




Informe Sobre El Mercado Energético Global



Al 22 de abril de 2011

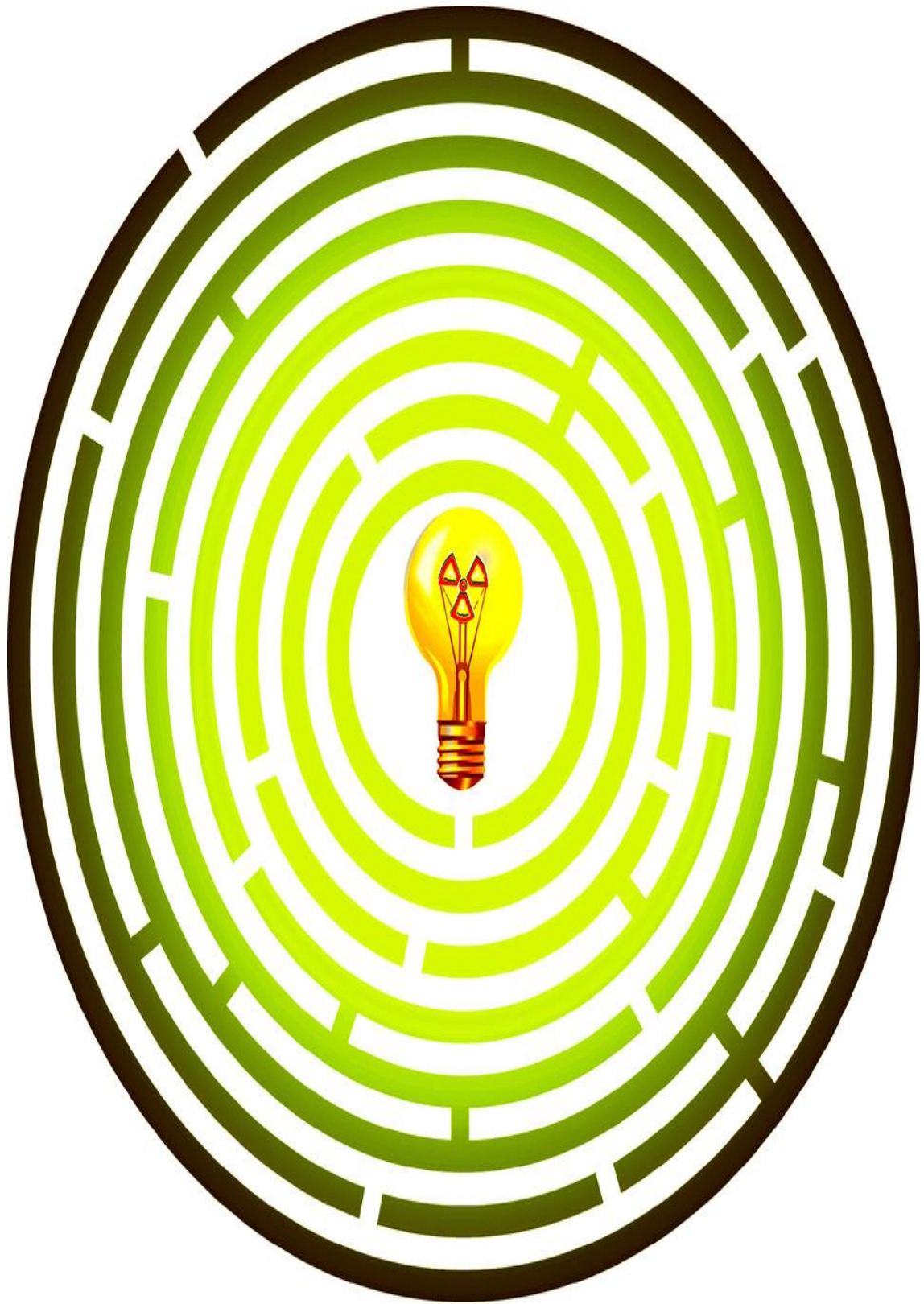


Por Hernán F. Pacheco



Índice:

Introducción	4
<u>Análisis I:</u> Transformaciones y tipología de los mercados de gas	6
✓ <i>Modelos de negocios de GNL en distintos países</i>	9
✓ <i>Record de almacenamiento en América del Norte y los riesgos del GNL</i>	10
✓ <i>Estrategias para la utilización del gas</i>	12
✓ <i>¿Gas Atacama comprará gas estadounidense?</i>	14
<u>Análisis II:</u> Los precios del GNL indexados a los del petróleo y las potencialidades australianas	15
✓ <i>Los beneficios derivados de las nuevas apuestas por el GNL australiano</i>	17
✓ <i>¿El lado oscuro del GNL australiano?</i>	20
<u>Análisis III:</u> Superávit de la producción de gas natural en Brasil modificar los escenarios	21
✓ <i>Reducción del precio del gas natural a las distribuidoras</i>	22
✓ <i>Antecedentes y pedidos para garantizar la competitividad de las industrias</i>	23
✓ <i>¿Internacionalización regionalizada?</i>	24



Introducción

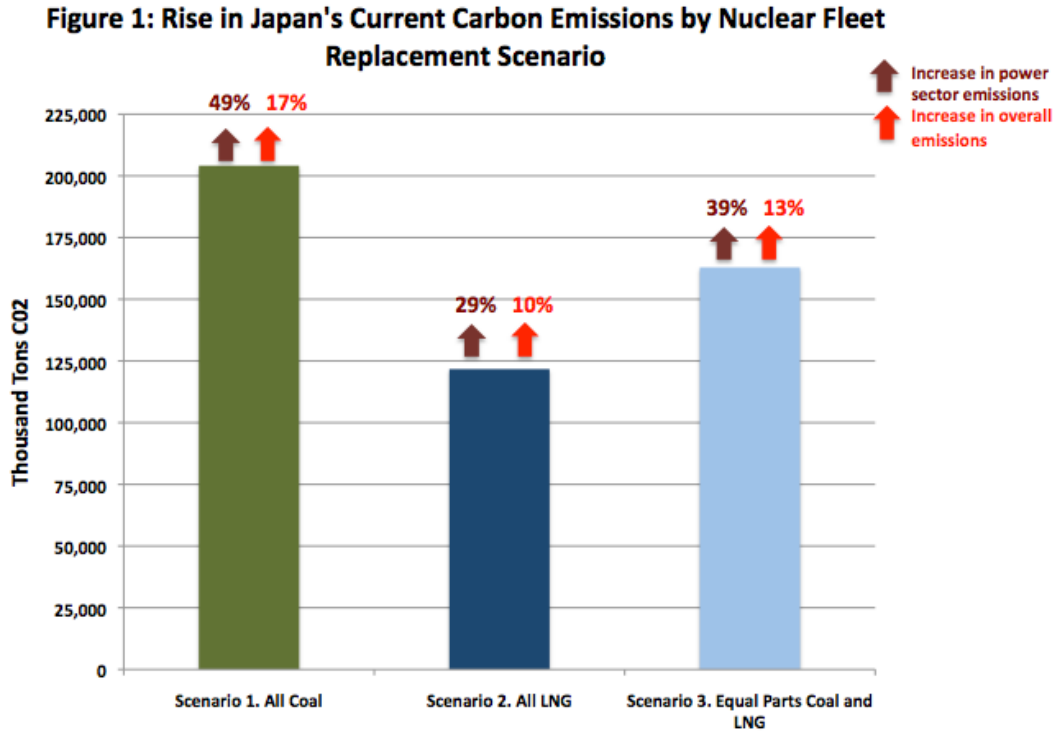
Uno de los pocos consensos existentes entre los especialistas de energía en este momento es el reconocimiento de que la crisis energética, en particular la crisis nuclear derivada de los sucesos en **Japón**, tenderá a beneficiar al mercado internacional de gas natural. Muchos especialistas se apresuraron a apuntar una rápida redención del mercado del gas natural después de casi tres años de precios deprimidos. De hecho, el precio del gas natural sufrió una caída abrupta a partir de la crisis de 2008, permaneciendo en un nivel muy bajo, aún después de la recuperación del precio del barril en 2009. Esta esperada recuperación de los precios en el mercado de gas es vista con gran alivio por los agentes del sector, aunque un análisis más cuidadoso del actual contexto del mercado revele que esta recuperación puede llevar más tiempo de lo deseado.

La creencia de que el desastre en Japón irá a afectar el mercado de gas se apoya en la elevada importancia de las importaciones del país en el mercado de GNL y por ser el gas la mejor alternativa en el corto y mediano plazo para restablecer el suministro de energía eléctrica en Japón. En 2010, por ejemplo, el porcentual de la participación japonesa en las importaciones mundiales de GNL fue del 35%. Ese número se hace aún más elevado si consideramos solamente las importaciones ocurridos en la región de la **Cuenca Pacífico** y **Medio Oriente**, un 50%. En lo que concierne a la infraestructura de generación eléctrica, se estima que cerca de 20 GW de capacidad de generación nuclear y a carbón han sido afectadas por los eventos del 11 de marzo, mientras que la infraestructura de generación de gas natural fue muy poco afectada. De hecho, sólo una pequeña Terminal de regasificación, de **Shin Minato**, fue cerrado en el transcurso de los temblores de marzo.¹

Otros dos factores contribuyen a explicar la importancia del gas en la atención de emergencia de la demanda de electricidad en Japón. La existencia de la capacidad ociosa de generación térmica a gas natural próximo de los centros de consumo y el costo reducido de la generación a gas cuando es comparada la generación con crudo sugiere que no hay, en el corto y mediano plazo alternativas mejores que el gas natural para compensar la pérdida de capacidad de generación eléctrica.

