

OFICINA DE ESTUDIOS ECONÓMICOS

DOCUMENTO DE TRABAJO N° 30

Análisis de la Evolución e Integración de los Mercados Internacionales de Gas Natural

Arturo Vásquez Cordano

Raúl García Carpio

Erix Ruiz Mondaca

Lima, Diciembre del 2013



Osinergmin

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú
Oficina de Estudios Económicos

Análisis de la Evolución e Integración de los Mercados Internacionales de Gas Natural

Documento de Trabajo N° 30, Oficina de Estudios Económicos

Los documentos de trabajo de la Oficina de Estudios Económicos del OSINERGMIN buscan contribuir a la discusión de diferentes aspectos de la problemática del sector energético y minero desde un punto de vista académico. El OSINERGMIN no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en los documentos de trabajo pertenecen a sus autores y no implican necesariamente una posición institucional del OSINERGMIN. La información contenida en el presente documento se considera proveniente de fuentes confiables, pero el OSINERGMIN no garantiza su completitud ni su exactitud. Las opiniones y estimaciones representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso.

Está permitida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier medio, siempre y cuando se cite la fuente y los autores.

Autores: Arturo Vásquez Cordano, Raúl García Carpio y Erix Ruiz Mondaca

Asistente: Tatiana Nario Lazo

Primera versión: Diciembre 2013

Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información.

Citar el documento como: Vásquez, Arturo; Raúl García y Erix Ruiz (2013). *Análisis de la Evolución e Integración de los Mercados Internacionales de Gas Natural*. Documento de Trabajo N° 30, Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN, Perú.

Para comentarios o sugerencias dirigirse a:

OSINERGMIN
Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar
Lima, Perú
Tel. (511) 219-3400, anexo 1057
Fax (511) 219-3413

Portal Corporativo
<http://www.osinergmin.gob.pe/>

Portal de la OEE
http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/77.htm?6092

Correo electrónico: avasquez@osinerg.gob.pe; rgarcia@osinerg.gob.pe

ISSN 2307 – 4272 (En línea)

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN
Oficina de Estudios Económicos
Documento de Trabajo N° 30

Análisis de la Evolución e Integración de los Mercados Internacionales de Gas Natural

Resumen

En este documento de trabajo se realiza un análisis de la evolución de los mercados internacionales de gas natural y de los procesos de integración que estarían ocurriendo en los últimos años. Se discuten las principales características de este mercado en las regiones de Norte América, Europa y Asia (Japón/Corea), las más importantes en términos de producción, consumo e infraestructura relacionada con esta fuente de energía. Se analiza también la región de América Latina poniendo énfasis en las características del diseño de los marcos regulatorios en algunos países y las iniciativas de integración regional. También se discuten, a partir del análisis de Brito y Hartley (2007), los factores que pueden contribuir a modificar la estructura actual del mercado mundial del gas natural a través del desarrollo del LNG. Adicionalmente, se analizan brevemente las implicancias del incremento en las reservas de gas natural a través de fuentes no convencionales (*shale gas*).

Posteriormente, y con el objetivo de analizar los niveles de integración entre los mercados regionales de gas natural, se plantean dos aproximaciones. La primera que utiliza el Análisis de Componentes Principales (ACP) y la segunda que utiliza el análisis de cointegración a través de un Vector de Corrección de Errores (VEC), dentro del marco propuesto por Johansen (1995). En ambas aproximaciones se utiliza información sobre los precios de importación para los principales mercados regionales. Usando ambas metodologías, los resultados muestran evidencia de un proceso de integración entre los mercados europeo y asiático. Sin embargo, estos mercados aún no se encontrarían integrados con el mercado norteamericano.

Clasificación JEL: C32, F14, L95.

Palabras clave: Gas natural, Integración de mercados, Análisis de componentes principales, Cointegración.

TABLA DE CONTENIDO

1.	Introducción	5
2.	Evolución reciente de los mercados internacionales.....	7
2.1	Norte América	7
2.2	Continente Europeo	12
2.3	Asia	17
2.4	América Latina.....	20
2.4.1	México	20
2.4.2	Colombia	22
2.4.3	Argentina.....	24
2.4.4	Chile.....	26
2.4.5	Bolivia	27
2.4.6	Venezuela	28
2.4.7	Anillo Energético en Latinoamérica	29
3.	Revisión de la Literatura.....	32
4.	Integración de los Mercados de Gas Natural: Metodología	39
4.1	Análisis de componentes principales	39
4.2	Análisis de Cointegración	39
4.3	Base de datos y hechos estilizados	40
4.4	Análisis de los resultados	43
4.4.1	Resultados del Análisis de Componentes Principales	43
4.4.2	Resultados del Análisis de Cointegración.....	45
5	Conclusiones.....	49
6	Referencias.....	51

1. Introducción

Según la *International Energy Agency* (IEA, 2011b), en los próximos años se estaría configurando una “era dorada del gas natural”. Así, de acuerdo a sus proyecciones, bajo el escenario GAS¹, la demanda mundial de gas natural aumentaría de 3.1 tcm en el 2008 a 5.1 tcm en el 2035, es decir un incremento de 62%.² Además, la participación del gas natural dentro de la demanda mundial de energía pasaría de 21% en el 2008 a 25% en el 2035, llegando a sobrepasar al carbón. Esto mostraría que en los próximos años el desarrollo de la industria del gas natural sería importante para cubrir la demanda mundial de energía, a diferencia de otros combustibles.

En los últimos años, los países demandantes de gas natural empezaron a tener la necesidad de incrementar sus importaciones desde otros países, debido a la disponibilidad limitada de recursos propios y a la mayor competitividad del gas natural respecto a otros energéticos. Esto generó una oleada de construcción de infraestructura de gasoductos y plantas de producción y regasificación de LNG (*Liquefied Natural Gas* o Gas Natural Licuefactado). Estos desarrollos han llevado a un incremento del comercio en el mercado de gas natural ocasionando que los precios regionales empiecen a tener un mayor grado de integración y a seguir una misma tendencia. En este sentido, el desarrollo del mercado del LNG es un factor que se debe tener en cuenta para evaluar las perspectivas del mercado mundial de gas natural debido principalmente a su efecto sobre la ampliación de los mercados.

Paralelamente, el mercado del gas natural ha experimentado en los últimos años cambios importantes en el desarrollo de nuevas formas de obtener gas natural de reservas no convencionales (como el denominado gas de esquisto o “*shale gas*”), lo que ha llevado a una reducción de los precios, principalmente en Estados Unidos, llegando a niveles que no se apreciaban desde inicios de la década del 2000.

Esta dinámica ha generado el desarrollo de una serie de modelos que intentan analizar el comportamiento de los mercados de gas natural, en particular el grado de integración de los mercados regionales, la competencia entre los diferentes agentes dentro de la cadena de producción y comercialización, además de realizar proyecciones sobre el desarrollo futuro de

¹ El escenario GAS (*Golden Age of Gas Scenario*) se construye estableciendo supuestos como una mayor demanda de gas natural por parte de China, una menor potencia instalada de energía nuclear, una mayor producción de gas natural no convencional y un menor nivel de precios del gas natural.

² Tcm: trillions of cubic meters (Trillones de metros cúbicos). Un metro cúbico es una unidad de volumen correspondiente a un cubo con un metro de arista.

los mismos. Estos análisis, en particular si se pretende realizar proyecciones, que es parte de la agenda de investigación de la Oficina de Estudios Económicos de OSINERGMIN, deben incorporar factores tecnológicos y geopolíticos que pueden afectar el desarrollo de los mercados, tales como los mencionados anteriormente.

El desarrollo de la industria del gas natural en el Perú, iniciado en el año 2004, se ha insertado en este dinámico entorno, existiendo interesantes perspectivas sobre el nivel de reservas, habiéndose desarrollado la primera planta de licuefacción de gas natural del Pacífico, y desde donde se vienen realizando en la actualidad exportaciones a países como México, España e incluso Japón. En este sentido, tener un mejor entendimiento de los procesos de formación de los precios en los mercados internacionales, y también en la región latinoamericana, será uno de los elementos que permitan discutir con mayor información la estrategia de desarrollo de la industria del gas natural en el Perú.

El documento está organizado de la siguiente forma. Luego de la Sección 1 que representa la introducción anterior, en la Sección 2 se realiza una evaluación de la evolución reciente de los mercados internacionales del gas natural, poniendo énfasis en las características que identifican a los distintos mercados regionales y en los factores que pueden contribuir a modificar el escenario actual de este energético; esta sección también discute las características del mercado de gas natural en América Latina así como las iniciativas de integración dentro de la región. En la Sección 3 se lleva a cabo una revisión de la literatura especializada relacionada con la integración de mercados internacionales de gas natural y petróleo. En la Sección 4 se lleva a cabo el análisis de integración de mercados de gas natural a partir del Análisis de Componentes Principales (ACP) y el análisis de cointegración a partir de los precios de importación de las regiones más importantes. Finalmente, las conclusiones se presentan en la Sección 5.

2. Evolución reciente de los mercados internacionales

Los mercados regionales de gas natural se han formado de acuerdo a diferentes factores como la disponibilidad inicial de recursos naturales y los procesos de reforma llevados a cabo en cada país, los cuales han contribuido al desarrollo de la infraestructura necesaria para la comercialización de esta fuente de energía.

Por otro lado, la principal incertidumbre sobre el mecanismo de formación de precios en el mercado de gas natural recae sobre el posible desarrollo, como en el caso del petróleo, de un nivel de comercialización que lo lleve a la categoría de *commodity*. En ese sentido, tanto en Estados Unidos como en el Reino Unido, la transición del gas natural hacia un *commodity* está bastante desarrollada. En estos países, ya se han desarrollado mercados *spot*, en donde se está empezando a comercializar el LNG, aunque los contratos de largo plazo aún persisten en el mercado.³ Por otro lado, Japón y Corea son países que dependen fundamentalmente de las importaciones de gas natural, y sus precios aún están indexados a los precios del petróleo. Entonces, una cuestión importante es saber si en esta región se logrará desarrollar un mercado *spot* como en el caso de Estados Unidos, dadas las diferencias en los aspectos económico, físico y técnico.

Los factores que han favorecido el desarrollo regional del gas natural como un *commodity* en Estados Unidos y el Reino Unido son la dotación y distribución de los recursos naturales, una reforma exitosa del mercado de gas natural y la existencia de procedimientos estandarizados de concesión de licencias para el desarrollo de nuevos campos.

A continuación se detallarán las características de cada mercado regional de gas natural y la forma en que se fijan los precios del gas natural en cada uno de ellos.

2.1 Norte América

Esta región está compuesta por los países de Estados Unidos, Canadá y México. Al 2012, esta región representa el 27.4% del consumo mundial de gas natural, el 26.6% de la producción mundial de gas natural, el 5.8% de las reservas mundiales de gas natural, el 18.3% del gas natural comercializado mediante gasoductos y el 3.5% del LNG comercializado en el

³ De acuerdo con Poten & Partners (Bloomberg), el volumen total contratado de LNG en Estados Unidos representó el 6.3% del total consumido en esa región en el año 2012. Mientras que para Europa y Asia fue de 7.2% y 18.4%, respectivamente.

mundo. Dentro de esta región, Estados Unidos tiene el mercado más grande de gas natural, tanto en términos de reservas (78% de la región), consumo (80% de la región) y producción (76% de la región). Por otro lado, Estados Unidos es el principal importador de gas natural mediante ductos en la región (65% de la región), así como el principal importador de LNG en la región (43% de la región).

A fines de los 60s se empezó a generar una escasez de oferta, producto de cortes en el suministro, que se agravó por el shock de precios del petróleo de 1973 - 1974. A mediados de los 70s existía un gran desequilibrio en el mercado de gas natural producto del control de precios ejercido por el gobierno de EEUU. La respuesta a esta situación fue la *Natural Gas Policy Act* (NGPA) de 1978, la que establecía el descontrol gradual de precios para el gas obtenido de pozos descubiertos a partir de 1977. El objetivo de la NGPA era que estos precios sean precios de equilibrio del mercado para el año 1985. Por otro lado, la NGPA continuaba controlando los precios del gas obtenido de pozos descubiertos antes de 1977, es decir, los precios se podían ajustar solamente por inflación.⁴ Además, la autoridad del gobierno encargada de regular el mercado del gas natural pasó de ser la FPC (*Federal Power Commission*) a ser la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*)⁵.

