En Chile el driver ambiental y, en particular, el de calidad del aire, motivó la reconversión de las refinerías de petróleo para que se energicen a través de plantas de electricidad alimentadas a gas natural. Para alimentar la Refinería de Bío Bío (8ª región) y luego de haber considerado varias opciones (gasoductos, trenes, etc.) se llegó a la conclusión de que el transporte mediante camión desde la Terminal de Quintero era el más viable. Hoy existe un tráfico permanente (régimen 24/7) de 21-22 camiones al día de 50 m³ cada uno. Esto totaliza unas entregas diarias aproximadas de 1100 m³/d de GNL, lo que equivale, luego de regasificado, a unos 650mil m³/d de gas natural. Bío Bío posee una de las Plantas Satelitales de Regasificación (PSR) más grandes de la región. A su vez es un negocio en permanente crecimiento, ya que existen al día de hoy unas 20 PSR en construcción. Este esquema fue exitoso gracias a un innovador modelo de negocio en el que participa ENAP y los distribuidores de gas y GLP que ya existían en Chile.

Ferry Buenos Aires - Montevideo: Se han desarrollado las terminales de licuefacción a pequeña escala para alimentar el ferry que une Buenos Aires con Montevideo. Comenzó sus operaciones en 2014, actualmente se producen 70 ton/d de GNL, tomando como fuente la red de gasoductos de Buenos Aires. La planta tiene una capacidad de almacenamiento de 4 días combustible para el uso habitual del ferry y el proyecto se desarrolló en el plazo de 1 año. La reconversión del ferry está generando grandes ahorros de combustible y permitiendo además una operación más rápida y eficiente que con el diésel oil].

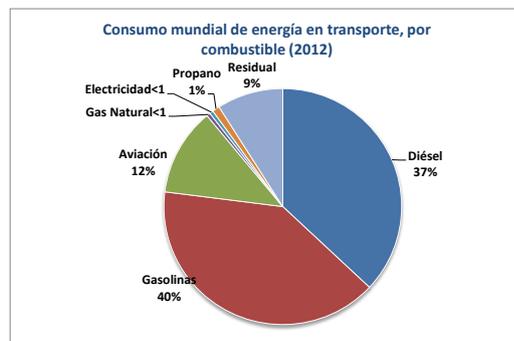
La incorporación de estas tecnologías nos llevan a la construcción de un nuevo paradigma en el mercado de gas natural, en el cual la producción de GNL tiende a desarrollarse ya no en grandes terminales que están localizadas en un único punto y cuyo tiempo de desarrollo e inversión es de largo plazo, con las rigideces que eso conlleva, sino que se está pasando a una realidad más flexible, de menor escala, y más descentralizada, con mayor cercanía a los productores y a la demanda. Esta flexibilidad le brindará al gas natural un mayor poder de competitividad frente a otros combustibles como el diésel oil o el fuel oil, en uno de los aspectos en los que actualmente presenta grandes desventajas.



5. Tendencias en el Transporte

La cuestión ambiental, el proceso de cambio climático, la calidad del aire en las ciudades, el fuerte proceso de urbanización, son temas que nos llevan a pensar de forma creativa el futuro de la movilidad urbana e inter-urbana, así como el transporte de carga, hoy predominantemente alimentados con combustibles líquidos.

Según datos de la EIA, el sector transporte es el 2º a nivel mundial, en cuanto a consumo de energía, con un 27% del total, de los cuales, el 94% está cubierto por líquidos derivados de la refinación de petróleo crudo. Otro dato no menor es que el 55% de la producción de crudo se destina al sector transporte.



Fuente: EIA

El gas natural ha tenido una penetración mínima y muy concentrada en este sector a pesar de las ventajas que ofrece a nivel ambiental principalmente. Hoy en día solo 4 países tienen el 70% de los 17 millones de autos que funcionan a GNC a nivel mundial (Argentina, Paquistán, Brasil y China).