Las estimaciones iniciales calculan el aumento de la demanda de GNL japonesa en 40 millones de metros cúbicos por día (Mm³/día). En otros términos, si el gas natural es utilizado para compensar un 50% de la capacidad de generación perdida, sería necesario importación adicional de cerca de 40 millones de metros cúbicos por día. Para esto, sería necesario enviar algo así como 12 cargamentos adicionales de GNL por mes a Japón. Estos números pueden impresionar en una primera evaluación, pero, un análisis cuidadoso de la actual situación del mercado sugiere que los impactos de corto y mediano plazo en los precios pueden no ser muy significativos.

¹ Platts, “*Gas Association says spot LNG sufficient for Japan's needs*”, (18/4)



En principio es importante considerar que la demanda adicional de gas natural puede no ser tan grande como indicaban las primeras estimaciones. Eso porque se cree que, en el mediano plazo, habrá un restablecimiento de parte de la infraestructura de generación a carbón y nuclear que hoy están fuera de operación. De hecho, se estima que sólo 6.8 GW de generación nuclear y a carbón fueron permanentemente perdidos, lo que reduce significativamente la demanda adicional de gas natural para la generación eléctrico en el mediano plazo. Otro punto a tener en cuenta es que los efectos del terremoto en Japón sobre el parque industria y sobre la propia economía japonesa aún son inciertos, lo que coloca una gran duda sobre la evolución del consumo de energía eléctrica y aún más del gas natural en los sectores no generadores en los próximos años.

Sin embargo, aunque las estimaciones iniciales de la demanda sean confirmadas, el contexto actual del mercado de GNL permite que el consumo de emergencia japonés sea fácilmente suplido sin grandes presiones en los niveles de precios. Eso puede ser explicado por la elevada capacidad ociosa existente actualmente en las plantas de licuefacción y en el transporte de GNL.

La industria mundial del GNL invirtió de forma masiva en la expansión de la capacidad de licuefacción entre 2005 y 2007, cuando los precios del petróleo y del gas natural se dispararon en el mercado internacional. Sin embargo, muchos de estos proyectos sólo entraron en operación después de la crisis de 2008, cuando el mercado de gas se encontraba en una situación de demanda reducida, lo que contribuyó aún más a la reducción de los precios. Adicionalmente, la producción de gas natural estadounidense se recuperó a partir del gas shale, que presionó aún más para abajo los precios en el mercado internacional de GNL. El resultado fue el surgimiento de un exceso de capacidad de licuefacción y de transporte. En 2010, por ejemplo, la capacidad de licuefacción ociosa en la Cuenca del Pacífico y Medio Oriente alcanzó un 18% de la capacidad instalada, mientras en la Cuenca del Atlántico esa ociosidad alcanzó un 17%. En relación a la capacidad de transporte, el factor de utilización en 2010 estuvo en torno a un 60%.

No por casualidad, Rusia, Qatar e Indonesia fueron los primeros proveedores del GNL cuando ocurrió la crisis japonesa.² Es en estos países donde se sitúa buena parte de la capacidad ociosa de licuefacción actualmente existente. De forma general, se aceptó atender la demanda adicional de Japón al mismo precio de los contratos previamente establecidos e indexados al petróleo. En otras palabras, el precio acordado en los contratos ya firmados con Japón será extendido para las cargas de emergencia de GNL. Por lo tanto, es de esperarse que Japón sólo no sea capaz de revertir el actual contexto del mercado de gas en el corto y mediano plazo.

En el largo plazo, con los cambios estructurales en la matriz energética mundial, decurrentes de la crisis nuclear japonesa, pueden traer efectos persistentes en el mercado de gas natural. Cada vez es más probable que haya una moratoria en la expansión de la capacidad de generación nuclear, haciendo que Japón y muchos otros países pobres en recursos energéticos renovables se lancen al gas natural para expandir su capacidad de generación. En otros términos, en un contexto de reducción de las opciones tecnológicas de generación en funciones de cuestiones de seguridad (nuclear) y emisiones (carbón), el gas natural se presenta como la mejor opción. En este sentido, se cree que los principales efectos del terremoto del 11 de marzo sobre el mercado de gas natural deberán ocurrir en el largo plazo y dependerán mucho más del convite político en torno a la cuestión nuclear que de presiones coyunturales de demanda.

Análisis I: Transformaciones y tipología de los mercados de gas

Hay un vieja broma entre los perforadores de petróleo: "*We didn't hit oil, but at least we didn't hit gas*". Hace apenas 10 años, el gas era irritante, casi sin valor en la producción del petróleo. Ahora el trabajo de un petrolero depende de él. Hay dos principales razones que explican este increíble cambio. En primer lugar, las reservas de petróleo que quedan en todo el mundo pertenecen principalmente a compañías petroleras nacionales, como **Saudi Aramco** y la brasileña **Petrobras**.

Las principales productoras de petróleo como **Chevron** y **ExxonMobil** están persiguiendo al gas porque no puede tener en sus manos más petróleo. Más aún, ahora es mucho menos costoso de transportar, hasta el punto que este gas es ahora un sustituto real del petróleo. Pero lo que realmente aceleró el ritmo de cambio fue el advenimiento del gas natural licuado.

Los mercados están enfrentando cambio significativos y sí precedentes desde hace dos años. Esto es, en parte, gracias a las convulsiones que ocurren desde hace cerca de una década con los precios del petróleo. El año pasado, hemos visto un aumento significativo de la demanda petrolera, mientras que para este año la demanda petrolera prevé una desaceleración, con el *rolling-back* de las medidas de estímulo así como la recuperación de la economía global, es probable que aún sea uno de los años de mayor crecimiento, estimado en alrededor de 1.8 millones de petróleo por día.

² Reuters, "LNG long-term prices seen rising on Qatar-Japan deal", (18/4)

Aparte de los fundamentos, el precio del petróleo crudo está siendo afectado por la reciente agitación política en Medio Oriente y vemos que ahora el precio Brent está en el rango de 110 a 120 dólares por barril, con una prima de riesgo geopolítico entrando al mercado. Los altos precios del petróleo son una bendición para los productores de gas.

La industria del gas necesita desarrollar respuestas para saber cual será su parte en el futuro mix energético. Como los precios del petróleo crudo, el benchmark de los precios del gas natural en Occidente, notablemente el NBP en el Reino Unido y el Henry Hub en Estados Unidos, ha fluctuado considerablemente en los últimos años. Los precios cayeron más de 50% en 2009 a 4,75 dólares por millón de BTU y a 3.95 dólares por millón de BTU respectivamente. En Estados Unidos, el aumento de la producción de gas shale, que se duplicó entre 2008 y 2010, reforzó más el slide en los precios del gas natural.

En Europa hemos visto una disociación dramática de los precios indexados al petróleo y de los precios del gas indexados al TTF, como resultado de la recuperación de los precios del petróleo y el excedente de gas en el mercado. Este efecto es tan significativo que los "viejos" contratos de suministro indexados al petróleo se están renegociando con una indexación del gas con la idea de tener sostenibilidad en el mercado. Mirando en 2011, se espera que los precios en el Reino Unido se crezcan levemente y, sobre todo los proveedores de GNL, tendrán una prima significativa sobre los precios Henry Hub en cerca de 4 dólares por millón BTU. Aunque se espera una recuperación de la demanda de gas natural, es prematuro hablar de un cambio en esta tendencia, que sigue siendo mediocre.

El desarrollo de nuevos importadores de GNL en las Américas (este término podría incluir tanto países como Estados Unidos y Brasil), Australia y en Medio Oriente, que en efecto tendrá disponibilidad de suministro, es un tema de interés en el mercado de gas. Estas regiones, aunque bendecidas con grandes reservas de gas natural, en los últimos años se enfrentaron a un importante déficit de gas, en función de la evolución de las infraestructuras regionales que tienen incontables necesidades de generación de energía.

En Medio Oriente, Kuwait y Dubai, ya dependen de las importaciones de GNL para complementar el suministro de gas doméstico y de la región se espera más importaciones de GNL en los próximos años con la potencial introducción de Bahrein y los Emiratos Árabes. Kuwait está tratando de importar gas de Irak a través de un acuerdo con Royal Dutch Shell. El emirato quema grandes volúmenes de petróleo en sus centrales de energía, ya que dispone de un suministro insuficiente de gas. Tiene contratos con Shell para importación de GNL y de un proyecto complejo para explorar profundos yacimientos de gas cerca de su frontera con Irak, pero el proyecto tardará años en desarrollarse. Mientras tanto, Kuwait está tratando de aumentar las importaciones, algunas de las cuales puede provenir de los vastos recursos de gas de sus vecinos. El emirato tiene la esperanza de asegurar un acuerdo por el gas iraquí que la entrega de gas ocurra en los próximos 12 a 18 meses.

En Asia, la historia no es muy diferente a hace un año. El mercado de gas parece inclinarse a una situación de exceso, resultando en el corto plazo precios bajos de los niveles que vimos en 2009. En los contratos de GNL de largo plazo, los precios tienden a reflejar la fuente de suministro, como la convencional versus la no convencional, y las negociaciones de contratos se centran en factores ajenos a los precios. De cara al futuro, los flujos de comercio entre la Cuenca del Atlántico, Medio Oriente y Asia se harán más internacionales. Existe la posibilidad que Medio Oriente sea algo así como un propio "price marker" del GNL con implicaciones en el desarrollo de precios en Europa y Asia. Después de todo, estos son los dos mercados alternativos más natural para el suministro de gas de Medio Oriente!