Tal como mencionan Viscusi et al. (2000), antes del establecimiento del NGPA, desde noviembre de 1976 hasta 1978, se estableció un sistema de precios de cinco niveles, con precios fluctuando entre US\$ 0.3/MCF⁶ para el gas obtenido de pozos descubiertos antes de enero de 1973, y US\$ 1.42/MCF para el gas obtenido de pozos descubiertos después de enero de 1975. El objetivo de la FPC era establecer precios altos para pozos nuevos para alentar la exploración, y precios bajos para pozos descubiertos antes de la fecha indicada, para evitar la transferencia de renta desde los consumidores hacia los productores. Luego de establecerse la NGPA de 1978, se estableció un sistema de precios de 28 niveles. Es así que se estableció un precio de US\$ 2.5/MCF para los pozos más nuevos, es decir, pozos descubiertos a partir de enero de 1977.

Luego de estos sucesos siguió una etapa de crecimiento de la oferta hasta mediados de los 90s, a partir de esa fecha el crecimiento de la demanda fue abastecido mediante importaciones desde Canadá. Entre los años 2000 y 2001 surgieron problemas de escasez de

⁴ Los precios del gas obtenido de pozos descubiertos antes de 1977 fueron finalmente desregulados en 1986.

⁵ Un resumen del proceso de reestructuración en Estados Unidos y la apertura a los mercados se puede encontrar en De Vany y Walls (1995).

⁶ MCF: Mil pies cúbicos de gas natural. 1 pie cúbico de gas natural (seco) equivale a 1, 027 BTU (British Thermal Unit).

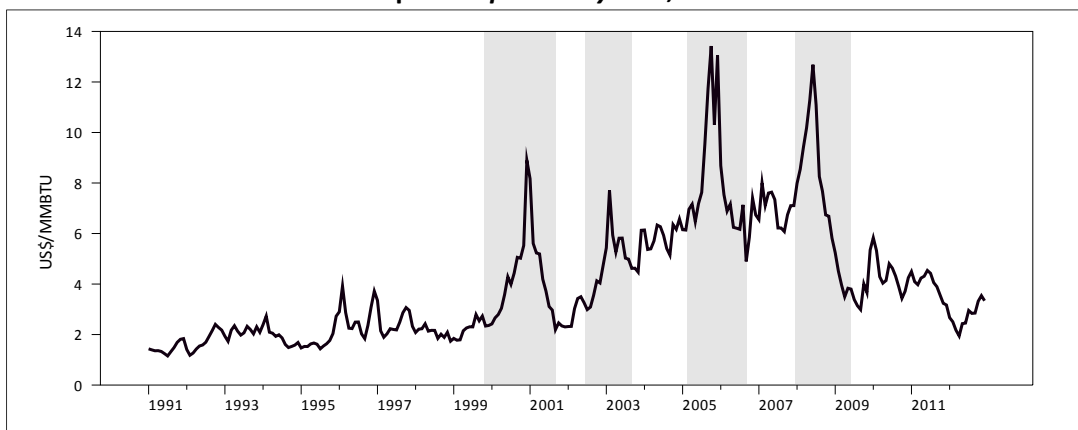
oferta que conllevaron a un incremento en los precios, por lo que las importaciones de LNG aumentaron, no sólo en Estados Unidos, sino también en Canadá y México.

Canadá se vio influenciada por el control de precios que se estableció en Estados Unidos en 1954, por lo que empezó a controlar precios en los años 70s. Posteriormente, liberalizó su industria en el año 1985 a través del *Halloween Agreement*.

La reestructuración de la industria del Gas Natural en Estados Unidos y Canadá ha permitido la creación de un mercado más líquido y transparente, en el que el gas natural está empezando a transarse como un *commodity*.⁷ Es decir, el precio en estos países se determina en base al mercado *spot* (*gas-to-gas competition*).

En Estados Unidos, el sistema se ha desarrollado alrededor de un conjunto de *hubs*, en el que la interconexión de los gasoductos permite el flujo de gas natural de diferentes fuentes y se redistribuye a diferentes lugares. El *Henry Hub* es uno de los principales puntos de interconexión, ubicado al sur de Luisiana es un punto de comercio de gas natural que se ha convertido en la pieza central del sistema de precios de gas natural. Además de ser el referente para el comercio en el mercado de futuros del NYMEX (*New York Mercantile Exchange*). En el Gráfico N° 1 se observa la evolución del precio *spot* *Henry Hub*.

Gráfico N° 1: Evolución del precio *spot* *Henry Hub*, enero 1991 – diciembre 2012



Fuente: Energy Information Administration

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

En cuanto a volúmenes negociados, en esta región existe mayor comercio a través de ductos. En ese sentido, el total de gas natural negociado a través de ductos en el año 2012 fue de 4.55 TCF; mientras que el total de LNG importado en esa región fue de 0.4 TCF. En el Cuadro N° 1 se muestra el volumen negociado a través de ductos en la región.

⁷ Aunque los precios tienden a ser volátiles, los derivados financieros (swaps y futuros) son utilizados para manejar el riesgo.

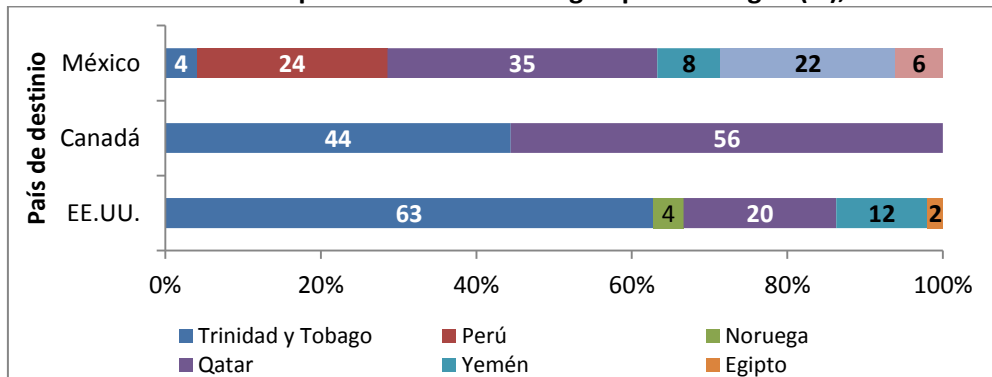
Cuadro Nº 1: Intercambios comerciales a través de ductos (TCF), 2012

Países		Desde			Importaciones totales
		EE.UU.	Canadá	México	
Hacia	EE.UU.	0	2.96	0	2.96
	Canadá	0.97	0	0	0.97
	México	0.62	0	0	0.62
	Total	1.44	3.11	0	4.55

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2013
 Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Por otro lado, en el Gráfico Nº 2 se muestra la distribución de LNG importado por país.

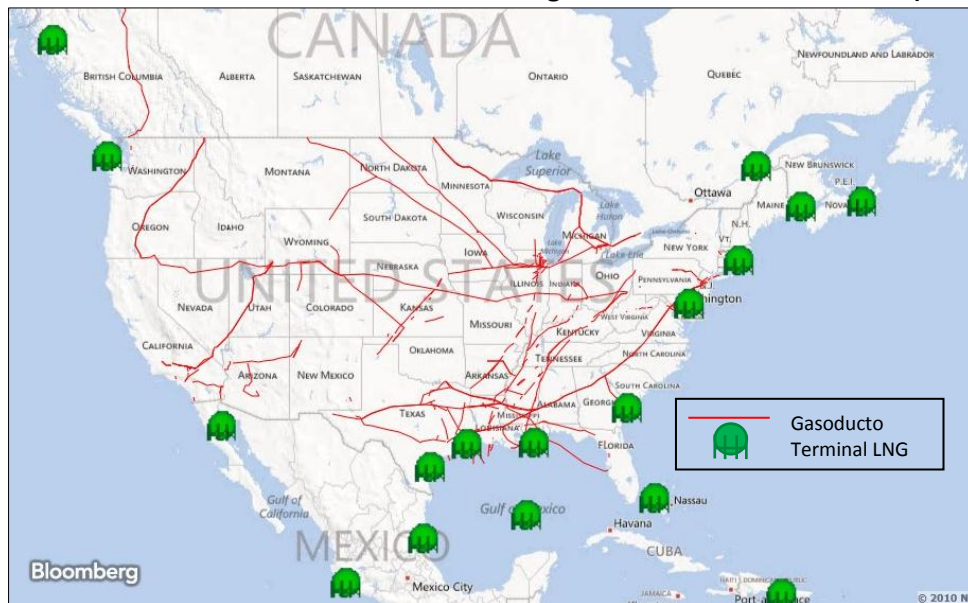
Gráfico Nº 2: Importaciones de LNG según país de origen (%), 2012



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2013
 Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN
 * Total importado México: 0.17 TCF / Canadá: 0.06 TCF / Estados Unidos: 0.18 TCF

Trinidad y Tobago fue el principal país de donde se importó LNG en la región (0.15 TCF), seguido por Qatar (0.13 TCF). Por otro lado, el total exportado por Perú fue de 0.04 TCF. En el Gráfico Nº 3 se muestra la infraestructura asociada al mercado de gas natural de América del Norte mediante gasoductos, y los terminales de LNG.

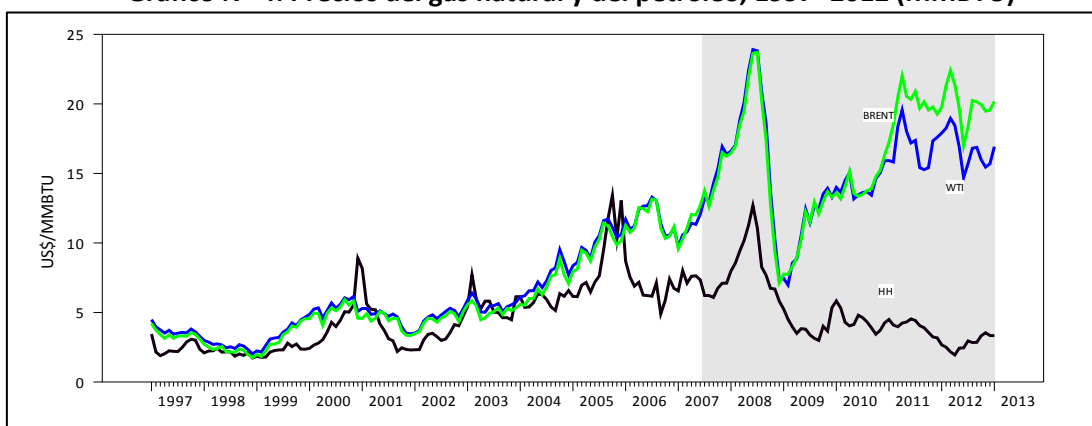
Gráfico Nº 3: Infraestructura del mercado de gas natural en Norte América (2012)



Fuente: Bloomberg

En los últimos años, se descubrieron vastos depósitos de gas de las rocas de esquisto (*shale gas*) en Estados Unidos. Mediante nuevos métodos de perforación desarrollados por *Texas Wildcatter*, las compañías han podido extraer grandes cantidades de *Shale gas*. Según la *Energy Information Administration* (EIA, 2011c), se estima que los recursos potenciales de *Shale Gas* son de 862 TCF, esta estimación más que duplicó las estimaciones del año anterior. Esto ha contribuido a una disociación entre el precio del gas natural y del petróleo. Al respecto, en el Gráfico N° 4 se muestra la evolución del precio del gas natural (marcador *Henry Hub*) y del precio del petróleo (marcadores *WTI* y *Brent*).