En la región, además de Argentina y Brasil, el GNC se ha desarrollado fuertemente en Colombia y es de esperar que países con disponibilidad de gas natural como Perú o Bolivia tiendan a desarrollar este tipo de combustible para la movilidad urbana.



5. Tendencias en el Transporte

La movilidad eléctrica vs movilidad a gas natural

El transporte es una cuestión sistémica, que debe abordarse de manera integral para todas sus formas y fuentes energéticas, priorizando el colectivo por sobre el individual, ya que abarca otras dimensiones como la salud pública, el ordenamiento territorial, el costo social de los tiempos promedio de movilidad, etc. El driver ambiental será un fuerte impulsor de la demanda de gas natural para transporte, así como también de nuevas tecnologías como la movilidad eléctrica, principalmente en las zonas urbanas y en el transporte colectivo.

La movilidad y transporte eléctrico es anterior al desarrollo de los motores de combustión interna y su masivo uso en el siglo XX y comienzos del siglo actual. Los primeros tranvías, trolebuses y subterráneos eléctricos datan de fines del siglo XIX pero el desarrollo del transporte eléctrico se ha limitado principalmente al transporte colectivo.

Es importante distinguir el transporte entre urbano y carretero, individual, colectivo y de carga, para abordar de manera integral esta temática.

El desarrollo de la movilidad eléctrica presenta beneficios en cuanto a eficiencia energética, cuidado del ambiente (emisiones, particulado, polución sonora, ordenamiento territorial), frente a los motores de combustión interna, pero existen hoy una serie de barreras que dificultan su incorporación, en particular en lo que refiere a coches eléctricos para movilidad individual:

- Alta inversión inicial en los vehículos eléctricos y largo tiempo de amortización (para un uso promedio de los hogares urbanos);
- Vida útil de la batería y formas de recarga;
- Necesidad de desarrollar infraestructura (red de recarga);
- Autonomía (si bien para un uso urbano normal los coches eléctricos tienen autonomía suficiente, aún no pueden cubrir largas distancias);
- Resistencia a cambiar vehículos con remanente vida útil.



Desde hace unos años ha recobrado impulso el desarrollo de vehículos híbridos y eléctricos puros, pero las mencionadas barreras hacen pensar que la penetración del auto eléctrico (movilidad individual urbana) será lento en los mercados automotores, y que solo será posible si existen incentivos estatales que permitan direccionar la demanda y generar el mercado. Antes de pensar en la masificación de los coches eléctricos, la tecnología deberá cerrar la brecha entre los costos de inversión inicial, se deberá asegurar una facilidad de recarga similar y una mayor autonomía.

Por otra parte, por una cuestión eminentemente tecnológica y dada la densidad energética de los combustibles fósiles, no se espera que en el corto plazo los vehículos eléctricos sean competitivos frente al gas o los líquidos en el transporte de larga distancia.

También debe mencionarse que es de esperar que en los próximos años se dé una mayor electrificación de los usos energéticos en las zonas urbanas, proceso que el transporte urbano seguirá en el mediano o largo plazo ya sea a través de soluciones tradicionales como el metro, tranvías livianos, trolebuses así como con desarrollos como ómnibus híbridos o eléctricos puros. En ese sentido se espera un transporte multimodal que combine corredores de importante flujo de pasajeros con lugares de transición y distribución de pasajeros en circuitos más locales o de menor densidad, con una mayor participación de la movilidad eléctrica.

Es muy difícil poder establecer tendencias claras en cuanto al futuro del transporte, ya que en gran parte dependerá de los diferentes desarrollos tecnológicos actualmente en curso, y del potencial de estos desarrollos para penetrar en el mercado.