Pero hay otro tema que es crucial para la industria energética y creo que necesita atención. En primer lugar, el papel de Asia y el desplazamiento, que he señalado hasta el

cansancio, de la gravedad económica del Atlántico al Pacífico centrará el pensamiento dominante para la próxima década. Estas relaciones futuras, ya sea en lo comercial o en lo político, definirán el uso de energía en nuestras industrias, más allá de los matices propios de cada región.

Los más grandes y hambrientos consumidores de energía apenas han iniciado su conversión al gas. En 2005, China no tenía terminales de regasificación. Hoy, hay seis en diversas formas de desarrollo. Cada uno será capaz de procesar millones de toneladas de GNL al año. En la actualidad, las importaciones chinas de GNL son inferiores a 6mtpa. Dentro de 15 años, su pronóstico de aumento es 10 veces mayor. India, Brasil, Sudáfrica, Vietnam y otros están en construcción de nuevas terminales de importación de GNL. En general, la demanda se espera que crezca 15mtpa para el futuro previsible.

Wood Mackenzie espera que alrededor de 150 millones de toneladas de nueva capacidad de GNL sea necesaria en los próximos diez años para satisfacer la creciente demanda de gas, lo que requerirá suministro de descubrimientos de gas convencionales, no convencionales, y aún gas por descubrir o evaluar. Y los iraníes, grandes productores de gas no se quedan atrás. **Iran Liquefied Natural Gas Co.**, empresa de Irán encargada del proyecto de GNL, está lista para comenzar a exportar a finales del próximo año después de obtener fondos nacionales para vencer las sanciones internacionales. La empresa, 49% propiedad del gobierno, tiene como objetivo el procesamiento de GNL y transporte desde una terminal que construirá entre las ciudades portuarias del sur de **Assaluyeh** y **Kangan** usando tecnología extranjera y dinero de bancos e inversores iraníes. Los bancos iraníes se han convertido en socios en la provisión de las inversiones necesarias para el proyecto. **Iran LNG** tiene un costo de 1.5 mil millones de dólares hasta ahora y tendrá una inversión total de casi 5 mil millones de dólares al finalizar.³

Irán tiene un 16% de las reservas de gas mundiales y es el cuarto productor mundial después de **Estados Unidos**, **Rusia** y **Canadá**, según datos de BP. Si bien están en construcción o planificación gasoductos para exportar gas a países vecinos de la región como Pakistán, India y Siria, el país quiere desarrollar también capacidad para producir GNL para facilitar su traslado a mercados distantes. Irán tenía como objetivo comenzar a exportar GNL hace cinco años, sino ante. **Indian Oil Corp**, una refinadora estatal de India, ya habló de comprar GNL en 2006. La china **Zhuhai Zhenrong Co.** acordó comprar el combustible con **National Iranian Oil Co.** a principios de 2008.

Las sanciones económicas impuestas por **Naciones Unidas**, la **Unión Europea** y **Estados Unidos** sobre el programa nuclear iraní desalentaron la inversión en el país del **Golfo Pérsico**. **Royal Dutch Shell** y **Repsol** se retiraron de un proyecto de explotación de gas en el campo iraní **South Pars** el año pasado. La empresa **China National Petroleum Corp.** reemplazó a **Total SA** en el mismo campo en 2009 después que la compañía francesa aplazó una inversión justificándola en las relaciones tensas de Irán con Occidente.

Iran LNG está situado en **Bushehr**, provincia meridional del sur iraní en la zona económica espacial Pars II. El gas procede de South Pars, que es adyacente al **North Field** en Qatar, que constituye el mayor yacimiento de gas en el mundo. Qatar es el mayor exportador de GNL, con una producción anual de 77 millones de toneladas métricas. Iran LNG espera producir 8 millones de toneladas de combustibles en su primer año de funcionamiento y prevé la producción potencial anual de 10,8 millones de toneladas.

³ Bloomberg, "Iran LNG Says It Will Overcome Sanctions to Start Exporting Fuel in 2012", (13/4)

Modelos de negocios de GNL en distintos países

EEUU: sistema mixto y sin participación estatal: En ese país funcionan terminales de gas natural licuado, GNL, abiertos (que pueden usar agentes externos) y cerrados (sólo por socios), los que son manejados sólo por los privados. EEUU tiene 11 terminales en operación y tres en construcción. Su principal uso es para generación eléctrica, que representa el 33% del total. Aquí convive un modelo integrado, donde el dueño del terminal compra y regasifica el gas -para luego venderlo-, y el *tolling*, donde el terminal sólo se usa para regasificación y el operador no asume riesgos comerciales ni compra GNL. Hay entidades estatales que fiscalizan.

Europa: control de tarifas y alta regulación A diferencia de EEUU, la Unión Europea tiene un modelo de gestión de los terminales de GNL donde el Estado tiene una importante participación, a través de la imposición de regulaciones por país y comunitarias, control sobre las tarifas -a través de autorización de las mismas-, entes reguladores nacionales y participación en la propiedad de las instalaciones. Además, cuenta con regulaciones que obligan a dar acceso a terceros a las instalaciones -aunque sujeto a exenciones-, y donde sólo se puede denegar éste por "*motivos justificados*". Asimismo, cada país es libre de determinar los mecanismos de asignación de las cuotas correspondientes de la capacidad, y con normas sobre la no discriminación, donde destacan las relacionadas a la aplicación de tarifas relativas a las mismas instalaciones. El mayor consumo se da en el sector residencial y comercial (37%), y el 63% del gas natural es importado. Hay 18 terminales en operación.

Reino Unido: negocio intermitente. El mercado de GNL del Reino Unido tiene un funcionamiento intermitente en el tiempo. Tiene los terminales más antiguos de Europa, el primero de ellos comenzó a operar en 1964, pero la importación de gas natural se suspendió en la década de los 90, ante el descubrimiento de reservas en el Mar del Norte, para luego volver a ser retomadas en 2005. Hay cuatro terminales en operación, y cinco proyectados. A diferencia del resto de los países de Europa, las instalaciones son propiedad de privados en su totalidad, y la autoridad no establece normas para garantizar el acceso de terceros a los mismos, aunque sí mecanismos de asignación de cuotas. El mayor consumidor de GNL es el sector eléctrico.

Francia y España: los mercados más antiguos para el GNL. Francia y España son dos de los mercados más antiguos para el GNL en Europa, y también los que concentran la mayor cantidad de terminales en operación y en proyectos de construcción. En Francia, la industria opera desde 1972, y hoy cuenta con tres terminales en operación y la misma cantidad de proyectos. La principal destinación del GNL es el consumo residencial, del cual cubre casi el 40% de la demanda. El Estado tiene participación en la propiedad de los terminales, regula el acceso a terceros y las tarifas que se pagan. Además, la ley prohíbe que los operadores discriminen entre los usuarios, estableciendo sanciones penales por dichas prácticas. En España, la industria funciona desde 1969, y tiene seis terminales de GNL en operación y otros tres proyectados. El Estado participa en la propiedad. El mayor consumidor de gas natural es el sector industrial (44,9%). Aquí, el modelo de gestión usado es el *tolling* -donde las instalaciones sólo regasifican, estableciendo un cobro por ello-, bajo una premisa: el primero que llega tiene prioridad. Tiene un régimen tarifario regulado por ley.

Modelos de gestión y contratos utilizados. En los nueve mercados analizados se diferencian dos modelos de gestión: el integrado y el de peaje, denominado tolling. En el integrado, es el operador el que importa el gas natural, lo regasifica y lo vende a los distintos actores fuera de las instalaciones. El dueño asume los riesgos del negocio en su totalidad y la operación se financia con contratos que obligan a los clientes a comprar el producto futuro del terminal. En el segundo caso, el propietario del terminal sólo provee el servicio de regasificación, no compra GNL ni asume el riesgo comercial de las variaciones de precio del mismo.

Brasil y Argentina: controlados por el Estado. En Brasil y Argentina, el mercado del GNL se caracteriza por la fuerte participación estatal en su operación. En ambos países, los terminales son cerrados. Brasil tiene dos terminales en operaciones -el primero data de 2009- y uno proyectado para los próximos años. Abastece principalmente a la industria y la mayor parte del gas natural viene de Nigeria. Argentina tiene un terminal en funciones - Bahía Blanca, que opera desde 2008- y otro en proceso de construcción, y el mayor demandante es el sector eléctrico. Ambos países, por ser el Estado el principal accionista de los terminales, no contemplan la obligación de acceso a terceros a las instalaciones, y Brasil no regula las tarifas. Ninguno tiene normas para garantizar la igualdad de trato y evitar la discriminación.

Acceso a terceros y cautelar competencia. La mayor parte de los países estudiados, tanto los que cuentan con terminales cerrados como abiertos, contemplan normas para evitar la discriminación en el acceso a terceros y las tarifas para empresas que no participan del negocio directamente y quieren comprar gas natural. Las legislaciones buscan cautelar la competencia, y establecen multas y sanciones penales para quienes no las cumplan. Según el informe, los casos más destacados en este sentido son los de EEUU, Reino Unido y la Unión Europea. "*Para que la competencia funcione correctamente se requiere un acceso a la red no discriminatorio, transparente y a precios razonables*", dice la normativa de la UE. Los reguladores cautelan la transparencia, que consideran relevante para que exista seguridad en el suministro.