Gráfico N° 4: Precios del gas natural y del petróleo, 1997 -2012 (MMBTU)

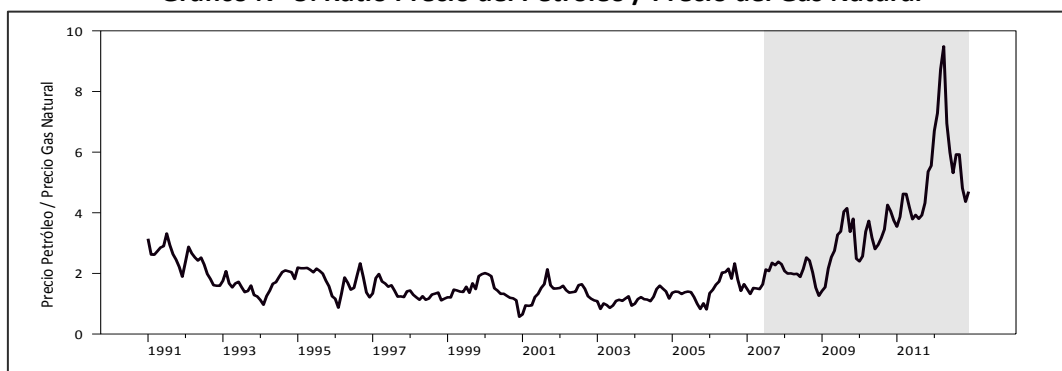


Fuente: Energy Information Administration

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

En el Gráfico N° 5 se muestra el ratio entre el precio del petróleo y el precio del gas natural (ambos expresados en US\$/MMBTU) y se observa que este ha empezado a aumentar a partir del año 2007. Esto se puede deber a la disminución del precio del *Henry Hub* producto del descubrimiento de reservas de *shale gas*, como también por la reducción de los costos de licuefacción, transporte y regasificación del LNG.⁸

Gráfico N° 5: Ratio Precio del Petróleo / Precio del Gas Natural



Fuente: Energy Information Administration

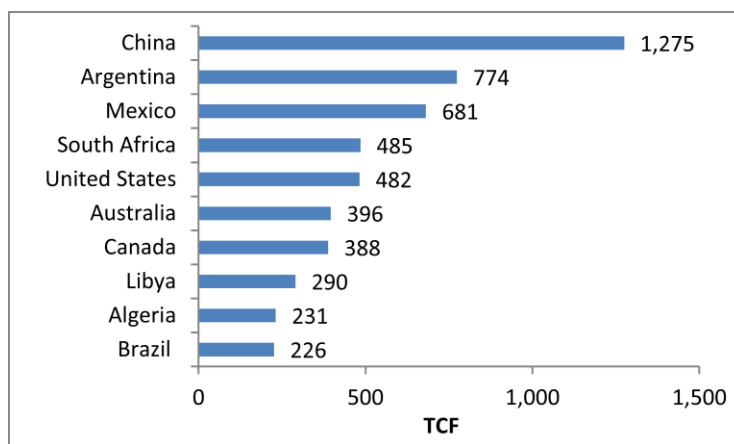
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

⁸ EIA (2003)

Esta menor dependencia de Estados Unidos respecto al mercado internacional de gas natural ha generado que se disminuyan las importaciones de gas natural desde Canadá y que las importaciones de LNG de Estados Unidos también disminuyan.⁹

Recuadro Nº 1: Situación actual del *shale gas*

Shale gas. Conocido como gas de esquisto o gas pizarra, es una forma de gas natural que se encuentra atrapada dentro de los esquistos. Los esquistos son rocas sedimentarias de grano fino, las cuales pueden ser buenas fuentes de petróleo o gas natural. Los grandes avances tecnológicos han permitido que su extracción sea viable económicamente gracias al proceso de fracturación hidráulica o *fracking*. Según un estudio de la EIA (2011), los países con mayor cantidad de reservas de *shale gas* son China, Argentina y México.



Actualmente, China está desarrollando proyectos de exploración de *shale gas*, en conjunto con compañías de otros países. Así, Shell y Statoil están trabajando en conjunto con PetroChina, Hess con Sinochem y BP con Sinopec. Otros países con potenciales reservas de *shale gas* son la India, el Reino Unido y los países del este de Europa.

2.2 Continente Europeo

Los países del Continente Europeo, a excepción de Los Países Bajos, han dependido de las importaciones desde el principio; en ese sentido, los países exportadores jugaron un rol importante en la optimización de sus rentas.

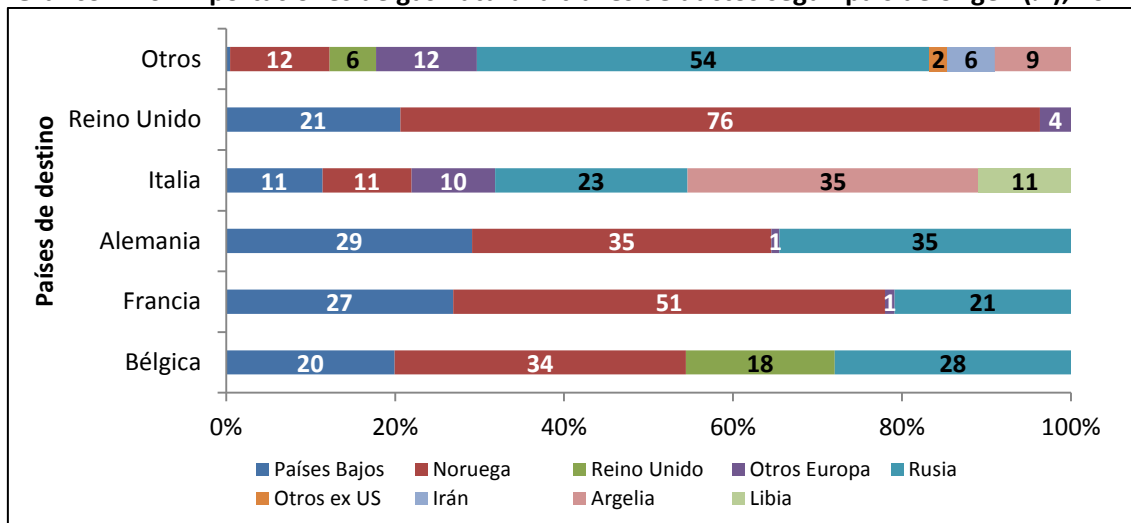
La extracción de grandes rentas económicas por parte de los países exportadores se debe a dos factores: (i) Uso del método *netback* para fijar precios y (ii) Contratos de largo plazo con grandes volúmenes negociados.

En cuanto a volúmenes negociados, en esta región existe mayor comercio a través de ductos. En ese sentido, el total de gas natural importado a través de ductos en el año 2012 fue

⁹ Según BP las importaciones de Estados Unidos de LNG en el 2009, 2010, 2011 y 2012 fueron de 12.8, 12.2, 10 y 5 mil millones de metros cúbicos.

de 13.3 TCF; mientras que el total de LNG importado en esa región fue de 2.4 TCF. En el Gráfico Nº 6 se muestra el volumen negociado a través de ductos en la región.

Gráfico Nº 6: Importaciones de gas natural a través de ductos según país de origen (%), 2012



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2013

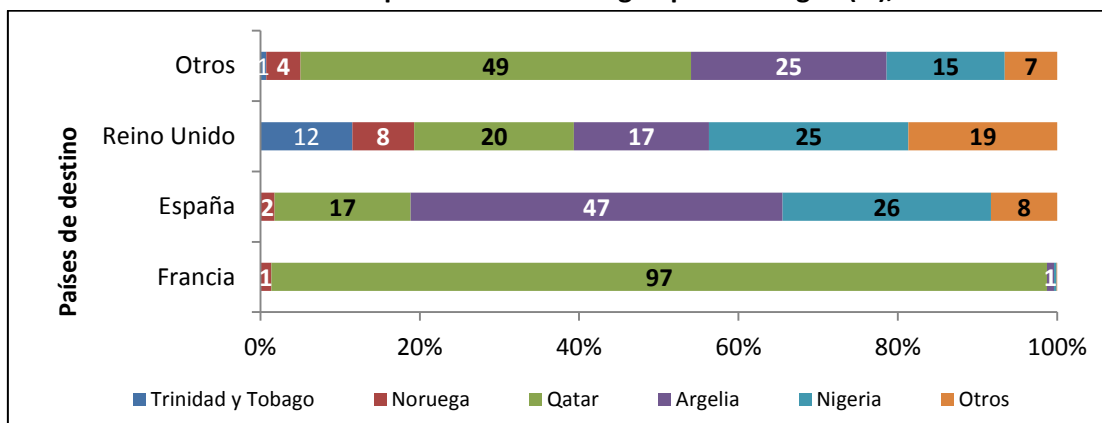
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

* Total importado Alemania: 3.1 TCF / Italia: 2.1 TCF / Reino Unido: 1.3 TCF / Francia: 1.2 TCF / Bélgica: 0.9 TCF / Otros: 4.7 TCF

El principal importador de gas natural a través de ductos en el año 2012 fue Alemania (3.1 TCF). Por otro lado, los principales países de donde se importó el gas natural fueron: Rusia (4.6 TCF), Noruega (3.8 TCF), Países Bajos (1.9 TCF) y Argelia (1.2 TCF).

Por otro lado, en el Gráfico Nº 7 se muestran las importaciones de LNG en la región.

Gráfico Nº 7: Importaciones LNG según país de origen (%), 2012



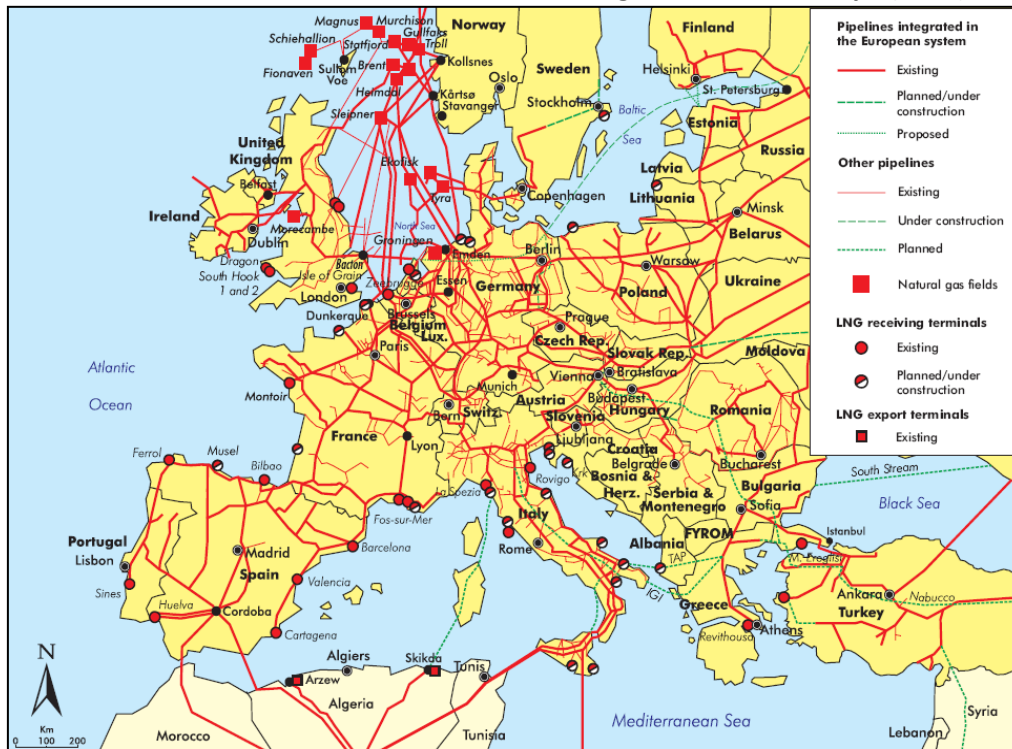
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2013

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

* Total importado Reino Unido: España: 0.8 TCF / 0.5 TCF / Francia: 0.4 TCF / Otros: 0.8 TCF

En el caso del comercio de LNG, el mayor importador es el Reino Unido (0.5 TCF). Mientras que los principales países de origen son Qatar (1.1 TCF), Argelia (0.5 TCF) y Nigeria (0.4 TCF). En el Gráfico Nº 8 se muestra la infraestructura asociada al mercado de gas natural.