5. Tendencias en el Transporte

6. Tendencias en el Sector Eléctrico

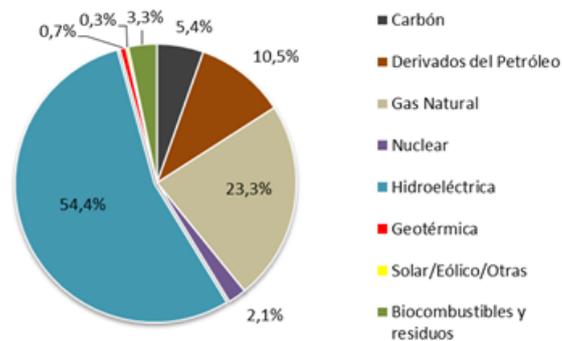


El crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la región ronda el 3% anual, por lo que se duplican las necesidades de generación cada 15 o 20 años, impulsada por el crecimiento poblacional, el crecimiento económico, el crecimiento de las clases medias y la urbanización.

La potencia instalada de generación de energía eléctrica se multiplicó en 2,4 veces entre 1990 y 2013, ascendiendo de 112.571 MW a 268.553 MW. Por su parte la energía generada creció de 433.354 GWh a 1.1640.940 GWh en el mismo período, habiéndose multiplicado por 2,7. Esto plantea un desafío grande para el sector energético regional, a la vez que una gran oportunidad para el desarrollo del gas natural, como respaldo firme a la generación hidroeléctrica y al crecimiento de las energías renovables no convencionales. Es de destacar que el sector eléctrico ha sido el que mayor dinamismo aportó al crecimiento de la demanda de gas natural en las últimas dos décadas, representando el 44% de la nueva demanda entre 1990-2009¹⁰.

Matriz Eléctrica

Como se puede apreciar en el gráfico, la matriz de generación eléctrica en la región tiene un fuerte componente hidráulico, ya que el mismo alcanza al 54,4% de la generación. El petróleo alimenta el 10,5% de dicha matriz y un 23,3% corresponde al Gas Natural.



Fuente: CIER

¹⁰ Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe (CAF, 2013) http://www.caf.com/_custom/static/agenda_energia/assets/caf_agenda_energia_vision.pdf



Las dos principales tendencias que se observan a nivel regional y global, es el crecimiento de las energías renovables no convencionales, fundamentalmente eólica y solar fotovoltaica, y el crecimiento de la generación eléctrica a gas natural, tanto mediante centrales de ciclo abierto como de ciclo combinado. Las restricciones ambientales, reforzadas por el acuerdo alcanzado durante la COP21 en París, harán que el carbón y los derivados del petróleo tiendan lentamente a bajar su participación en la matriz de generación eléctrica, con el objetivo de descarbonizar la misma. Como veremos en este capítulo, el gas natural y las renovables poseen interesantes complementariedades para su desarrollo conjunto y el desarrollo de un mix energético más limpio.

El sector eléctrico es precisamente el principal sector de la demanda regional de gas natural y, además, se espera que mantenga un gran dinamismo en los próximos años.

Gas natural y calidad del aire

Un reciente paper de IGU¹¹ plantea que el gas natural, en comparación al carbón puede reducir en promedio hasta un 50% las emisiones de CO₂, 80% las NO_x, eliminando prácticamente las de SO_x y el particulado. Además el Gas Natural tiene una combustión más completa que el diésel, lo que hace reducir también la cantidad de hidrocarburos no quemados.

El crecimiento de las energías renovables no convencionales (ERNC)¹²

Chile, Brasil y Uruguay son los países que muestran un mayor desarrollo e interesantes ejemplos de crecimiento de las ERNC. Los tres países son deficitarios en energía y tuvieron un fuerte liderazgo estatal para el desarrollo de las ERNC mediante la aplicación de incentivos adecuados, así como también una gran aceptación desde el sector privado en el desarrollo de las inversiones.

Los tres países han mapeado la calidad de sus recursos renovables no convencionales y se concluyó que existe una gran riqueza de recursos renovables, en donde la cifra de potencia máxima instalable permitiría una tasa de crecimiento virtualmente infinita de las ERNC¹³.

¹¹ Case studies in improving urban air quality (IGU, 2015)

¹² Se entiende por Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a todas las renovables, incluida la minihidro (<20MW), que no sean generadoras hidroeléctricas de gran escala.