Record de almacenamiento en América del Norte y los riesgos del GNL

Los inventarios de almacenamiento de gas natural en las regiones productoras de EE.UU. chocaron con otro máximo histórico a principios de abril. EIA define la región como Alabama, Arkansas, Kansas, Louisiana, Mississippi, Nuevo México, Oklahoma y Texas. La continuidad de la fuerte producción de gas natural en Estados Unidos a lo largo de este año superará la demanda y podrían desembocar en almacenamiento subterráneo de 4 Tcf a finales de año, cerca de su nivel máximo. La producción llegará a su pico de 64.5 Bcf/d en 2011, superando cualquier aumento en *drivers* de demanda como la ganancias

derivadas de la generación de energía con gas o las necesidades industriales. Tomará tiempo para que el mercado crezca y el precio es el último indicador⁴.

El record de almacenamiento de gas se debe principalmente por la producción shale. Con los traders y analistas señalando que los prolíficos shales **Barnett** y **Haynesville** produciendo ahora cerca de 5 Bcf/ cada uno, según las estimaciones de EIA, algunos están convencidos que el exceso de oferta resultante pone a prueba la capacidad de almacenamiento prematuramente. Ningún analista se atrevió a pronostica cuándo puede ocurrir, pero un *trader* del Golfo dijo que no se sorprendería si fuera en algún momento de septiembre.

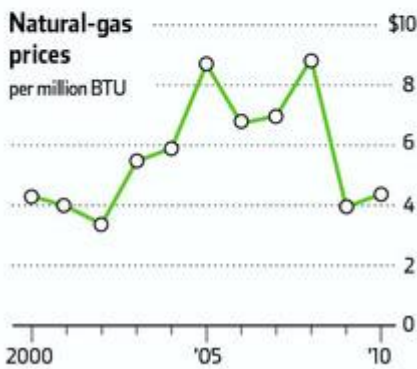
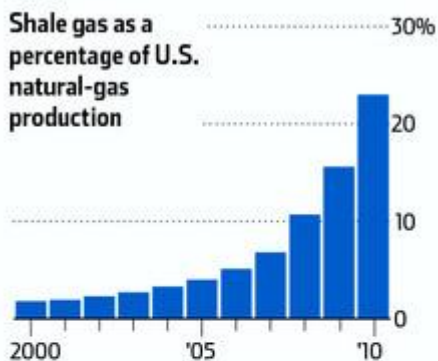
Varias expansiones e instalaciones nuevas de almacenamiento que entrarán en funcionamiento este año y el próximo, evitarán una sobrecarga de almacenamiento, dijo **Maria Sánchez**, analista de **Bentek Energy**. Los datos de **Platts** muestran que hay actualmente unos 2.65 Tcf de capacidad de almacenamiento en las regiones productoras. Cerca de 103.8 Bcf de la capacidad expandida estará en funcionamiento este año con 178.8 Bcf en 2012.

El tiempo va a ser el último determinante para ver qué rápido el almacenamiento de las regiones productores estará a pleno. Varios traders ya han tomado posiciones significativas en el mercado de futuros, apostando a que una mayor demanda de refrigeración puede hacerse un espacio importante en las reservas totales este verano⁵.

Por otra parte, en un análisis sobre las Américas, **FACTS Global Energy** (FGE) observó que la experiencia de Estados Unidos en relación a la importación de GNL en 2010 fue en contra que en el resto de la región. Estados Unidos fue el único país que vio una caída año a año de las importaciones de GNL en 2010, registrando una disminución de más del 12% respecto a la demanda en 2009. En las importaciones en general, la región trajo 20.7 millones de toneladas/año (tpy), 37,3% más que en 2009. Brasil y Chile fueron los principales receptores en 2010, representando alrededor del 20% de la demanda de GNL en las Américas. Argentina aumentó también su demanda en cerca de 80% y Canadá 12%, desde bases relativamente pequeñas en 2009.⁶

FGE sostiene que el éxito de los proyectos de exportación de GNL basado en gas shale estadounidense está ligado a dos factores. El primero es el *price spreads* entre Estados Unidos, Europa, América del Sur y Asia permaneciendo en los niveles que ocurren en la actualidad. Los actuales niveles de precios en Estados Unidos ofrecen las mejores oportunidades a los productores de ese país para depender exclusivamente de la demanda interna. El riesgo son los precios del futuro. Norteamérica podría tener capacidad de exportación de GNL de 1-2 mil millones de pies cúbicos por día (bcf/d) en 2017, según **Barclays Capital** en consonancia con FGE. Sin embargo, el banco advirtió que el éxito de los nueve proyectos de exportación de GNL que están siendo actualmente considerados por el gobierno y los reguladores se basará en las habilidades de los desarrolladores para

Supply and Demand



Sources: Energy Information Administration; IHS CERA; Lippman Consulting

⁴ Platts, "US gas storage may exceed 4 Tcf on strong drilling; SocGen executive", (13/4)

⁵ Platts, "US gas storage glut feared as producing region facilities keep filling up", (8/4)

⁶ Oil and Gas Journal, "FGE: 2010 US LNG imports, future buck regional trends", (20/4)

garantizar contratos *off-take* de largo plazo con importantes organizaciones con capacidad de pago y una fuerte trayectoria.

Según Barclays Capital, el alza en el mercado doméstico de líquidos para gas natural en América del Norte podría hacer subir el precio del gas destinado para exportación vía terminales de licuefacción en el futuro, afectando las márgenes de los exportadores⁷. **Peter Robertson**, asesor independiente *senior* de **Deloitte**, está de acuerdo en que, si bien las diferencias de precios actuales ha incentivado a los desarrolladores de América del Norte para proponer proyectos de proyectos e exportación, un aumento de precios en el futuro podrá bloquear su finalización.

El segundo factor es la llegada a buen término de la mayoría de los optimistas forecasts de suministro para el gas shale. Algunas regiones del país, por ejemplo, pueden ser más receptivas a las preocupaciones ambientales sobre la forma en la que el gas shale se explora y produce. **Nueva York**, de hecho, impuso una moratoria a la exploración del gas shale. La creciente oposición pública a la exploración de gas shale y el desarrollo junto con los costos adicionales de las regulaciones del futuro gobierno podría retardar el alcance y el tiempo de la futura producción shale estadounidense. Las preocupaciones se basan no sólo en los efectos temidos por la fractura hidráulica y sus ingredientes, sino también en la más amplia contribución posible de la actividad de gas shale a los gases de efecto invernadero. Un estudio completo de los efectos de la exploración y producción de gas shale que se hará público a finales de 2012.

Spot Prices (\$ per MMBtu)	Thu 7-Apr	Fri. 8-Apr	Mon. 11-Apr	Tue. 12-Apr	Wed. 13-Apr
Henry Hub	4.12	4.05	4.04	4.08	4.14
New York	4.55	4.35	4.39	4.58	4.55
Chicago	4.20	4.07	4.11	4.17	4.22
Cal. Comp. Avg.*	4.23	4.12	4.15	4.22	4.22
Futures (\$/MMBtu)					
May delivery	4.057	4.041	4.108	4.098	4.141
June delivery	4.126	4.107	4.176	4.168	4.206

*Avg. of NGI's reported avg. prices for: Malin, PG&E citygate, and Southern California Border
Source: NGI's Daily Gas Price Index (<http://intelligencepress.com>).

Estrategias para la utilización del gas

Encana Corp. tiene un plan para ayudar a lidiar con el exceso de gas. El gigante de gas natural está trabajando para canalizar su producción en las propias estaciones de gasolina y hacer nuevos *ventures* en el marketing del *downstream*. Encana se encuentra en la vanguardia de los esfuerzos de la industria del gas natural para desarrollar nuevos mercados y ayudar a Norteamérica ha hacer un buen uso de los prolíficos plays de gas shale, y dar viabilidad a un commodity que sufrió durante mucho tiempo de una sobreoferta crónica y una debilidad de precios.

⁷ Risk.net, "Experts question North American LNG exports", (21/4)

La visión de la empresa implica un cambio importante en el sistema de transporte de América del Norte: camiones, autobuses y flotas comerciales de vehículos que funcionan con gas natural licuado. Para alcanzar el objetivo, Encana con sede en Calgary está construyendo plantas de licuefacción de gas y estaciones de combustible para las flotas de camiones y autobuses. La compañía anunció un acuerdo para ofrecer estaciones de reabastecimientos de combustible móviles para una flota de 200 camiones propulsados por gas natural, comprados a **Heckmann Water Resources**, que suministra agua para Encana y otros productores en el play de gas shale de Haynesville.