Gráfico Nº 8: Infraestructura del mercado de gas natural en Europa (2010)



Fuente: IEA (2011a)

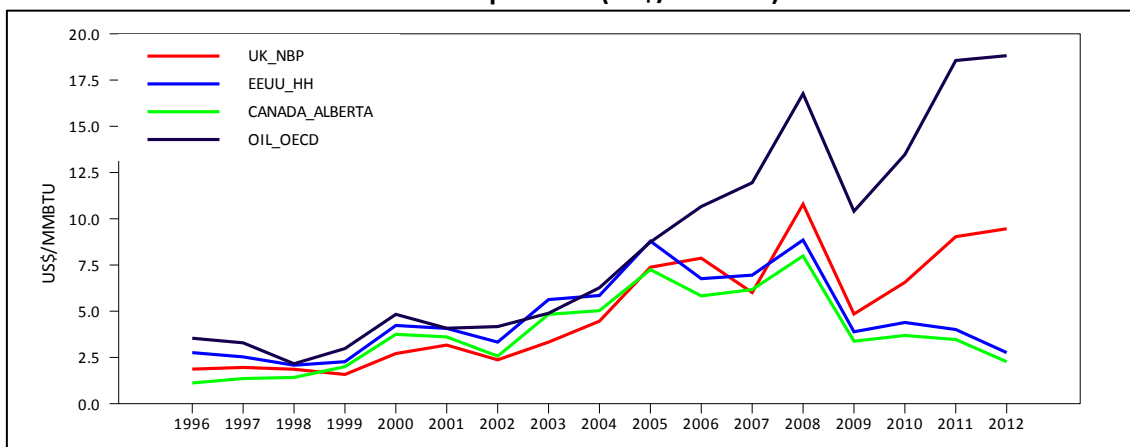
Debido a que el Reino Unido se ha desarrollado de forma diferente a los otros países de la Unión Europea, se analiza su caso en una sección aparte.

El Reino Unido

La industria del gas natural en el Reino Unido ha evolucionado desde un monopolio, en 1986, a un mercado competitivo en la actualidad, producto de las grandes reservas que posee en el Mar del Norte y de las medidas de política tomadas (privatización de *British Gas*, creación de una autoridad regulatoria).

El Reino Unido cuenta con un punto de negociación virtual, llamado NBP (*National Balancing Point*), este punto de negociación hipotético fue creado por el regulador. El NBP y el *Henry Hub* de Estados Unidos, han permitido la creación de los mercados de gas natural más líquidos en el mundo. Además, tanto en el Reino Unido como en Estados Unidos, el precio del gas natural ya no está contractualmente vinculado al precio del petróleo. En el Gráfico Nº 9 se puede observar que los precios de los marcadores internacionales de Estados Unidos y Reino Unido, y el precio de importación de Canadá se han desligado del precio del petróleo a partir del año 2007.

Gráfico Nº 9: Precios del gas natural en América del Norte y el Reino Unido vs. Precio del petróleo (US\$/MMBTU)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2013

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Método Netback:

En 1985, con la finalidad de mantener su cuota en el mercado del Petróleo, Arabia Saudita implementó el principio de *Netback*, el cual calculaba el precio FOB restándole los costos de producción. La fórmula inicial era la siguiente:

$$\text{Precio Petróleo (FOB)} = \text{Precio Spot} - \text{Margen refinería} - \text{Costos de transporte}$$

En el mercado del gas natural, los contratos de exportación de los Países Bajos usando el método *netback* se convirtieron en el principal referente para todo el continente europeo.¹⁰

Para cada sistema de suministro de gas natural, el *netback* se puede realizar desde varios puntos de la cadena. El punto de partida para calcular el valor *netback* es el punto final de la cadena (consumidor final) y se ajusta por los costos incurridos en otros puntos de la cadena. De esta manera el valor *netback* se obtiene restándole del valor de mercado, los costos de enviar el gas al consumidor. La siguiente fórmula presenta el valor *netback* para los exportadores de LNG, en boca de pozo:

$$P_{BP} = P_{MI} - C_T - C_L - C_E - C_R,$$

¹⁰ El método *netback* influyó los primeros contratos de exportación de Rusia con Alemania, Austria, Francia, Italia a inicios de los 70s; las exportaciones de LNG de Argelia hacia Francia, Bélgica, Grecia y España; las exportaciones mediante ductos de Argelia hacia Italia, entre otros.

dónde:

P_{BP} : Precio en boca de pozo,¹¹

P_{MI} : Precio del marcador internacional,

C_T : Costo de transporte del gas hasta la planta de licuefacción,

C_L : Costo de planta de licuefacción,

C_E : Costo de transporte por buque,

C_R : Costo de planta de regasificación.

Argelia fue el primer país en exportar LNG, la primera embarcación comercial fue enviada al Reino Unido desde la planta de licuefacción en *Arzew* en 1964. En los años 70s Argelia comercializaba además con Estados Unidos, Francia y Bélgica. En el año 2010, el segundo destino de exportación de Argelia fue España, a quien destinó el 25% de sus exportaciones de LNG. En el Cuadro N° 2 se muestra un ejemplo de la aplicación del método *netback* para calcular el precio en boca de pozo que cobra un exportador por llevar LNG de Argelia a España. Tal como se puede ver, el costo de oportunidad de vender el gas en el mercado interno sería de 6.21 US\$/MMBTU.¹²

Cuadro N° 2: Ganancias de un exportador de LNG de Argelia hacia España, 2012.

Costos	US\$ / MMBTU
Costo de transporte del gas hacia planta de licuefacción	1.32
Costo de planta de licuefacción	1.00
Costo de Transporte por buque	0.37
Costo de planta de regasificación	0.37
Precio Marcador	9.55
Precio en boca de pozo	6.48

Fuente: Simmons & Company International (2005), Razavi (2009), EIA (2011) y Bloomberg (2012)
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

¹¹ El precio en boca de pozo representa el costo de producción de gas natural en boca de pozo. Ver <http://www.ferc.gov/help/glossary.asp#W>

¹² El *netback* es la implementación de la regla Little-Mirrless (1968), que establece los precios en términos de los costos de oportunidad de exportar o importar (paridad de exportación o importación). Brito y Rosellón (2010) muestran que, independiente de las condiciones de competencia del mercado de referencia y de la elección del punto de arbitraje para el cálculo de costos de transporte, la implementación de una regla *netback* es óptima en términos de maximizar el bienestar social.

2.3 Asia

Esta región representó en el año 2012 el 19% del consumo mundial de gas natural, el 15% de la producción mundial de gas natural, el 8% de las reservas mundiales de gas natural, el 8% del gas natural comercializado mediante gasoductos y el 69% del LNG comercializado en el mundo. En esta región, hay países importantes relacionados a la cantidad de reservas (como Indonesia y Malasia) y también relacionados a las importaciones de LNG (como Japón y Corea del Sur). Debido a que la formación del mercado en esta región depende del comercio de LNG, desarrollaremos este punto más a profundidad en las siguientes líneas.

Esta región se caracteriza por depender de las importaciones de gas natural, únicamente en forma de LNG, debido a la falta de recursos naturales y a su ubicación geográfica que no les permite importar gas natural a través de ductos. A diferencia de éstos, países como Estados Unidos y los de Europa pueden importar gas natural por medio de ductos o en forma de LNG.

Tal como se mencionó anteriormente, Asia es el principal demandante de LNG, con Japón como el principal importador (52% de la región). Las importaciones de LNG de este país proceden principalmente de Malasia, Australia, Indonesia, Qatar y Rusia. Corea del Sur también es un fuerte importador de LNG (15% de la región). En el Gráfico N° 10 se muestra la infraestructura del mercado de LNG en Japón y Corea del Sur.

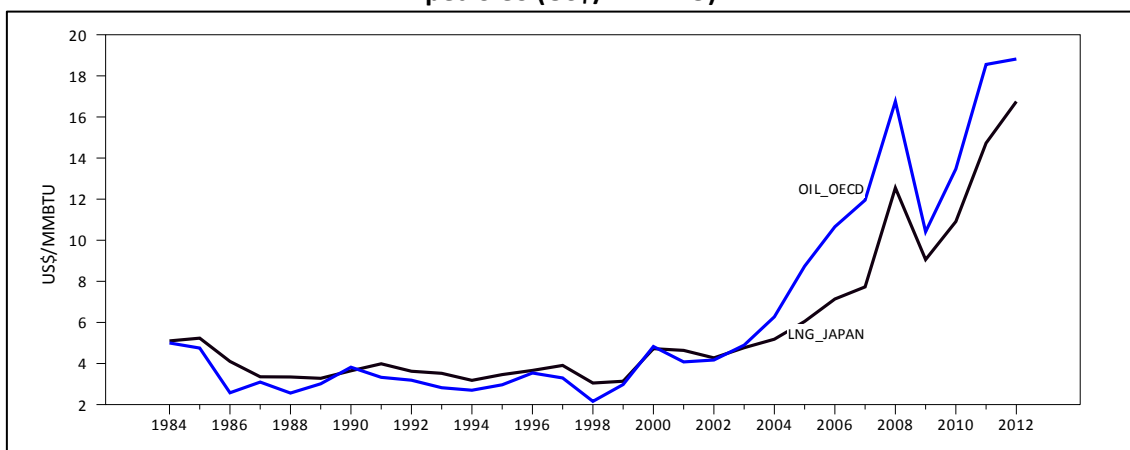
Gráfico N° 10: Infraestructura del mercado de LNG en Japón y Corea del Sur



Fuente: Bloomberg

Los contratos de compra de LNG firmados por Japón son generalmente negociados a través del METI (*Ministry of Economy, Trade, and Industry*) y debido a los altos costos de capital que implica el comercio de LNG estos tienden a ser de largo plazo, del orden de 20 a 25 años,¹³ en algunos casos se incluyen cláusulas *Take or Pay*, lo que significa que los importadores deben de pagar por el gas así sea consumido o no. Además, los precios de importación son indexados a algún marcador internacional del precio del petróleo (ver Gráfico N° 11).

Gráfico N° 11: Precios de importación del gas natural en Japón vs. Precio del petróleo (US\$/MMBTU)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2013

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

El JCC (*Japanese Crude Cocktail*) es un índice utilizado en los contratos de largo plazo de LNG firmados en Japón y en Corea del Sur. La fórmula para determinar el precio es la siguiente:

$$P_{LNG} = a + bJCC$$

Donde “a” se establece para evitar que el precio del LNG caiga por debajo de cierto nivel, de tal forma que los costos de capital puedan ser recuperados. El coeficiente “b” es menor a 1 y varía de acuerdo al precio del petróleo.

Dadas las características de este mercado regional, éste presenta dos problemas: (i) cualquier incremento de la demanda deberá ser abastecido con LNG, y (ii) no existe un precio *spot* de referencia asiático del gas natural.

¹³ Brito y Hartley (2007) analizan cómo el desarrollo del mercado del LNG puede modificar la estructura del mercado mundial del gas natural, pues la reducción en los costos de transporte y el desarrollo de nuevas facilidades puede permitir a las empresas invertir sin la necesidad de asegurar sus ventas a través de contratos de largo plazo, que era el mecanismo usual antes.

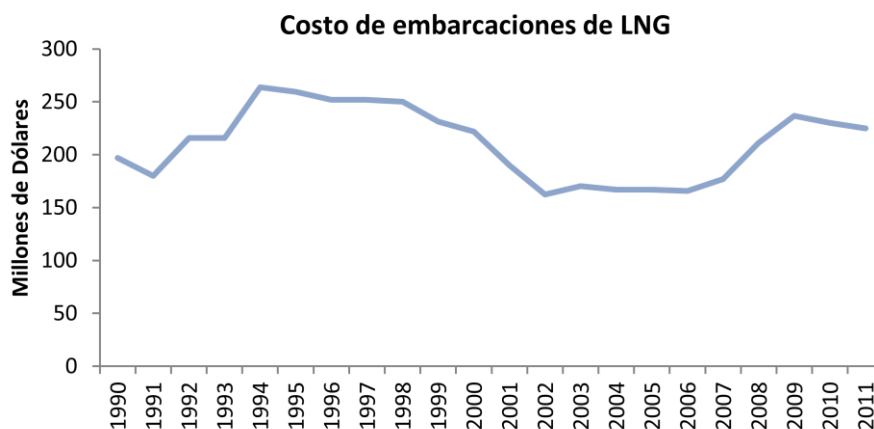
Recuadro Nº 2: Mercado mundial de LNG

LNG. El LNG (*Liquefied Natural Gas*) es gas natural que ha sido enfriado mediante un proceso criogénico a temperaturas cercanas a -161°C hasta el punto en que se condensa en líquido. El volumen del LNG es aproximadamente 600 veces menor que en su forma gaseosa, lo cual facilita el transporte económico del gas.