¹³ En Chile el potencial de las ERNC fue estimado en 2.2 millones de MW según el estudio Energías Renovables en Chile: el potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé (Ministerio de Energía de Chile) http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/Estudios/Potencial_ER_en_Chile_AC.pdf

6. Tendencias en el Sector Eléctrico

6. Tendencias en el Sector Eléctrico

Además de la abundancia del recurso, las mejoras tecnológicas en el rubro, la entrada al mercado de China y otros proveedores de paneles y turbinas, así como también un mayor *know-how* local y regional han sido factores importantes en el desarrollo de las ERNC, debido a que permitió reducir los costes de inversión por MW.

En consecuencia, hoy en día existe un importante y rápido desarrollo en nuestra región de las energías renovables no convencionales, en particular la eólica y la solar fotovoltaica, aunque dadas sus características (son intrínsecamente variables y aleatorias), no son gestionables, lo que requiere tener energía firme de respaldo para poder lograr su inserción en la matriz energética.

Por sus características, la generación a gas natural es gestionable y versátil, lo que la hace el complemento ideal para las ERNC. Entre ambos tipos de energía existe también una compatibilidad adicional a nivel contractual, ya que la dinámica del recurso tanto eólico como solar hace que sean muy variables en el muy corto plazo, es decir, pueden existir “sequías de viento” de 3 ó 4 días, o bajar drásticamente el factor de carga durante el correr de un mismo día; sin embargo son muy estables en períodos más largos como por ejemplo un año, por lo que son compatibles con modelos de contrato típicos del gas natural como un volumen *take-or-pay*.

El avance de las ERNC

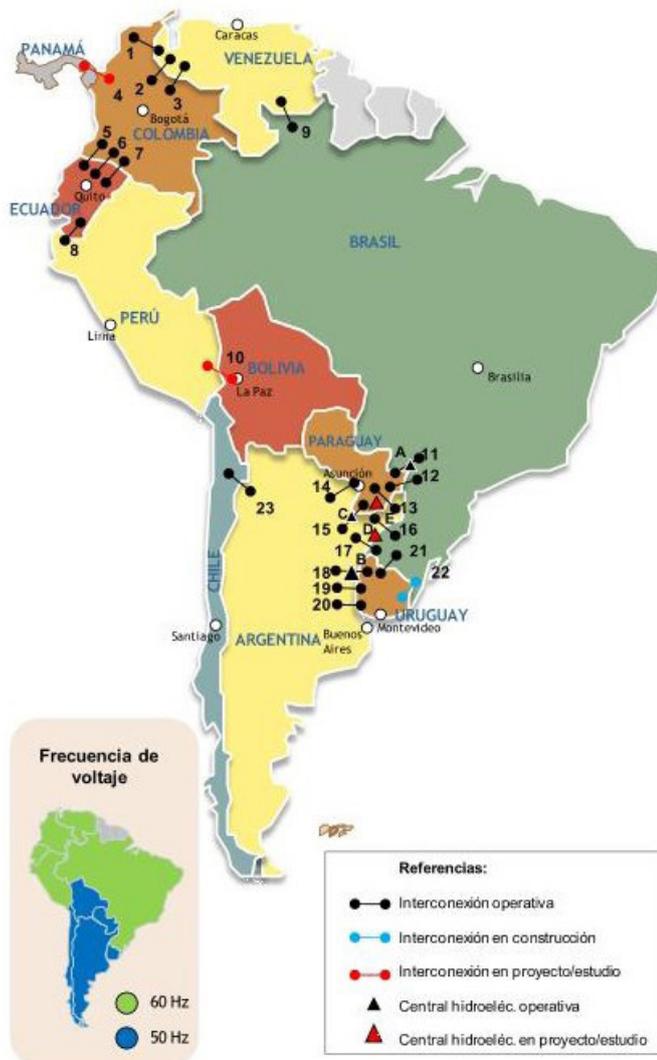
En **Chile** existen hoy 2.500 MW de potencia instalada de ERNC, la cual se espera que se duplique en los próximos 2 años con la conclusión y puesta en marcha de proyectos que ya están en curso. **Brasil** tiene una potencia instalada de 8.000 MW, y está en constante crecimiento. En el caso de **Uruguay**, en todo el año 2015, el 19% de la demanda eléctrica fue cubierta con ERNC, alcanzándose récords de 55% para el día 13/11/2015 y con picos superiores al 80% en algunos tramos de ciertos días].