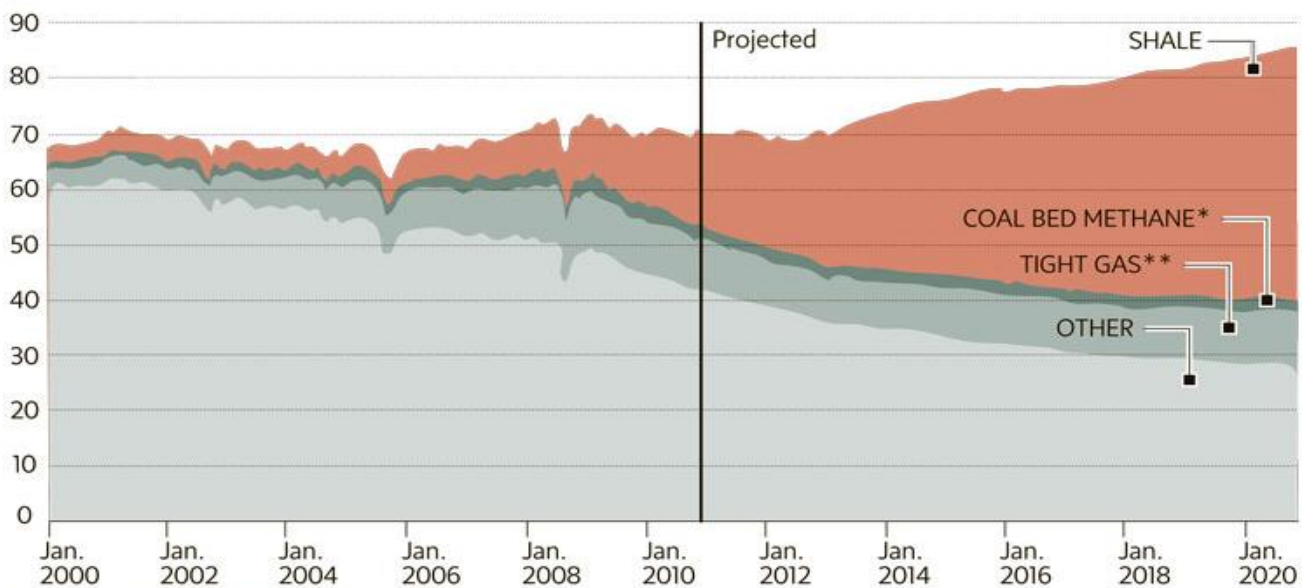
Se espera que este acuerdo se replique con acuerdos con firmas de transporte en América del Norte, incluso con la transformación de su propia flota de 1.300 vehículos pasados de diesel a GNL y opera seis estaciones de gas natural como combustible.

La empresa -la segunda mayor productora de gas de Norteamérica- también planea construir un planta de licuefacción cerca de Calgary para producir combustibles líquidos de transporte, y añadir otras cuatro en Estados Unidos en los próximos dos años.

① SUPPLY

With major growth in shale gas production expected in the U.S. and Canada, the natural gas industry needs to boost demand.

BILLION CUBIC FEET PER DAY PRODUCTION



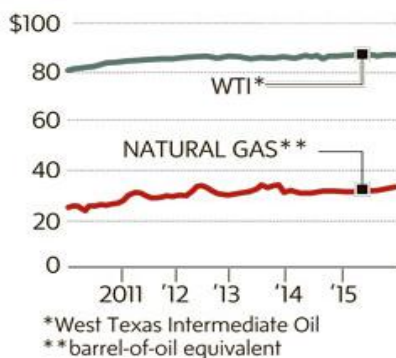
*Coalbed methane (CBM) is natural gas found in coal.

**Tight Gas is gas that is trapped in underground reservoirs with low permeability.

② PRICE

Oil prices will likely continue to be higher than gas prices.

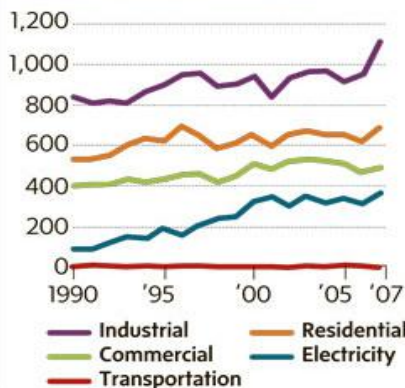
NYMEX FUTURES PRICES
In \$U.S.



③ CONSUMPTION

Currently Canada uses very little natural gas for transportation.

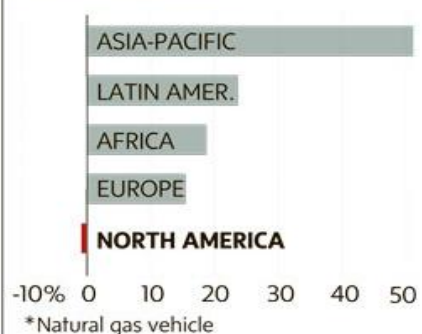
NATURAL GAS CONSUMPTION, Canada, by sector, in petajoules



④ TRANSPORTATION

Other regions around the world are using much more.

AVERAGE NGV* GROWTH, by region, since 2000



CARRIE COCKBURN/THE GLOBE AND MAIL ■ SOURCES: GOLDWYN GLOBAL STRATEGIES; ALBERTA GEOLOGICAL SURVEY; ENCANNA; NYMEX; NATURAL RESOURCES CANADA (2010); INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR NATURAL GAS VEHICLES (2010)

¿GasAtacama comprará gas estadounidense?

A raíz de los descubrimientos de gas en Estados Unidos, va a haber más GNL disponible en el mercado. **GasAtacama**, controlada por el fondo de inversiones **Southern Cross**, está en fase de negociación de un contrato de suministro con una terminal del **Golfo de México** para llevar GNL, desde Estados Unidos a Chile, el que podría llegar en cuatro años más (en 2015). Esa nueva fuente de gas natural explica por qué **Minera Escondida**, operada por **BHP Billiton**, optó por poner final anticipado a su contrato con **GNL Mejillones** –controlada por la francesa **GDF Suez** y con la participación minoritaria de **Codelco**–, debido a que considera que los precios cobrados son excesivos. Y sabe del tema y de las potencialidades del gas shale. BHP Billiton adquirió hace más de un mes un campo gasífero en **Fayetteville, Arkansas**, en 4.750 millones de dólares. “Esta compra incrementará las reservas netas y los recursos base en 45%”, dijo la empresa angloaustraliana. El depósito podría producir 400 millones de pies cúbicos de gas por día y tener 40 años de vida operativa.

Pero las empresas mineras y GasAtacama estiman que el precio del GNL del país del norte se va a mantener bajo, y por varias razones. El gas shale en Estados Unidos está en 30 o 40 estados, y su propiedad está muy atomizada, lo que garantiza que no haya cartelización. Además, en diversas áreas este energético contiene hidrocarburos más pesados, que se venden a precios del petróleo, y con eso se financia la extracción de gas.

Hace un lustro, y ante la pérdida acelerada de sus reservas, Estados Unidos se preparaba para adquirir gas desde el extranjero en forma de GNL. Hizo muchas inversiones en terminales de regasificación, y ahora está en el proceso contrario, reconvirtiendo estas instalaciones para vender el gas al mercado internacional. Este movimiento es seguido de cerca por las compañías que operan en Chile. El GNL podría llegar a un precio de 7 dólares por millón de BTU, cuando el hidrocarburo que llega a Chile en Mejillones y Quinteros supera los 10 dólares por millón de BTU. A esto se suma que

como su valor está indexado al crudo, sube con cada *shock* petrolero, como ocurrió con la crisis de Libia.

Análisis II: Los precios del GNL indexados a los del petróleo y las potencialidades australianas

Los boyantes precios del crudo **Brent** podrían resultar en una duplicación de los precios del GNL de 13-16 dólares/MMBtu en 2012 a 22-26 dólares/MMBtu en 2020, sostiene un reporte de **Barclays Capital**. La compañía prevé que los precios del crudo Brent pasaría de 105 dólares en 2012 a 184 dólares en 2020, y agregó que los contratos de largo plazo de GNL en Asia generalmente están vinculados con el precio del **Japan Crude Cocktail**, o **JCC**, precio que sigue con un desfase de un mes respecto de los valores del Brent. Los altos precios del GNL en Asia podría provocar un aumento de las exportaciones de la costa del Golfo estadounidense así como los precios del GNL asiático tendrían que estar por lo menos a 5.35 dólares/MMBtu mayor que los precios de referencia **Henry Hub** en las ordenes por el gas de la Costa del Golfo que se envía a Asia.

"Nuestra actual previsión del gas estadounidense para 2015 está en un promedio de 4.50 a 5.25 dólares/MMBtu, y no tiene en cuenta las potenciales exportaciones de GNL en ese período de tiempo", dijo BarCap, agregando que las exportaciones de GNL de América del Norte no serán factibles hasta el año 2012. A mediados de abril, según **Platts**, las cargas spot de GNL para Japón y Corea están valuadas en 12.10 dólares/MMBtu.

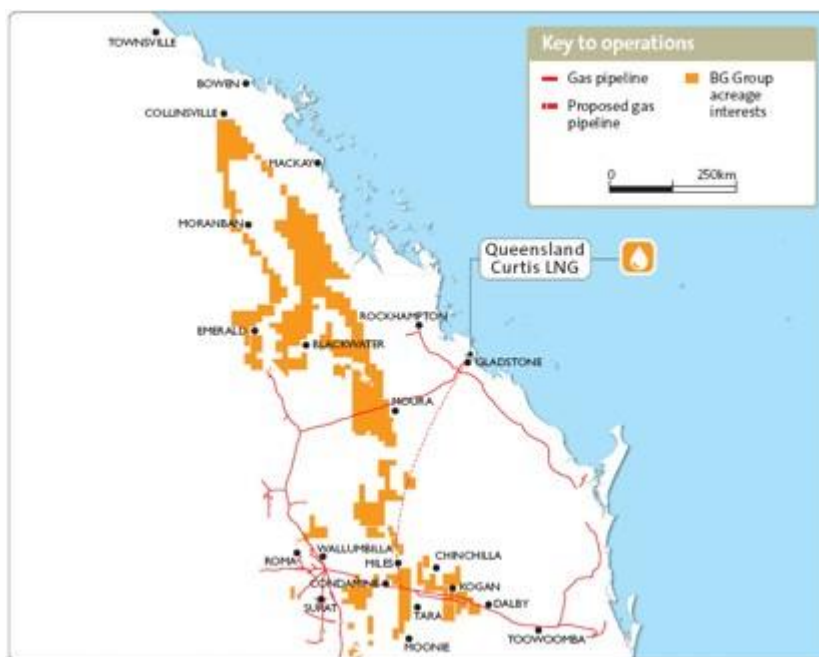
Aunque los precios del gas estadounidense son significativamente menores que los precios pagados en Asia y Europa, generalmente vinculados a los precios del petróleo, los costos de licuefacción y transporten reducen esta ventaja económica significativamente. Esto funciona a un costo de entrega de 9.25 dólares/MMBtu a Europa y 11.35 dólares/MMBtu para Asia, lo que se compara favorablemente con los actuales precios del mercado de GNL entregado a las regiones, como **Japón** que pagó 12 dólares/MMBtu en enero (antes del terremoto y posterior tsunami), mientras en el hub de gas **Europe UK National Balancing Point** se pagó un promedio de 10 dólares/MMBtu en marzo.