Para ser transportado, en primer lugar, el gas natural es licuado en una planta de licuefacción, lo cual requiere remover del gas natural los hidrocarburos más pesados, con lo que se obtiene metano puro, finalmente es transportado en embarcaciones especiales para LNG.

En la región de Asia la industria del LNG se desarrolló desde los años 70. Esta es la región más dinámica en cuanto al comercio del LNG, encontrándose aquí el principal importador y exportador de LNG a nivel mundial, los cuales son Japón y Qatar, respectivamente.

En cuanto a los costos de producción del LNG, el costo de licuefacción se redujo en 1% anual en el periodo 1995-2005. Por otro lado, el costo de capital de las plantas de licuefacción estuvieron en su punto más bajo en el periodo 2001-2005, el cual estaba en un rango de US\$ 150 – 300 por tonelada. Estos costos han aumentado en más de 200% en el periodo 2006-2007. Finalmente, el costo de las embarcaciones de LNG para el periodo 1990-1999 fue de 232 millones de dólares, mientras que para el periodo 2000-2011 fue de 194 millones de dólares.



Fuente: <http://shipbuildinghistory.com/>

2.4 América Latina

En los últimos años se ha presentado un incremento de las reservas probadas de gas natural en América Latina, pasando de 183 TCF en el año 1990 a 268 TCF en el año 2011.¹⁴ Actualmente, Venezuela, Bolivia y Argentina concentran más del 80% del total de las reservas de la región, destacándose Venezuela con el 73% del total de la región. Por otro lado, países como Brasil, Colombia y Perú han incrementado sus reservas pero aún mantienen niveles bajos, y en conjunto representaron el 13% del total de reservas en la región. De estos 3 países Perú es el único que cuenta con una planta de licuefacción para exportar LNG.¹⁵

Trinidad y Tobago es un caso muy importante para la región, pues se ha establecido en los últimos años como uno de los exportadores más importantes de LNG en el mundo, representando el 6% de las exportaciones mundiales de LNG en el año 2011 (667 TCF). Sus principales destinos de exportación son Estados Unidos (133 TCF), Argentina (106 TCF) y España (90 TCF).

A continuación se describe el mercado de gas natural en algunos países de la región.

2.4.1 México

Antes de 1995, PEMEX era el principal responsable de la industria de gas natural. A partir de esa fecha, el Gobierno mexicano inició un proceso de reforma estructural en la industria de gas natural mediante cambios legales e institucionales plasmados en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo.

Esta ley establecía que la exploración, producción y ventas de primera mano¹⁶ (VPM) de gas natural sean desarrolladas exclusivamente por el gobierno; mientras que en los segmentos de transporte, almacenamiento y distribución se permite participación social y privada. Tanto las actividades producto de monopolios legales (exploración, producción y VPM) como de monopolios naturales (transporte, almacenamiento y distribución) están sujetas a regulación.

¹⁴ BP (2013b), "Statistical review of world energy, full report"

¹⁵ La planta de licuefacción de Pampa Melchorita es la primera en América del Sur y tiene una capacidad de procesamiento de 0.21 TCF por año. En contraste, las plantas de LNG más grandes del mundo en Rusia (Sakhalin 3), Corea del Sur (Incheon), Indonesia (Bontang), Qatar (Raslaffan), Nigeria (Bonny Island), Argelia (GL1Z & GL2Z) y Estados Unidos (Sabine) tienen una capacidad de 1.04, 1.49, 1.07, 3.81, 1.07, 1.72 y 4.96 TCF por año.

¹⁶ Precio en boca de pozo

En ese sentido, la reforma generó que el sector privado incorporara nueva infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución, así como otras fuentes de suministro. Además, permitió el inicio de actividades potencialmente competitivas, como el comercio exterior y la comercialización de gas.

En el siguiente gráfico se puede observar el sistema de gasoductos en México post-reforma. Se puede observar la existencia de 18 ductos privados.



Fuente: CRE (2009)

En México, el precio en boca de pozo se fija para las ciudades de Reynosa y Ciudad Pemex, y un último precio para otras ciudades. El precio de la ciudad de Reynosa tiene como base el precio del marcador internacional *Henry Hub*, mientras que los precios de la ciudad Pemex y otras ciudades están en función del precio de la ciudad de Reynosa.¹⁷

¹⁷ En el caso de la ciudad de Reynosa, el precio en boca de pozo se calcula de la siguiente manera:

$$VPMR_i^m = [HH_i^m - \mu^m \times ST_i^m] + [\alpha \times TF_i] - \beta \times [TP_G + TP_{EN}]$$

$VPMR_i^m$ representa el precio máximo de VPM en Reynosa en el mes i , HH_i^m Indica el precio del Henry Hub correspondiente al mes i , μ^m es el parámetro que permite calcular el diferencial entre los índices mensuales de referencia en Henry Hub y el sur de Texas, ST_i^m es el promedio aritmético de los precios cotizados en los sistemas Texas Eastern Transmission Corp. Y Tennessee Gas Pipeline Co., TF_i es el costo de transporte entre la frontera en Tamaulipas y los ductos del sur de Texas vigente en el periodo i , α es la variable que define la aplicación de TF_i en función del escenario de comercio

La reforma de 1995 generó efectos positivos en la región, como la expansión de las redes de distribución y la mejora de las condiciones de seguridad. Por otro lado, el almacenamiento, la diversidad, y la seguridad en el suministro se han fortalecido a partir de los terminales de gas natural licuado operando o en construcción.

2.4.2 Colombia

El desarrollo de la industria del gas natural en Colombia empezó con el descubrimiento de gas en La Guajira, que entró en funcionamiento en 1977. Luego de un largo periodo de crecimiento, en 1991 la CONPES¹⁸ aprobó el programa para la masificación del consumo de gas. Es así que ECOPETROL llevó a cabo la labor de interconectar los principales yacimientos con los centros de consumo mediante la construcción de más de 2,000 Km de gasoductos. En 1997 se separó la actividad de transporte de gas de ECOPETROL y se conformó la Empresa Colombiana de Gas – ECOGAS, que posteriormente se transformó en la Transportadora de Gas del Interior.

La resolución CREG 057/1996 estableció la desintegración vertical de las actividades. En esta ley se instaura el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias. Por otro lado, en la resolución CREG 023/2000 se establecen los precios máximos regulados para el gas natural colocado en el punto de entrada al sistema nacional de transporte. Además, en la resolución CREG 011/2003 se establecen los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Según la resolución CREG 119/2005, el precio máximo regulado del gas natural en boca de pozo debe ser actualizado semestralmente.¹⁹ El indexador para la actualización del precio

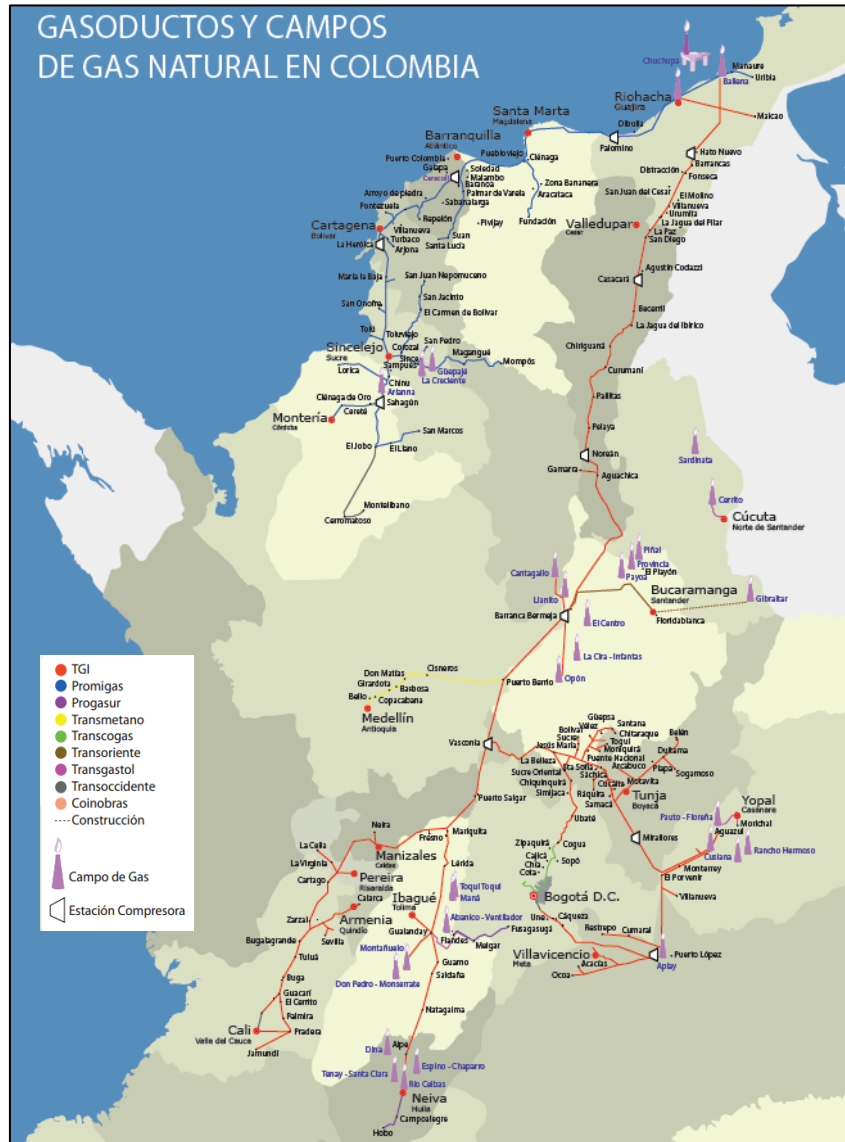
exterior y puede tomar los valores de 1, 0, -1 si el balance de comercio exterior es de importación neta, equilibrio, o exportación neta. TP_G es la tarifa máxima autorizada a Petróleos Mexicanos para prestar el servicio de transporte en base firme en la Zona Golfo del Sistema Nacional de Gasoductos, TP_{EN} es la tarifa máxima nacional autorizada a Petróleos Mexicanos para prestar el servicio de transporte en base firme en el Sistema Nacional de Gasoductos, y β es la variable que define la aplicación de las tarifas de transporte en la Zona Golfo en función del escenario de comercio exterior y puede tomar los valores de 1 y 0 dependiendo si el balance de comercio exterior es de importación neta o de equilibrio/exportación neta.

¹⁸ Comisión Nacional de Planeamiento Sectorial.

¹⁹ La actualización será el 1° de febrero y el 1° de agosto de cada año para el gas producido en los campos de Guajira y entre el 1° de enero y el 1° de julio de cada año para el gas natural producido en el caso de los campos de Opón.

máximo regulado es el *US Gulf Coast Residual Fuel Nº 6 1% Sulfur Fuel Oil*.²⁰ Por otro lado, el precio en boca de pozo del gas de Cusiana es libre desde junio del 2006 debido a que alcanzó una capacidad superior a los 180 MPCD,²¹ de conformidad con lo establecido en el artículo Nº 1 de la Resolución CREG 119/2005.

Gráfico Nº 13: Sistema de gasoductos en Colombia



Fuente: ECOPETROL (2012)

²⁰ Los precios del gas natural en boca de pozo se ajustan de la siguiente manera:

$$PMR_t = PMR_{t-1} \left(\frac{\text{índice}_{t-1}}{\text{índice}_{t-2}} \right).$$

Donde PMR_t representa el precio máximo regulado que regirá durante el semestre siguiente expresado en dólares por millón de BTU, PMR_{t-1} es el precio máximo regulado del semestre anterior, índice_{t-1} es el promedio aritmético del índice en el semestre anterior, e índice_{t-2} es el promedio aritmético del índice en el semestre precedente al anterior.