El respaldo renovable de las ERNC es la generación hidroeléctrica, pero dada la disponibilidad del recurso y la dificultad de desarrollar este tipo de proyectos a gran escala por el impacto social y ambiental de la creación de grandes embalses, hacen que el gas natural sea la energía de respaldo con mayor potencial de crecimiento para el desarrollo de las ERNC.



En los próximos años, el driver ambiental favorecerá el desarrollo del elevado potencial de recursos energéticos renovables no convencionales existentes en América Latina y el Caribe. Las experiencias exitosas de Uruguay, Chile y Brasil, y la madurez que va alcanzando la industria de las ERNC a nivel global y en la región fortalecerán esa tendencia. En este contexto, El gas natural tenderá a integrarse como complemento y respaldo de las ERNC en el desarrollo de una matriz energética más limpia.

6. Tendencias en el Sector Eléctrico



Fuente: CIER

7. Posibles Escenarios de Integración Regional

La integración energética regional tiene un gran potencial de aportar eficiencia al sistema energético. En el presente informe, se ha puesto en evidencia la existencia de recursos e infraestructura en nuestra región, que abren muchos posibles escenarios de complementariedad y optimización energética.

Un modelo de integración energética es aquel que permite obtener un suministro seguro y al menor costo para todas las partes. Cuanto más grande e integrado esté el sistema energético, más robusto será el mismo, permitiendo una mejor adaptación a las necesidades de todas las partes interesadas. Considerando la necesidad de abastecer una creciente demanda energética, así como también de hacer un uso más eficiente y sostenible de los recursos naturales, se hace necesario pensar el futuro energético de forma más holística e integrada.

Escenarios más probables de integración energética en los próximos años:

Integración gasífera

Chile – Argentina

Utilización de la capacidad de regasificación chilena para introducir gas a Argentina;

Utilización del sistema de transporte chileno para transportar gas del norte al sur de Argentina (swap gasífero).

Bolivia – Argentina

Introducción de gas natural al sistema Argentino tras la entrada en operación del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA).

Bolivia – Paraguay

Exportaciones de GNL y GLP de Bolivia a Paraguay, luego de la entrada en operación de la Planta Separadora de Líquidos del Gran Chaco.

Bolivia – Perú

Conexión del sistema boliviano de gasoductos con el Gasoducto Sur Peruano;

Venta de GLP de Bolivia a Perú.

Uruguay – Argentina

Introducción al sistema argentino de los potenciales excedentes de gas natural del proyecto de regasificación, luego de su entrada en operación.





7. Posibles Escenarios de Integración Regional

Venezuela – Colombia

Reversión del flujo en el Gasoducto Transcaribeño, tras la entrada en operación de los proyectos del offshore venezolano

Centroamérica y Caribe

La buena interconexión eléctrica, los bajos niveles de consumo de cada país, la posibilidad de aprovechar economías de escala, la dependencia de hidrocarburos importados y la entrada en operación de proyectos de licuefacción en el Golfo de México, abren una interesante oportunidad para introducir el GNL en la matriz energética en los países centroamericanos y caribeños.

Integración Eléctrica

Brasil-Uruguay

Interconexión de redes y una convertidora de frecuencia se encuentran terminadas, se han realizado las pruebas y se están perfeccionando las condiciones de comercialización.

Proyecto SINEA

Implica redes de Trasmisión que conectan los mercados de Colombia, Ecuador, Perú, Chile y potencialmente Bolivia. Esto lleva a la construcción de redes de trasmisión de interconexión y el refuerzo de redes nacionales. La etapa más próxima es la interconexión Ecuador-Perú. La etapa Perú – Chile pensada originalmente como exportación de Perú (gas-to-wire) se ha visto modificada por el avance de la energía solar en el norte de Chile.