Los proyectos de GNL de la Costa Oeste estadounidense y canadiense se beneficiarán de un viaje mucho más corto para los mercados asiáticos *premium* y bajos costos de gas comparado con la Costa del Golfo estadounidense. El costo de transporte de **Oregon** y **British Columbia** a Asia podría ser cercano al 1 dólar/MMBtu, una ventaja notable respecto de los 3 dólares/MMBtu requeridos para transporte del GNL de la Costa del Golfo a Asia. Además, los proyectos de la Costa Oeste podrían recurrir a importar gas canadiense o de las **Rockies**, los cuales tiene generalmente un descuento en el precio en relación con el Golfo. Vale aclarar aquí, que la producción de gas prevista de Canadá tendría un valor de mercado más bajo debido a una pobre conexión en la infraestructura de gasoductos norteamericana.

Los próximos proyectos de licuefacción de GNL de **Australia** que se pondrán en marcha en 2014-2016 proporcionarían una competencia principal para América del Norte en propuestas para el GNL. Los proyectos de GNL en la Costa Este australiana encaran riesgos de *cost overruns* y retrasos por la creciente competencia por trabajadores calificados,

según **Wood Mackenzie**⁸. Un aumento de los costos del 10 al 30% reduciría el valor de los desarrollos del coal-seam-gas-to-LNG en hasta un 47%, dijo **Craig McMahon**, jefe de la firma de investigación para **Australasia**. Un retraso de un año en un proyecto de GNL, sin un *cost overrun*, recortaría un cuarto de su valor.

Dos escalas mundiales de proyectos de coal-seam gas-to-LNG fueron recientemente sancionadas y se están construyendo en la Costa Este australiano en la ciudad de Gladstone en Queensland. Otros dos proyectos importantes y varios más pequeños se están planeando para Gladstone y otros lugares de esa costa australiana. En octubre pasado, la filial británica de **BG Group**, **QGC** aprobó un proyecto de GNL de 8.5 millones de toneladas métricas por año, valuado en 15 mil millones de dólares, para construir en **Curtis Island** en Gladstone y tiene previsto iniciarse en 2014. En enero, un consorcio liderado por la australiana Santos dio el visto bueno para la planta de GNL en Curtis Island con una capacidad de 7.8 millones de toneladas métricas por año y un *forecast* de inicio en 2015. En otra parte de la isla Curtis, **Australia Pacific LNG**, un *joint venture* entre la estadounidense ConocoPhillips y la compañía local **Origin Energy**, está planeando construir dos trenes de 9 millones de toneladas métricas de GNL y **Arrow Energy**, ahora propiedad de Shell y **PetroChina**, planean un facility de GNL de 8 millones de toneladas métricas por año.



Wood Mackenzie estima que más de 70 mil millones de dólares han sido comprometidos ya para los proyectos existentes en Queensland. Con esta escala de inversión, el crecimiento de los objetivos de perforación y la capacidad requerida de GNL serán un reto por cumplir. "En cuanto a solo los proyectos de Queensland, con las ordenes de entrega planeadas, más de 4.000 pozos deber ser perforados para el año 2015", dijo McMahon. Esto se compara con unos 450 pozos de coal-seam gas en 2010. Además, con el fin de ofrecer capacidad de GNL para la fecha prevista, Queensland tendrá que ver un notable crecimiento de 33 millones de toneladas métricas/año entre 2014 y 2020.⁹

Teniendo en cuenta los planes masivos de expansión, Queensland se enfrenta a limitaciones de recursos humanos y otros factores inflacionarios. La competencia por los

⁸ Bloomberg, "Australian LNG Projects Face Cost Risks, Wood Mackenzie Says", (11/4)

⁹ Platts, "Australian CSG-to-LNG projects face cost pressures: Wood Mackenzie", (12/4)

recursos de mano de obra provendrá de proyectos de gas convencional, del sector minero y requerimientos de mano de obra para reconstruir el estado de Queensland después de las inundaciones a principios de 2011.

Los costos de "*breakeven*" (algo así como punto de equilibrio) de varios proyectos australianos están en el rango de los 7-11 dólares/MMBtu sugiriendo que el GNL de la Costa del Golfo estadounidense puede sólo ser competitivo en la altura final de la curva de suministro de GNL global. Las economías del GNL del Golfo estadounidense se ven mucho menos atractivas que las del GNL de Medio Oriente y la Cuenca del Atlántico, que dominan el mercado europeo. Es particularmente difícil competir con la producción qatarí por muchas razones.

Los beneficios derivados de las nuevas apuestas por el GNL australiano

Hace sólo unos años, el boom del GNL australiano era en gran medida un fenómeno del occidente australiano, centrado en grandes depósitos bajo las aguas de la plataforma del **North West**. Pero luego una nueva fuente de GNL fue encontrada. Bueno, no tanto como se reconoce. El gas de las vetas de carbón (coal seams) de las cuencas **Surat** y **Bowen** de **Queensland**, se contemplaban como un subproducto peligroso de la minería de carbón hace sólo 20 años, es la nueva fuente de suministro que inició la industria de exportación de GNL en Queensland¹⁰.

Cuatro proyectos planeados en Queensland por casi 80 mil millones de dólares de inversión, más de un tercio de los 220 mil millones de dólares de los proyectos de GNL en fase desarrollo en Australia. Y si todos los caminos conducen a Roma, en Queensland todos los gasoductos van a Gladstone. La ciudad portuaria es el lugar de siete plantas de GNL propuestas. Tres de estas propuestas, por un valor total de 66 mil millones de dólares, ya han superado los procesos de aprobación.

Chevron Corp. anunció que ha completado más de una quinta parte de la construcción del proyecto de **GNL Gorgon** en el noroeste de **Australia**, de 37 mil millones de dólares, y tiene como objetivo la aprobación de una ampliación a finales de 2013¹¹. Chevron, la segunda compañía más importante de Estados Unidos, planea presentar documentos que detallan el impacto ambiental previsto de una cuarta unidad de procesamiento de GNL, o tren, a finales de este año. La empresa y sus socios, incluyendo **Exxon Mobil** y **Royal Dutch Shell**, tienen planes para producir 15 millones de metros cúbicos de GNL por años a partir de tres unidades desde 2014. El productor de petróleo llamó a Gordon al proyecto propuesto **Wheatstone LNG** (del que participa la productora petrolera **Apache**) en Australia como los "*centros*" en sus planes de crecimiento. Chevron espera tomar una decisión final de inversión en Wheatstone a finales de 2011. Tener grandes socios con profundos bolsillos con relaciones establecidas con los principales compradores de Asia serán cruciales para Apache.

Royal Dutch está también comprando una participación del 8% en los campos Wheatstone y lago (también en Australia), establecerá el suministro de gas de los dos primeros tres de Wheatstone LNG. La planta, que se construirá en la costa de **Western Australian (WA)**, comenzará en 2016 con dos trenes produciendo un total combinado de

¹⁰ The Australian, "All pipelines lead to Gladstone for the next energy boom", (8/4)

¹¹ Bloomberg, "Chevron Plans to Commit to Expansion at Gorgon LNG Venture in Late 2013", (11/4)

8.9 millones de toneladas métricas por año (MMt/y)¹². Los mercados de destino están en Asia, con las japonesas **Tokyo Electric** y **Kyushu Electric**, que ya firmaron por un total combinado de 4.9 MMt/y y la coreana **Kogas** por otros 1.5 MMt/y. Apenas el mes pasado, el primer ministro de WA dijo que Kogas podría tomar hasta una participación del 15% en el proyecto.

Wheatstone marcó la primera incursión real de Apache en el GNL. En 2009, Apache y **Kuwait Foreign Petroleum Exploration Co. (KUFPEC)** acordó el suministro de Chevron con un estimado de 190 millones de pies cúbicos por día (MMcf/d) de gas de los campos cercanos **Julima** y **Brunello** en intercambio de participaciones. El acuerdo incluye la opción de participar en futuras expansiones de Wheatstone. Apache ya está en la búsqueda de gas para la siguiente fase. En noviembre pasado, Apache adquirió un 40% en el bloque **WA-388-P** en el norte del campo Wheatstone, donde el operador **Oilex** estima entre 0.3 a 2.8 trillones de pies cúbicos (Tcf) de gas recuperable. En febrero de 2011 estaba planeado perforar un pozo en el prospecto **La Rocca**, pero los ciclones retrasaron la fecha.