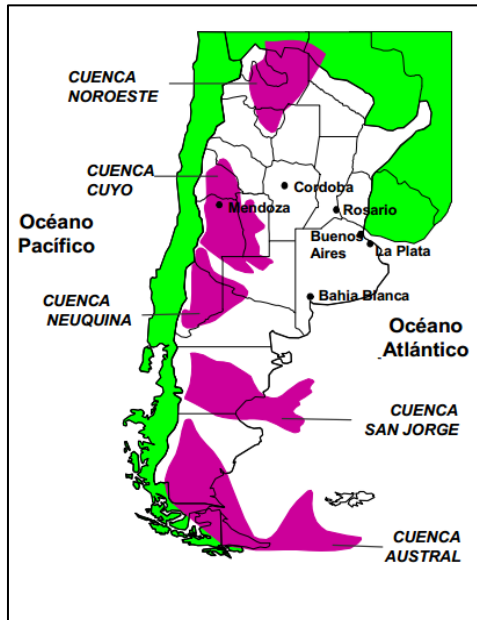
²¹ Millones de pies cúbicos por día

2.4.3 Argentina

Dentro de América del sur, Argentina es el país que cuenta con el mercado más diversificado y desarrollado de gas natural. A fines del 2010 el mercado contaba con 7.60 millones de usuarios de gas natural, de los cuales 7.25 millones son usuarios residenciales. El consumo promedio de gas por usuario residencial se ubicaría, a nivel nacional, en el orden de los 270 m³ por mes, estimándose que más del 50% de la población total de Argentina tiene acceso al servicio de distribución de gas por ductos.²² Por otro lado, el principal combustible del parque térmico es el gas natural, mientras que el sector industrial consume casi un tercio del total del mercado interno. Además, Argentina es el tercer país con mayor cantidad de vehículos convertidos a GNV (2'136,000).²³

Este país presenta cinco cuencas gasíferas de Norte a Sur: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo de San Jorge y Austral. Las reservas probadas de gas natural estimadas a diciembre del 2012 son de 11 TCF, según BP (2011). La cuenca Neuquina es la más importante de Argentina con el 44% de las reservas probadas del país, seguida por la Cuenca Austral con el 29.2% y la cuenca Noroeste con el 15.5% de las reservas.

Grafico N° 14: Cuencas de gas natural en Argentina

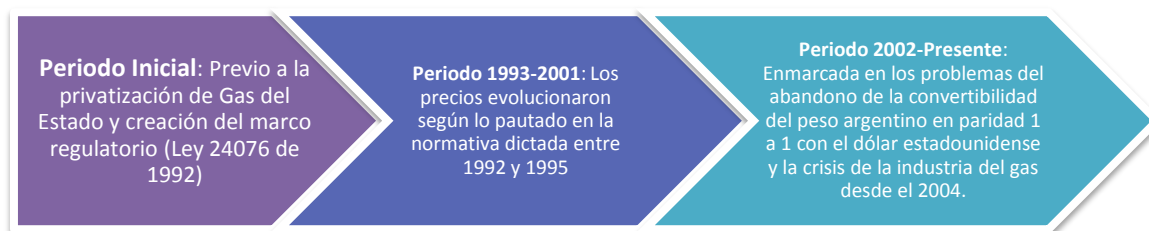


Fuente: Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

La industria del gas natural ha evolucionado a través de tres grandes etapas:

²² Kozulj (2012).

²³ Ver el Reporte de Análisis Económico Sectorial – Gas Natural, Año 1 – Número 2. Oficina de Estudios Económicos, OSINERGMIN – Perú.

Grafico N° 15: Evolución de la Industria de Gas Natural Argentina

Fuente: Kozulj (2012).

Desde 1994, los precios del gas en boca de pozo para las cuencas son libres, tanto para el mercado interno como para el mercado externo. Entre 1993 y 2002, el ENARGAS publicó dos veces al año, precios de referencia para las cuencas Noroeste, Neuquina y Austral.²⁴ Entre el 2002 y el 2004, las reformas del sector energético argentino se integraron al sistema de la convertibilidad del peso argentino, por el que se fijaba una paridad fija de 1 peso por 1 dólar estadounidense. Este sistema de convertibilidad colapsó en el año 2001 producto de una masiva fuga de capitales, como consecuencia, las tarifas de gas natural quedaron “pesificadas”, es decir en su valor previo en pesos más no ya en dólares. Entre los años 2002 y 2004 las tarifas quedaron inalteradas. En abril del 2004, comenzó a generarse una insuficiencia de oferta.

Entre el 2004 y el 2010, tras la crisis de abastecimiento del gas, se dieron numerosas transformaciones de la normativa legal, las cuales se enfocaron primordialmente en la recomposición de los precios y tarifas finales del gas natural. En ese sentido, se publicaron los Decretos 189/2004 y 181/2004 y la Resolución SE 265/2004. A través de éstos se crearon fondos fiduciarios para financiar la expansión del sistema de transporte de gas natural, también se creó el MEG (Mercado Electrónico de Gas), el cual tuvo como objetivo la reducción del mercado regulado, restringiendo su aplicación al segmento de usuarios residenciales. Además, se estableció un precio mínimo para los productores de gas natural con la finalidad de atender la demanda de las distribuidoras. Por último, se establecieron medidas de prevención a efectos de evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural. Posteriormente, en el 2008, se crea el “Gas Plus”, el cual es un mecanismo que libera totalmente los precios para el gas proveniente de nuevos pozos.²⁵

²⁴ Estos precios de referencia se ajustaban de la siguiente manera:

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Precio Base} \left(50\% \frac{WTI}{WTI_b} + 50\% \frac{GO}{GO_b} \right), \text{ donde } WTI \text{ representa el precio del crudo en el mercado}$$

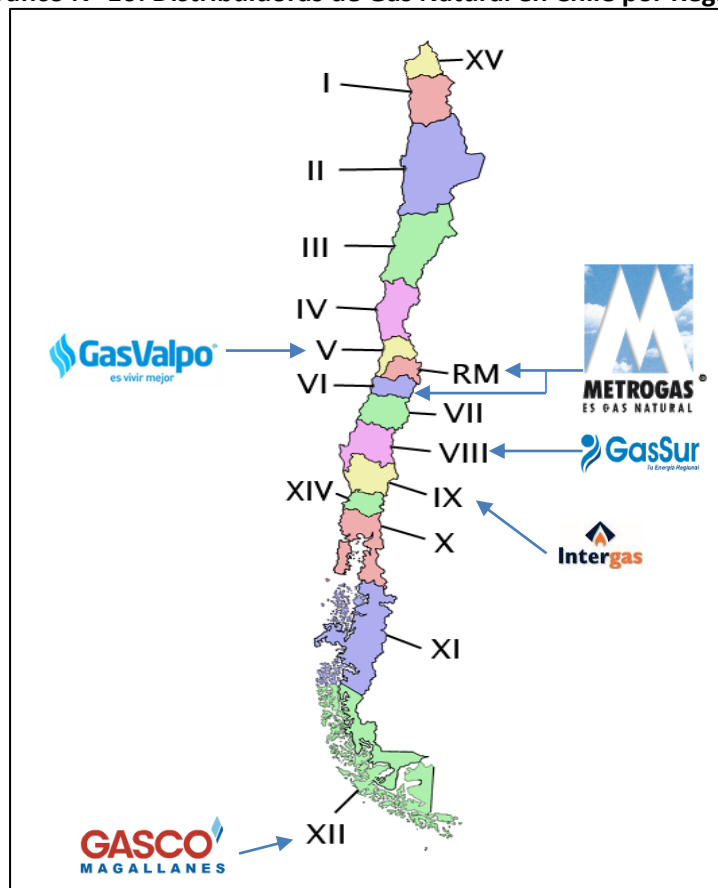
internacional, y GO representa el precio del Gas Oil.

²⁵ Algunas empresas que se han visto beneficiadas con este programa son Pan American Energy (Provincia de Salta y Petrolera Apache (Provincia de Neuquén).

2.4.4 Chile

El desarrollo del mercado de gas natural en Chile se inició en los años 70, periodo en el que la empresa ENAP (Empresa Nacional del Petróleo) comenzó a distribuir gas natural en la región de Magallanes. Posteriormente, en 1981, la empresa Gasco Magallanes comenzó a distribuir gas natural a las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir (XII Región). Años después, en 1997, producto del Protocolo de Integración Gasífera²⁶ entre Chile y Argentina se empezó a distribuir gas natural en el centro del país. No obstante, en el año 2004 se iniciaron a producir restricciones a los envíos de gas natural argentino a Chile. Esta situación fue explicada por factores políticos internos de Argentina relacionados a la crisis económica del 2001.²⁷ La distribución del gas natural a través de ductos se da en varias regiones del país (ver Gráfico N° 16); sin embargo, la mayor cobertura se da a través del GLP.

Gráfico N° 16: Distribuidoras de Gas Natural en Chile por Región



Fuente: Grupo CGE

Según la CNE (Comisión Nacional de Energía), las tarifas de transporte y distribución de gas natural son fijadas libremente en Chile. En el caso del transporte por gasoductos, las tarifas

²⁶ Mediante el cual se otorgó los permisos para vender al mercado chileno el gas natural argentino.

²⁷ Ver Huneus (2007).

quedan definidas en procesos de oferta pública de capacidad que deben ser realizadas por los transportistas. En el caso de la distribución, los tipos de servicio y las tarifas asociadas son determinados libremente por las distribuidoras. Además, los pliegos tarifarios deben ser públicos y no discriminatorios.

En la zona de Magallanes, la Ley establece la regulación tarifaria de las distribuidoras que operan en esa región; como señalan Fosco y Saavedra (2003a). Esto se debe a que en la zona no hay sustitutos cercanos. Por otro lado, el Estado se reserva el derecho de fijar las tarifas de las distribuidoras a pedido de la Comisión Resolutiva, en zonas de concesión en las que cada cliente individualmente consuma menos de 94.8 MMBTU/mes y la distribuidora obtenga con el sistema tarifario vigente una tasa de rentabilidad económica superior en 5% a la tasa de costo anual de capital.²⁸

Además, Fosco y Saavedra (2003b) mencionan que el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte corresponde al precio en boca de pozo más el valor agregado por su procesamiento, este es el precio al cual ENAP vende a Gasco Magallanes y a Methanex.

2.4.5 Bolivia

Bolivia es un país primordialmente exportador de gas natural. En el año 2010, el volumen de gas natural destinado al mercado interno fue de 0.28 trillones de BTU/día, mientras que el volumen destinado al mercado externo fue de 1.13 trillones de BTU /día. En el año 2011, los principales destinos de exportación del gas natural boliviano fueron Brasil y Argentina, a los cuales exportaron 346 y 129 trillones de BTU, respectivamente.

En el mercado interno de gas natural, los principales consumidores son el sector de generación eléctrica (48%), la industria (29%) y el transporte (19%). El sector residencial es reducido (2%).

Un aspecto importante en el desarrollo del mercado de gas natural boliviano fue la promulgación de la Ley de Nacionalización de los Hidrocarburos (N° 3058), la cual se hizo efectiva en mayo del 2006 mediante el Decreto Supremo 28701. La normativa estableció que las empresas que exploten los yacimientos fueran empresas mixtas en las que YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - Corporación) tuviese al menos un 51% del

²⁸ Decreto N° 323, "Ley de Servicios de Gas y sus Modificaciones."

capital. YPF se encargaría de definir los precios para el mercado interno como para la exportación. Para la actualización del precio en boca de pozo de Bolivia (Río Grande) se utilizan índices relacionados al *fuel oil*.²⁹

2.4.6 Venezuela

Venezuela es el país que presenta la mayor cantidad de reservas probadas de gas natural en América Latina, siendo estas de 195 TCF (73%) en el año 2011. No obstante, a diferencia de otros países de la región como Argentina, Bolivia, Brasil, Chile y Perú, no realiza intercambios comerciales.