Proyectos Hidroeléctricos

Inambari (Perú-Brasil); Cachuela Esperanza (Bolivia-Brasil); Garabí (Argentina-Brasil); Corpus (Argentina-Paraguay)

Otros

SIEPAC II: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central; Arco Norte (Brasil-Guayana Francesa-Guyana-Surinam); Colombia-Panamá; Interconexiones entre Bolivia y sus países limítrofes

Como se dijo anteriormente, una adecuada integración energética, tiene beneficios potenciales para todas las partes. Las condiciones actuales de mercado, la necesidad de reforzar la seguridad energética y la infraestructura que se está desarrollando en la región, tanto de interconexión eléctrica como de transporte de gas natural, plantean una serie de complementariedades entre los países de la región que tienen potencial de ser aprovechadas para beneficio de los países de América Latina y el Caribe.

7. Posibles Escenarios de Integración Regional

No obstante, aún existen una serie de desafíos regionales a superar con el fin de lograr una mayor integración energética, que redunden en un uso más eficiente de los recursos y una mayor seguridad energética.

Principales desafíos identificados

- *Construir confianza entre las partes para poder desarrollar los acuerdos necesarios para la integración energética, aprovechando las lecciones aprendidas de experiencias que fueron infructuosas en el pasado;*
- *Desarrollar los aspectos de integración comercial que implica la integración energética;*
- *Trabajar multilateralmente en la armonización de normas que permitan el tránsito del gas natural, por ejemplo para el uso compartido de infraestructuras;*
- *Adoptar una visión de conjunto e integradora que permita pensar las inversiones energéticas de forma regional, insertas en un sistema e infraestructura energética que excede los límites políticos de cada país;*
- *Desarrollo de proyectos binacionales o multinacionales que permitan aprovechar las complementariedades existentes;*
- *Generar un bloque de empresas importadoras de GNL con el objeto de optimizar condiciones contractuales y aprovechar las sinergias y complementariedades.*



8. Consideraciones finales

En el presente documento se han presentado las principales tendencias esperadas para el Sector Gas Natural en la región de América Latina y el Caribe.

El crecimiento de la demanda energética, estimado en un 3% anual, la necesidad de descarbonizar la economía, reforzado por el Acuerdo de la COP21, el crecimiento de las energías renovables no convencionales, las posibilidades tecnológicas y de mercado que ofrece la nueva dinámica del gas natural a nivel global y la existencia de recursos naturales, serán los principales drivers para el desarrollo del gas natural en la región, que seguirá la tendencia mundial de crecimiento relativo de este energético en la matriz.

Por otra parte, la existencia de recursos en la región, tanto convencionales como no convencionales, así como la existencia de infraestructura ociosa y el desarrollo de nuevos proyectos, abren un mapa regional que posibilitará nuevos negocios de integración gasífera y eléctrica, que podrían ser aprovechados para optimizar el uso de los recursos naturales.

En cuanto a la oferta doméstica de gas natural, se espera que América Latina siga siendo importador neto en los próximos años, para lo cual se espera que aumente la capacidad de regasificación, en busca de una mayor seguridad energética.

El principal crecimiento de la demanda de gas natural se espera que sea para generación eléctrica y como respaldo firme y flexible a la incorporación de las energías renovables no convencionales. Por otra parte sectores como el transporte ofrecen un gran potencial principalmente en lo que refiere a transporte de carga carretero o marítimo, relegando el desarrollo para movilidad urbana (GNV) a ciertos países con abundancia de gas natural como Bolivia o Perú.

El desarrollo de nuevas tecnologías, principalmente aquellas de GNL a pequeña escala y las de licuefacción y regasificación flotante, están cambiando el paradigma del negocio de gas natural, brindando una mayor flexibilidad, lo cual redundará en una mayor competitividad de este energético frente al diésel y al fuel oil principalmente.