El GNL australiano va a ser un juego caro (Apache estima un costo neto para Wheatstone será de más de 4 millones de dólares), y los vendedores van a mantener los precios indexados al petróleo para poder competir con el suministro más barato de Medio Oriente. El impuesto al carbono propuesto por Australia podría afectar los costos haciéndolos más altos. Compartir el proyecto con un peso pesado de GNL como Royal Dutch Shell podría hacer la negociación de nuevos contratos un poco más suave.

Y Apache aumentó sus posición gasífera en WA ya que a principios de mes con el descubrimiento del pozo **Zola-1** (30,25% de Apache), con 410 pies de pago neto y "*características excelentes del reservorio*". Zola se encuentra en la pauta del campo Gorgon, el *core* de otro esquema de GNL australiano de Chevron.

¹² Barron's, "*Apache's Royal Dutch Deal*", (11/4)



Sinopec firmó un contrato de suministro de gas con Australia por un importe estimado de 85.000 millones de dólares, por un periodo de 20 años. Según un artículo del diario económico francés **Les Echos**, el acuerdo completa un memorando firmado en febrero con **ConocoPhillips** y **Origin Energy Australia**, las dos compañías presentes en la "joint venture" **Australia Pacific**. El contrato también establece que la china Sinopec se hará con el 15% de Australia Pacific, por un importe de 1.500 millones de dólares.

Inicialmente este contrato de suministro tendrá una capacidad de 4,5 millones de toneladas al año y se prevé que termine siendo de 18 millones de toneladas por año. La operación debería comenzar a finales de 2015¹³.

Por su parte, el diario **The Australian** incide en que China es el mayor consumidor de energía del mundo y, con operaciones como esta, trata de diversificar su mix energético y alejarse de su dependencia del carbón y el petróleo, además de controlar un poco sus emisiones contaminantes. El ministro australiano encargado de recursos energéticos, **Martin Ferguson**, destacó que este es "el mayor contrato de ventas de GNL en la historia de Australia".

A su juicio, esta operación consolida el liderazgo de este país en el mercado de combustibles limpios. "Ofertas como ésta ponen Australia en vías de convertirse en uno de los mayores proveedores mundiales de GNL en los próximos años", dijo Ferguson. De hecho, auguró que "Australia en breve será el segundo mayor exportador de GNL en el mundo". "El aumento de nuestro suministro de GNL a China también ayudará a reducir las emisiones y ayudará a garantizar que la creciente demanda energética se cubra con los combustibles más limpios", añadió Ferguson.

¹³ Reuters, "China's Sinopec, Australia in huge gas deal", (21/4)

Según esta publicación australiana, se calcula que la demanda china de gas aumentará un 5,9% cada año hasta 2035, en comparación con el crecimiento de la OCDE, del 0,5% de media. Así, se estima que el "gigante asiático" pasará de tener un peso del 2,7% en el consumo mundial de gas, en 2008, a acaparar un 8,7% en 2035.

¿El lado oscuro del GNL australiano?



El gobierno de Australia planea introducir un precio fijo en la contaminación de carbono desde mediados de 2012 en adelante por un régimen completo de emisiones de tres a cinco años, como parte de sus esfuerzos para luchar contra el cambio climático. La floreciente industria de exportación australiana del GNL dijo que debería estar exenta del impuesto para asegurar que los proyectos del insumo sean competitivos a nivel internacional.¹⁴ "Australia debe asegurarse todas las medidas necesarias para reducir las emisiones de carbono en casa, no desalentar nuestra exportación cada vez mayor de gas natural a las economías asiáticas que consumen mucha energía", afirmaba recientemente en una nota de opinión

David Knox, CEO de la petrolera **Santos** en el diario **The Australian**.¹⁵ "En un momento en que la demanda de GNL parece decidida a aumentar después de los eventos catastróficos en Japón, un impuesto sobre el carbono pondría nuestros proyectos en una situación de desventaja competitiva", dijo Knox

Aunque aún no se ha fijado el precio, ni sus detalles. Los analistas aún no han sido capaces de determinar el costo exacto del impuesto sobre los proyectos de GNL. Algunos de los productores del GNL australianos se encuentran entre los mayores contaminadores de carbono del país y un precio al carbono afectará su tasa de retorno.

Un informe de **Garry Sherriff**, analista de **JP Morgan** señaló que habría un "modesto" impacto en las ganancias por *share* de compañías de petróleo y gas australiana **Woodside Petroleum** y Santos de 2013 hasta 2015. En un escenario *best case* de un precio de carbono de 20 dólares por tonelada con 70% de emisiones exentas del impuesto, las ganancias por *share* de Woodside podrían caer a menos de 2% anual a partir de 2013 a 2015, dijo Sherriff. La mayor parte de los costos de un proyecto de GNL son gastos de capital y los costos de operación son comparativamente bajos, así que mientras el precio del carbono podría ser una parte importante de los costos de operación, sería una pequeña porción del proyecto total.

¹⁴ Reuters, "Q+A-How a carbon tax may impact Australia's LNG industry", (24/3)

¹⁵ The Australian, "Carbon pricing should not compromise our gas exports", (8/4)

A un costo de 20 dólares por tonelada, el impuesto sobre el carbono podría agregar un costo de cientos de millones de dólares a través del tiempo en toda la industria, según las estimaciones de un analista. La mayoría de los analistas creen que un impuesto sobre el carbono sería un "dealbreaker" (motivo de ruptura) para los proyectos de GNL australianos, dando un impacto moderado en la tasa de retorno. Pero algunos analistas dicen que la incertidumbre creada por una propuesta de impuesto, podría disuadir a algunos inversores. "La magnitud de este costo no puede determinarse todavía. Esta incertidumbre sólo puede ser la pérdida de los proyectos de GNL australianos más marginales, ya que aún no puede tenerse en cuenta en la economía del proyecto", dijo **Nelly Mikaiel**, consultor de gas y GNL para **FACTS Global Energy** en **Honolulu**. Los proyectos con márgenes delgadas también pueden ser retrasados o cancelados según el precio del carbono.

Hay que destacar que cada proyecto de GNL tendrá un nivel diferente de emisiones de carbono basada en el gas usado para el proyecto, así como la cantidad de energía utilizada para extraer, enfriar y transportar el gas. Algunos proyectos en la Cuenca Browse del occidente australiano tienen hasta un 10% de dióxido de carbono por volumen que se extrae en el mismo momento que el gas. Los proyectos de *coal seam gas* en el estado oriental de Queensland pueden producir más emisiones de gases de efecto invernadero debido a la cantidad de energía necesaria para extraer el gas. Los proyectos de *coal seam gas* requieren más perforación y bombeo de agua que otros proyectos.

Algunos proyectos están limitados o compensan sus emisiones de carbono. Chevron planea secuestrar una parte del carbono que se emite en su proyecto **Gorgon**, mientras **Pluto LNG** de Woodside compensará sus emisiones de carbono durante 50 años con la plantación de árboles a un costo de 100 millones de dólares australianos. **Australian Petroleum Production & Exploration Association (APPEA)** dijo que la industria de GNL no debería pagar un impuesto al carbono porque un impuesto podría generar un cambio a combustibles fósiles más sucios como el carbón o el fuel oil.

Análisis III: Superávit de la producción de gas natural en Brasil modificar los escenarios

Brasil vive un vuelco al mercado de gas natural. Los descubrimientos del pre-sal, la expansión de la malla de gasoductos y la posibilidad de importar el insumo comprimido en navíos forman un escenario opuesto al experimentado hace cuatro años, cuando Petrobras necesitó inhibir el consumo. En la ocasión, temerosos de la escasez de gas, algunos empresarios y conductores llegaron a intercambiar el combustible usado en usinas y automóviles. En el sector eléctrico, la estatal dejó de honrar contratos de entrega del producto con las térmicas. Desde el año pasado, el consumo de gas natural volvió a crecer. De enero a abril del 2011, la demanda media aumentó un 16% sobre el mismo periodo de

2010- que ya era una base elevada de comparación, en un momento de recuperación económica.

Distante de escenarios como el de hace cuatro años, cuando llegó a crear estrategias para inhibir el consumo de gas natural, los próximos meses Petrobras deberá crear nuevos mercados para la oferta excedente de 20 millones de metros cúbicos (m³) diarios, que comienzan a ser producidos este año. Entre las medidas en estudio para equilibrar la oferta y la demanda, está la reducción del volumen importado de **Bolivia**.

En una entrevista con la Agencia Estado, la directora de Gas y Energía de Petrobras, **Gracia Foster**, reveló que la oferta de gas nacional en 2011 deberá saltar hasta 49 millones de m³ por día, ante los 29 millones de m³ diarios de promedio el año pasado. El aumento transcurre principalmente de la entrada en producción del **Sistema de Mexilhão**, descubierto en 2003 en la **Cuenca de Santos**, que engloba el campo del mismo nombre, además del vecino **Uruguá-Tambaú**, y sirve principalmente de flujo para el proyecto piloto del campo de **Lula** (ex **Tupi**), con capacidad para producir 100 mil barriles por día de crudo asociado a 6 millones de m³ de gas natural.

“Vamos a reducir la importación de Bolivia e interrumpir el cargo de cargas de GNL importado”, dijo la directora, destacando que la prioridad es dar destino al gas de las reservas localizadas en la capa del pre-sal, asociado al crudo. Además de Lula, hasta 2015 otros 12 sistemas, de capacidad equivalente, debe entrar en producción en la región.