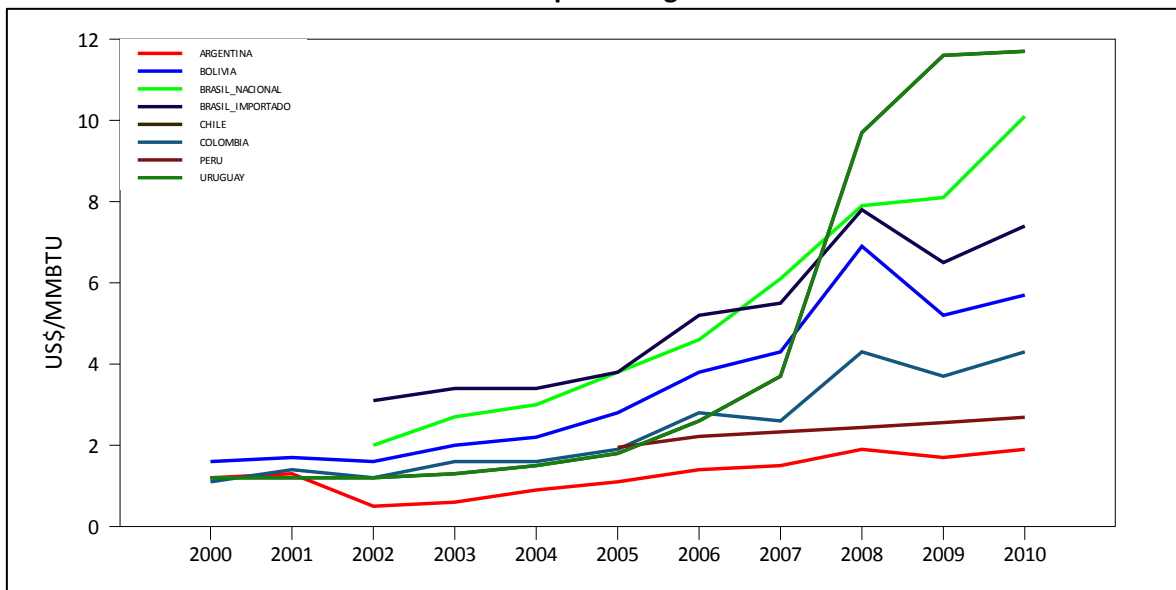
Actualmente, la industria de gas natural en Venezuela está enmarcada dentro de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (Decreto N° 310). Mediante esta norma se establece básicamente que las reservas probadas de gas natural se utilizarían para abastecer el mercado nacional doméstico y que las licencias y permisos para realizar actividades con hidrocarburos gaseosos se otorgarían a proyectos dirigidos al desarrollo nacional.

En el Gráfico N° 17 se muestran los precios en boca de pozo de los diferentes países de América Latina estudiados líneas arriba. Se puede observar que los precios de Colombia, Chile y Bolivia son mayores a los del resto de países. Esto puede estar ocurriendo porque los precios en boca de pozo de estos países son indexados al precio del petróleo (Chile usa el WTI, Bolivia usa índices relacionados al *fuel oil* y Colombia un índice relacionado al *residual fuel*), el cual ha venido aumentando en relación al precio del gas natural.

²⁹ La fórmula de actualización de los precios en boca de pozo es la siguiente:

$$PG = P(i) \times \left(0.5 \frac{FO1}{FO1_0} + 0.25 \frac{FO2}{FO2_0} + 0.25 \frac{FO3}{FO3_0} \right), \text{ donde } PG \text{ es el precio del gas en US\$/MMBTU, } P(i) \text{ es el precio}$$

base en US\$/MMBTU, FO1 representa el Fuel Oil de 3.5% de azufre referido bajo el título *Cargoes FOB Med Basis Italy*, FO2 representa el Fuel Oil N° 6 de 1% de azufre, referido bajo el título *US Gulf Coast Waterborne* y FO3 representa el Fuel Oil de 1% de azufre, referido bajo el título *Cargoes FOB NWE*. En la fórmula, los índices FO_i son promedios aritméticos de los puntos medios diarios de los precios de cada día del trimestre inmediatamente anterior al trimestre correspondiente a la aplicación de PG. Mientras que los índices FO_{i0} son promedios aritméticos de cada día del periodo comprendido entre el 1 de enero de 1999 hasta el 30 de junio de 1992 excluyendo el periodo comprendido entre el 1 de agosto de 1990 al 31 de enero de 1991.

Grafico N° 17: Precios en boca de pozo del gas natural en Latinoamérica³⁰

Fuente: Kozulj (2012)

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

2.4.7 Anillo Energético en Latinoamérica

El Anillo Energético Sudamericano (AES) fue una iniciativa intergubernamental que agrupó a los países del Cono Sur de América Latina, el cual tenía como objetivo asegurar el abastecimiento de gas natural para Argentina, Chile, Brasil y Uruguay, con la posibilidad de sumar a Bolivia y Paraguay. Según Solís y Larraín (2005) esta idea de integración fue originada por Bolivia, luego de la entrada en operación comercial del proyecto Camisea. En ese año se estimó una inversión de entre 2500 y 3000 millones de dólares para la construcción de 1200 Km de gasoductos para llevar gas natural desde Perú hacia Chile, Argentina, Brasil y Uruguay.

En agosto del 2005, los ministros de energía del Mercosur más Chile acordaron establecer las bases para un Acuerdo de Complementación Energética Regional, que incluyera todo tipo de energía, y además, concordaron iniciar el diseño de un marco legal para el AES, posteriormente llamado “Gasoducto Sudamericano”, el cual sería formulado por un grupo conformado por especialistas del BID y de otras instituciones financieras multilaterales. Además, ese grupo incluiría empresas del sector privado interesadas en participar en el proyecto.

³⁰ En el caso del Perú es un precio promedio del precio para el generador y para otros clientes. En el caso de México es un promedio de los precios en boca de pozo de las ciudades de Reynosa, Ciudad Pemex, y otras. En el caso de Colombia es un promedio de los precios de los campos de Guajira y de Opón. En el caso de Argentina, es un promedio de los precios de las cuencas Noroeste, Neuquina y Austral. En el caso de Chile es el precio en boca de pozo en la región de Magallanes.

Los intentos de integración realizados hasta la fecha no han prosperado debido a diversos motivos. El primero de ellos es la inestabilidad política de varios países de la región. Al respecto, se puede mencionar a Bolivia,³¹ el cual se pensó en un principio sería el principal proveedor de gas natural en el AES; y Argentina, país que disminuyó drásticamente las exportaciones de gas natural hacia Chile en el 2004 y nacionalizo Repsol YPF en el 2012.

Grafico N° 18: Red de gasoductos y reservas de gas natural en el cono sur



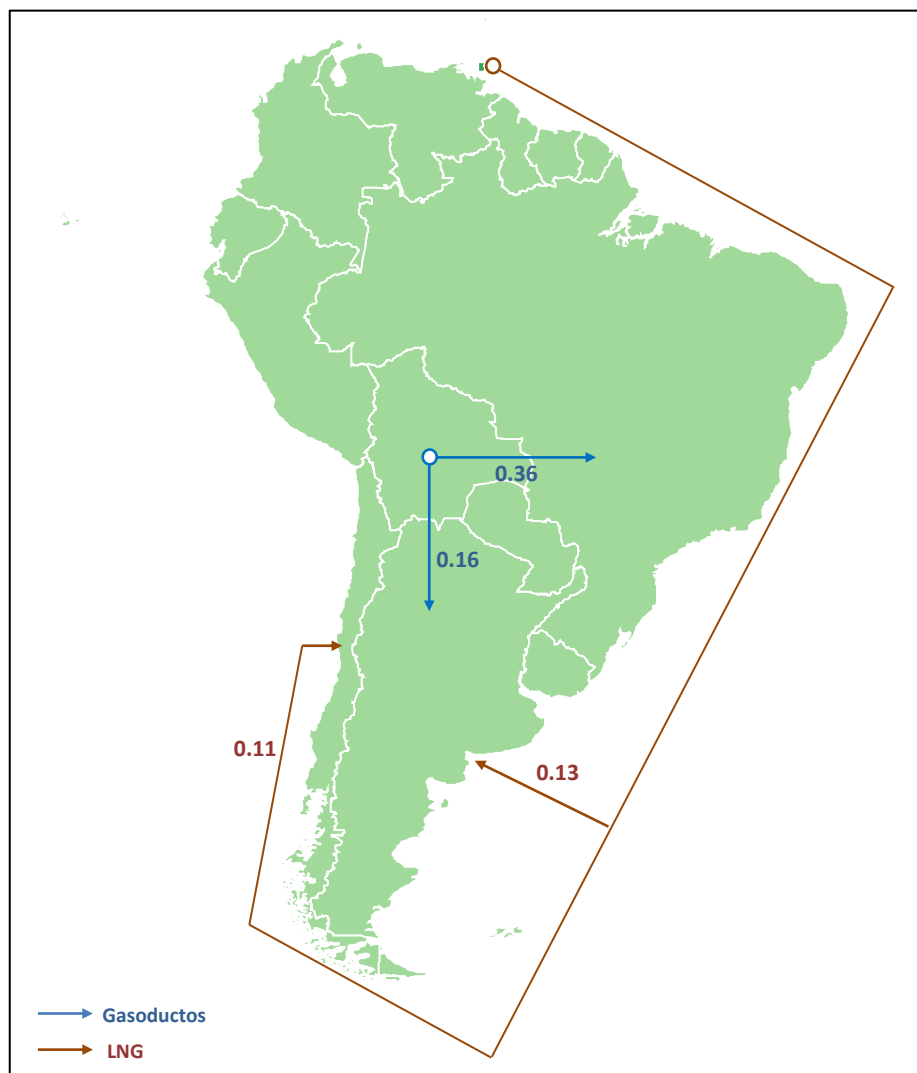
Fuente: Alonso (2006)

Actualmente, los países que integran el AES se abastecen de gas natural principalmente de Bolivia (gasoductos) y Trinidad y Tobago (LNG). En el año 2011, Argentina importó 0.13 TCF de gas natural desde Bolivia mediante gasoductos, mientras que importó 0.05 TCF de LNG

³¹ Solís y Larraín (2005) mencionan que la principal razón de la industria boliviana para no sumarse al AES fue politización del gas por partidos políticos o grupos que basan su lucha en un marcado antagonismo contra las inversiones y las compañías.

desde Trinidad y Tobago mediante su terminal de regasificación Bahía Blanco. Por otro lado, Brasil importó 0.34 TCF de gas natural desde Bolivia mediante gasoductos. Finalmente, Chile importó 0.11 TCF de LNG desde Trinidad y Tobago para lo cual cuenta con el terminal de regasificación de Quintero (ver Gráfico N° 19).