8. Consideraciones finales



El gas natural aumentará su participación en la matriz energética mundial y regional, lo cual trae aparejados una serie de desafíos que deberán ser abordados por los países y empresas de la región, para hacer un aprovechamiento más efectivo de las posibilidades que ofrece la nueva dinámica del gas natural. Entre dichos desafíos se destacan construir confianza, desarrollar la integración comercial, trabajar multilateralmente en la armonización de regulaciones y adoptar una visión de conjunto e integradora que permita pensar las inversiones energéticas de forma regional, insertas en un sistema social y ambiental y en una infraestructura energética que excede los límites de cada país.



ANEXO I: Terminales de Regasificación y Licuefacción

Terminal	Tipo	País	Inicio	Capacidad MTPA	Owners
Atlantic LNG	Licuefacción	Trinidad y Tobago	1999	15.5	BP, BG, Shell, NGC Trinidad
Perú LNG	Licuefacción	Perú	2010	4.45	Hunt Oil, Shell, SK, Marubeni
Pañuelas (EcoEléctrica)	Regasificación onshore	Puerto Rico	2000	1.2	GasFenosa, IP, Mitsui, GE Capital
AES Andrés	Regasificación onshore	República Dominicana	2003	1.7	AES
Altamira LNG	Regasificación onshore	México	2006	5.4	Vopak, Enagas
Costa Azul	Regasificación onshore	México	2008	7.5	Sempra
Bahía Blanca	Regasificación FSRU	Argentina	2008	3.8	YPF
Pecém	Regasificación FSRU	Brasil	2009	1.9	Petrobras
GNL Quintero	Regasificación onshore	Chile	2009	2.7	Enagas, ENAP, Endesa, Metrogas, OmanOil
GNL Mejillones	Regasificación FSRU	Chile	2010	1.5	GDF Suez, Codelco
Escobar	Regasificación FSRU	Argentina	2011	3.8	Enarsa
Guanabara	Regasificación FSRU	Brasil	2012	3.8	Petrobras
Manzanillo	Regasificación onshore	México	2012	3.8	Mitsui, Samsung, KOGAS
Bahía	Regasificación FSRU	Brasil	2013	3.8	Petrobras

Fuente: IGU

ANEXO II. Glosario de Siglas

ALC: América Latina y el Caribe

BCM: Miles de Millones de Metros Cúbicos

ERNC: Energías Renovables No Convencionales

FLNG: Floating Liquefied Natural Gas Units

FSRU: Floating, Storage and Regasification Unit

GIIGNL: Grupo Internacional de Importadores de Gas Natural Licuado

GIJA: Gasoducto de Integración Juana Azurduy

GLP: Gas Licuado de Petróleo

GNEA: Gasoducto del Noreste Argentino

GNL / LNG: Gas Natural Licuado

GNV: Gas Natural Vehicular

GSP: Gasoducto Sur Peruano

IGU: International Gas Union

Mm³/d: Millones de metros cúbicos por día

MTPA: Millones de toneladas por año

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

SINEA: Sistema de Interconexión Eléctrica Andina

TCF: Trillion Cubic Feet (billones de pies cúbicos)



INFORMES EJECUTIVOS

Tendencias del Sector Gas Natural en América Latina y el Caribe



ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR
PETRÓLEO, GAS Y BIOCOMBUSTIBLES
EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE.

ARPEL es una asociación sin fines de lucro que nuclea a empresas e instituciones del sector petróleo, gas y biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe. Fue fundada en 1965 como un vehículo de cooperación y asistencia recíproca entre empresas del sector, con el propósito principal de contribuir activamente a la integración y crecimiento competitivo de la industria y al desarrollo energético sostenible en la región.

Actualmente sus socios representan más del 90% de las actividades del upstream y downstream en la región e incluyen a empresas operadoras nacionales, internacionales e independientes, a proveedoras de tecnología, bienes y servicios para la cadena de valor, y a instituciones nacionales e internacionales del sector.



Sede Regional:

Javier de Viana 1018. CP 11200, Montevideo, Uruguay
Tel.: +(598) 2410 6993 | info@arpel.org.uy

www.arpel.org