Al contrario de Mexilhão y Uruguá-Tambaú, donde el gas es no asociado al crudo y puede ser extraído cuando fuera conveniente, en campos como el de Lula, el crudo no puede ser separado del gas asociado. Dentro de las posibilidades técnicas, Petrobras viene reinyectando parte del gas y quemando otra parte, siguiendo los límites de la ley ambiental. Sin embargo, entre finales de abril e inicio de mayo, cuando entra en operación el Sistema de Mexilhão, habrá aumento en la oferta de gas nacional en Brasil de cerca de 15 millones de m³ por día, el equivalente a la mitad del volumen importado de Bolivia.

Hay aún otras plataformas en la Cuenca de Campos, como la P-57, que debe sumar nuevos volúmenes al gas producido en el país. El impacto inmediato deberá ser el aumento de la participación del gas nacional en el mercado interno. El año pasado, el gas nacional participó con un 46,4% de la oferta, que alcanzó 61,5 millones de m³ diario. Del gas importado, el promedio diario de Bolivia fue de 26,4 millones. Las cargas de GNL fueron constantes en las terminales de **Pecém** y de la Bahía de **Guanabara**, manteniendo sólo las cargas para Pecém.

Reducción del precio del gas natural a las distribuidoras

Petrobras comunicó a las distribuidoras de gas natural que el producto será más barato a partir del 1 de mayo. La reducción de valores beneficiará principalmente a la industria y también deberá contemplar a los consumidores de gas natural canalizado en las residencias. El gas natural vehicular (GNV), usado principalmente por taxistas en ese país, también podrá ser tenido en cuenta, pero no está en el enfoque de la empresa. En el mercado automotor ya existen opciones de la gasolina y del etanol. Por lo tanto, la estatal no tiene prioridad para ampliar el consumo en este segmento.

Los precios van a bajar en una media de 9,7%, considerando el abastecimiento de casi todo el país, por distribuidoras que compran el insumo brasileño, producidos por los campos locales. En la región Sur y en el área de **Gas Brasileiro**, responsable del

abastecimiento de la región noroeste del estado de **San Pablo**, los precios no van a bajar, porque las distribuidoras compran el producto importado de **Bolivia** –con contratos diferentes, más vulnerables a las cotizaciones internacionales.

Por detrás de la reducción de los precios del gas natural doméstico está la estrategia de Petrobras para estimular el consumo del producto en el país. La estatal planea aumentar el consumo, ya que la oferta del producto tenderá a crecer considerablemente en los próximos meses y años, conforme al inicio de la producción de las áreas del pre-sal de la Cuenca de Santos. Con la caída en los precios, la estatal pretende garantizar y aumentar el consumo de la industria. Otro enfoque de Petrobras es elevar el consumo de gas en el mercado de energía, tanto como el suministro de gas para las térmicas como generadoras de electricidad con sus propias usinas. La empresa aprovisiona 47 térmicas con capacidad de generación de 8.3 mil MW –más que la capacidad de la hidroeléctrica **Tucuruí**.

Petrobras medita volver a invertir en el sector eléctrico, después de algunos años sin participar de la construcción de usinas térmicas. La estatal ha participado de las licitaciones anuales de energía nueva, promovido por la **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**, pero no sólo como proveedora de gas para quien se compromete a construir usinas. Petrobras revela que recibió por la licitación 66 pedidos por contratos de abastecimiento de gas natural, en un total de 108 millones de metros cúbicos por día para la generación de 21 mil MW. De esos, 35 pedidos para térmicas que van a consumir 52 millones de metros cúbicos y generar 10 mil MW consiguieron presentar documentación exigida por Petrobras. Y aún habrá otro filtro, que limitará el número de candidatos a la licitación. El total de energía contratado en la licitación, por su parte, no deberá pasar de los 2 mil MW, lo que muestra que habrá una fuerte disputa en el mercado de energía. En la última licitación de este tipo, 49 usinas fueron dadas de alta, con un total de 15 mil MW

Antecedentes y pedidos para garantizar la competitividad de las industrias

“El precio del gas natural vendido por las distribuidoras en Brasil necesita bajar un 26% para garantizar la competitividad de las industrias nacionales altamente dependientes del insumo”. La estimación es apuntada por el *“Estudio de Competitividad de las Industrias- Proyección del Precio del Gas Natural 2010-2020”*, de la consultora **Andrade & Canellas**. La perspectiva presentada toma como referencia la pequeña variación de precio del gas importado de Bolivia y la caída significativa del gas natural en Brasil, a partir de medidas propuestas al gobierno para la aplicación en los próximos años. Si esas medidas fueran adoptadas, el precio del gas de producción local podría caer de 12,29 dólares por millón de BTU, a 8,88 por MMBTU, en 2013, lo que afectaría directamente el costo del insumo para la industria. El estudio forma parte de la propuesta desarrollada por la **Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace)**, insertada **Projeto Energia Competitiva (PEC)**.

El informe demuestra que el precio actual del gas natural está por encima del practicado en el mercado internacional. El valor cobrado en Brasil es el segundo mayor en todo el continente americano, después de Chile. En el escenario internacional, el país ocupa la octava posición, al frente incluso de países que ni siquiera producen el combustible. El consultor de Andrade & Canellas, **Ricardo Lima** evalúa que Brasil debe adoptar precios similares a los practicados en los grandes centros de distribución, como el estadounidense **Henry Hub**. El estudio establece, como propuesta, la reducción de tributos y precios negociados entre Petrobras y las distribuidoras. Tales medidas, van además de los esfuerzos

del gobierno para hacer valer la recién aprobada reglamentación de la Ley de Gas (11.909/09).

Según el estudio, las alícuotas de **PIS/Confis** deberían caer de la media cobrada del 7% a un porcentual practicado en 2006, que era en torno a un 3,65%. En relación a los contratos de Petrobras, el gobierno debería forzar una reducción de la parte fija de 2 dólares por MMBTU para el valor de 2008 de la llamada tarifa de transporte (0.70 centavos de dólar por MMBTU).

Petrobras es vista como el principal actor de la cadena de gas natural de Brasil. La compañía detenta un 96% de la producción brasileña y un 100% del transporte de gas. Ya en el segmento de distribución, la estatal posee una participación en 21 de las 24 distribuidoras. El escenario proyectado por la investigación demuestra que el precio del gas boliviano prácticamente no será alterado en los próximos años, pues ya está fijado por acuerdo internacional entre los dos países. Actualmente, cerca de un 40% del total de 60 millones de m³ consumidos en Brasil proceden de Bolivia. Lima considera que los contratos de Petrobras con las distribuidoras deberán ser adecuados en 2012, cuando llegarán al fin de la vigencia. *“Esta no será sólo la oportunidad de ampliar el consumo de gas brasileño, sino el momento de colocar a la industria brasileña en un nivel de competitividad internacional”*, afirmó. Por más que la propuesta establezca la reducción de los tributos, el consultor considera que habrá un aumento de la recaudación, ya que el volumen de gas comercializado irá a aumentar significativamente.

“El gas es el combustible de la competitividad de la industria brasileña”, enfatizó el presidente ejecutivo de Abrace, Paulo Pedrosa. Considera que actualmente hay una preocupación mayor en favorecer la producción y la venta de gas natural que con el impacto de los precios sobre los consumidores. Pedrosa explica que los sectores de la industria con proceso productivo involucrando la producción del calor y el consumo elevado de energía –como las áreas conectadas a la producción de plástico, fertilizantes, sustancias químicas, aluminio, acero y vidrio- tienen gas natural como insumo estratégico. Sin embargo, destaca que la búsqueda por el costo competitivo de energía produce ganancias inmediatas para la sociedad, con la caída del precio de los productos, más empleo e ingresos y elevación significativa del PBI.

¿Internacionalización regionalizada?

El presidente de la consultora **Gas Energy, Marco Tavares**, cree que el futuro del mercado brasileño de gas natural pasará por una *“internacionalización regionalizada”*, con suministro del insumo para países vecinos que demanden.¹⁶ El objetivo es monetizar sus reservas de gas a través del mercado sudamericano. Tavares entrevisté que una oferta del producto en Brasil entre 170 millones y 180 millones de metros cúbicos diarios en 2020, contando con el gas de Bolivia y con la producción de nuevas empresas, además de Petrobras. Según él, si nada cambia en la trayectoria de crecimiento de la demanda en los próximos 10 años, Brasil tendrá una capacidad de exportación de 40 millones de metros cúbicos diarios. El consultor, sin embargo, cree que lo más probable es un crecimiento de la demanda de alrededor de 8% al año, lo que significaría el fin de ese resto para

¹⁶ Valor Online, “Para consultor, Brasil deve vender gás para países vizinhos no futuro”, (14/4)

exportación. Por eso, Tavares no imagina que Brasil se haga un gran exportador de GNL en los próximos años, negociando sólo puntualmente eventuales sobras.

Lo más probable sería un comercio con países vecinos como **Argentina** y **Perú**. *“La dinámica del mercado va a ser otra. Los auto-productores y los consumidores libres podrán traer diferentes señales al actual mercado. Aún no estamos maduros para discutir grandes exportaciones”*, dijo Tavares. Para **Marcelo Esteves**, representante de **Shell** en el área de GNL, es fundamental para el mercado brasileño el crecimiento de una base no termoeléctrica para el desarrollo del gas natural en el país. *“Nadie va a colocar 8 mil millones a 10 mil millones de dólares en una cadena para esperar que no llueva”*, dijo.

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com