Gráfico N° 19: Intercambios Comerciales en América Latina, 2011 (TCF)



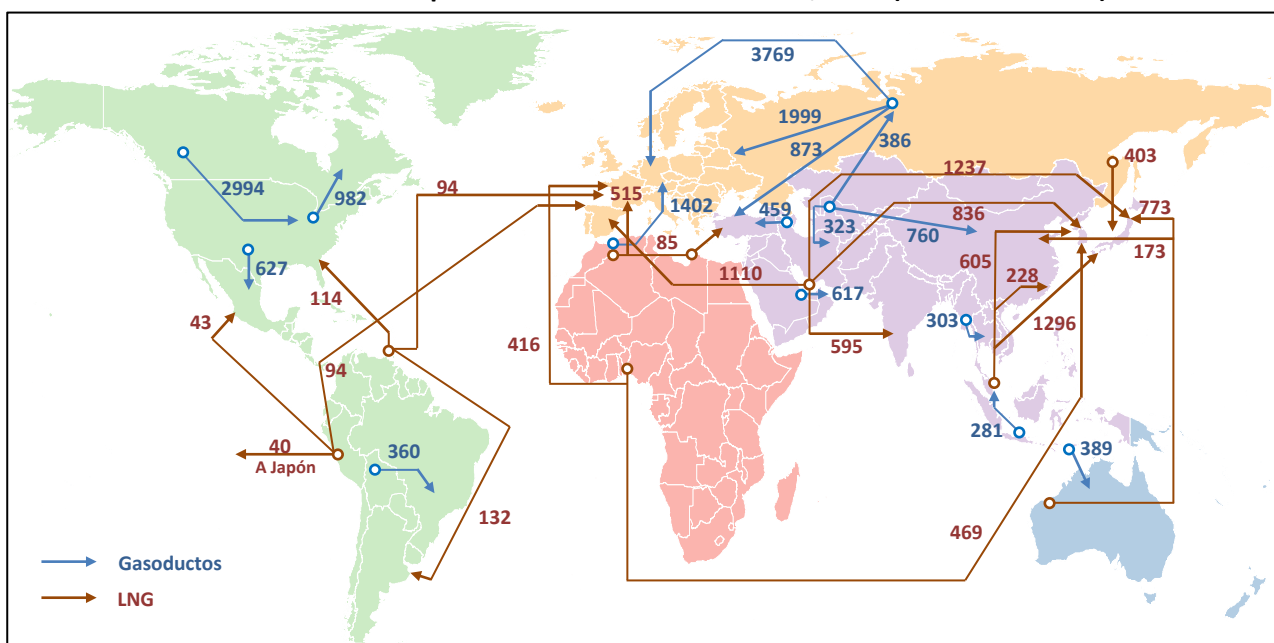
Fuente: British Petroleum (2013)

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Es importante mencionar que los planes de integración energética podrían ser modificados por el descubrimiento de recursos de *shale gas* en algunos países. La EIA (2011) encontró que los países que cuentan con mayores recursos de *shale gas* en América del Sur son Argentina (774 TCF), Brasil (226 TCF) y Chile (64 TCF). Esta situación podría ser beneficiosa para Argentina pues pasaría de ser un importador neto a un exportador neto de gas natural. También permitiría satisfacer las demandas crecientes de gas natural de Chile y Brasil.

En conclusión, existen tres mercados regionales de gas natural claramente relevantes en cuanto al volumen negociado, los cuales son América del Norte, Asia y Europa. Ante este escenario, Latinoamérica tiene perspectivas interesantes de desarrollo considerando que se han descubierto reservas de *shale gas* en la región, no obstante aún no existen intercambios comerciales relevantes desde la región latinoamericana hacia las tres regiones de comercio de gas natural.³² En el Gráfico N° 20 se observa el flujo mundial de comercio de gas natural. En la siguiente sección se detallarán estudios que analizan la integración de los mercados de gas natural.

Gráfico N° 20: Principales intercambios comerciales, 2012 (Trillones de BTU)



Fuente: British Petroleum (2013)
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

3. Revisión de la Literatura

En el análisis de los mercados de gas natural se pueden distinguir dos grupos de estudios. El primero vinculado a la elaboración de modelos estructurales del mercado mundial de gas natural en base a un análisis de competencia espacial, tanto de competencia perfecta como oligopólicos. En algunos casos se realizan proyecciones basadas en modelar la dinámica de los mercados introduciendo variables como las inversiones esperadas y los niveles de demanda. Entre estos destaca el modelo del Instituto Baker (Hartley y Medlock, 2005a) basado en un

³² Solamente Trinidad y Tobago y Perú exportan LNG hacia otras regiones, lo que representa el 7% del total comercializado de LNG a nivel mundial.

análisis de equilibrio espacial intertemporal. Este modelo calcula los patrones de producción, rutas de transporte y los precios que equilibran oferta y demanda a la vez que se maximiza el valor presente de la rentas del productor dentro de un contexto competitivo. Adicionalmente, el modelo permite incorporar en el análisis un conjunto de escenarios relacionados con aspectos de carácter político que pueden afectar el mercado mundial de gas natural (Hartley y Medlock, 2005b). Estos modelos están basados en la propuesta de Takayama y Judge (1964) para mercados regionales interconectados. Una aplicación reciente al mercado de LNG es presentada por Olaya (2006).

Un segundo grupo de modelos, en base a los cuales se basa el presente documento, pone énfasis más bien en el análisis de los niveles de integración de estos mercados. En este grupo se utilizan modelos econométricos de series de tiempo que intentan analizar el grado de integración de los mercados e identificar los factores que pueden afectar la evolución de los precios. A continuación resumimos los principales aportes de esta literatura.

Un primer estudio de interés que analiza el grado de integración de mercados de gas natural es el propuesto por De Vany y Walls (1993), quienes usan técnicas de cointegración para testear la integración del mercado de gas natural, a través de la evaluación de la convergencia de precios entre algunas regiones de EE.UU. luego de que la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) estableciera el *Open Access Rule* (Orden 436) en 1985. Esta Orden permitía que los concesionarios del gasoducto puedan ofrecer el servicio de transporte para sus clientes (distribuidoras locales), luego de que durante 40 años se prohibiera ofrecer este servicio, permitiendo que funcione el arbitraje y generando el aumento de las interconexiones. El análisis propuesto por los autores está basado en el método de cointegración de Engle y Granger (1987) aplicado a las series de precios *spot* diarios. Para ello consideran 190 pares de mercados que están localizados en 20 campos de producción e interconexiones a través de redes de ductos. Los autores muestran evidencia de que las series de precios son no estacionarias a través de pruebas de raíz unitaria y que la mayoría de mercados no estaban integrados en 1987, mientras que utilizando información de 1991, más del 65% de los mercados ya estaban integrados, afirmando así que la cointegración de los precios era evidencia de que el *Open Access Rule* había contribuido a que los mercados de gas natural sean más competitivos (cumplimiento de la ley de precio único considerando costos de transporte y arbitraje).

De manera similar, Cuddintong y Wang (2005) analizan la serie de reformas que implemento la FERC en EEUU con el objetivo de separar la producción de la comercialización

del gas natural, que son actividades con características competitivas, del transporte por ductos, el cual muestra alta concentración. Así, considerando información diaria de 76 puntos de comercialización del mercado mayorista de gas natural entre 1993 y 1997, evalúan el cumplimiento de la ley de un solo precio en el largo plazo y las velocidades de ajuste respecto del equilibrio de largo plazo. Los autores analizan las propiedades de las series de precios y a través de modelos autoregresivos (AR) determinan que existen altos niveles de integración en determinadas regiones, Centro y Este, con períodos de ajuste de alrededor de 6 y 5 días respectivamente, mientras que en la región Oeste la integración de mercados es débil con períodos de ajuste de alrededor de 12 días. En cuanto a la integración entre regiones, los autores muestran evidencia que las regiones Centro y Este están altamente integradas, a diferencia de la región Oeste. Así, los autores concluyen que las medidas no tuvieron éxito (hasta mediados de los 90's) en crear un mercado mayorista integrado de gas natural.

En cuanto a los niveles de integración de mercados de gas natural a nivel internacional, Siliverstovs et al (2005) evalúan la dinámica de los precios del gas natural en Europa, Japón y EE.UU. y sus interrelaciones a través del Análisis de Componentes Principales (ACP) y técnicas de cointegración (Johansen, 1995). Al respecto, utilizando información sobre los precios de importación del gas natural en la red de ductos y para el LNG, encuentran evidencia de un conjunto de relaciones inter-regionales e intra-regionales de interés.³³

Los resultados muestran la existencia de co-movimientos al interior de los mercados europeo/japonés y norteamericano, respectivamente. De manera similar, los autores muestran que al interior de los mercados europeo/japonés y el norteamericano existen relaciones de cointegración, así como la ausencia de cointegración entre los dos grupos de mercados, lo que coincide con la visión convencional a mediados de la década pasada de que los mercados de gas natural no estaban integrados entre continentes y, en particular, la división entre el mercado europeo y el norteamericano durante los 90's. Las conclusiones de este tipo de análisis podrían variar teniendo en cuenta el desarrollo de infraestructura asociada con el LNG, tal como señalan Brito y Hartley (2007), lo cual conduciría a incrementar los niveles de integración de los mercados internacionales y que el gas natural siga un desarrollo similar al que hizo que el petróleo se vuelva un *commodity*. Adicionalmente, las

³³ Para las estimaciones usan información de precios de importación de gas natural a través de ductos (Europa, EEUU), LNG (Europa, Japón, EEUU) para el período 1999-2004 con frecuencia mensual. Adicionalmente, también consideran el marcador Henry Hub y el marcador Brent (crudo). En el caso del marcador Brent, se utiliza con un rezago de 6 meses debido a que es usual la indexación de precios del gas natural a los precios del petróleo en Europa Continental en los contratos de largo plazo. De acuerdo con Däuper (2004) los precios de importación observados para el gas natural siguen el comportamiento del precio del petróleo con un rezago entre 4 y 8 meses.

perspectivas en relación a la explotación de reservas no convencionales pueden contribuir a reconfigurar la estructura de integración del mercado mundial de gas natural.³⁴

Por otro lado, Brown y Yucel (2009) utilizan el análisis de cointegración para determinar si la co-evolución entre los precios de gas natural de Europa y América del Norte se da a través de los precios del petróleo o se forma por la competencia *gas-to-gas* (arbitraje). El interés se origina debido al desarrollo reciente de un mercado internacional para el LNG y las oportunidades de arbitraje que resultan del mismo.

Para ello, los autores realizan diferentes pruebas de causalidad usando datos semanales de precios del gas natural como el *Henry Hub* de Estados Unidos y el *National Balancing Point* (NBP) del Reino Unido, y precios del petróleo como el *West Texas Intermediate* (WTI) y el *Brent*, de los principales nodos de comercio en un lapso ininterrumpido de 570 semanas desde junio de 1997 hasta mayo del 2008.

En primer lugar utilizan la prueba de cointegración de Johansen (1995) para las dos series de precios del gas natural y entre cada serie de precio de gas natural y cada serie de precio del petróleo. La prueba revela que todos los pares de precios evaluados están cointegrados. Posteriormente, estiman modelos de corrección de errores para las dos series de precios del gas natural y entre cada serie de precio de gas natural y cada serie de precio del petróleo, encontrando que existe una causalidad bidireccional entre los precios del gas natural del *Henry Hub* y el NBP, lo cual es un indicativo del arbitraje existente a lo largo del Atlántico. En los otros modelos se encuentra que el precio del WTI es significativo para explicar tanto el precio del *Henry Hub* como del NBP. Finalmente, los autores realizan un modelo multivariado de la determinación del precio del gas natural. Tomando como variables explicativas los precios del gas natural y del petróleo, los autores encuentran que los precios del gas natural en ambos lados del Atlántico se ajustan a desviaciones de la relación de largo plazo entre los precios del gas natural y del WTI, en un proceso de corrección de errores.

Para cualquiera de los precios del gas natural (*Henry Hub* y NBP), el precio del gas natural en el otro lado del Atlántico parece tener muy poca influencia, una vez que el precio

³⁴ Cabe resaltar que el desarrollo de la industria del *shale gas* enfrenta algunos desafíos. Como menciona Zoback et al. (2010), algunas amenazas sobre el medio ambiente por el uso de la tecnología de fracturación hidráulica son las explosiones, riesgos sísmicos y la contaminación del suelo y del agua subterránea. Por otro lado, Kinnaman (2011) realiza una recopilación de estudios que analizan el impacto económico de la extracción del *shale gas*. En estos estudios se utilizó el modelo IMPLAN, por ejemplo en Pennsylvania se estimó que la extracción del *shale gas* fue responsable en el 2008 de generar US\$ 2,263 millones en la actividad económica, 29,284 puestos de trabajo y el pago de US\$238.5 millones en impuestos.

del petróleo se incluye en el modelo. Estos resultados pueden indicar que el precio del petróleo juega un rol importante al determinar los precios del gas natural en ambos lados del Atlántico, y que la influencia del arbitraje en el mercado de LNG puede ser menor.

Finalmente, en un estudio reciente, Ramberg y Parsons (2012) analizan si los precios del gas natural y del petróleo están cointegrados, realizando una serie de ajustes en vista de que en los últimos años estos dos precios se han disociado. Para ello, enfatizan en dos puntos que no se han tomado en cuenta al momento de analizar la cointegración: (i) existe una enorme volatilidad del precio del gas natural que no ha sido explicada, y (ii) la relación de cointegración no es estable a lo largo del tiempo.

En ese sentido, el análisis de cointegración se divide en cuatro componentes. Primero, se analiza la relación fundamental entre los precios del gas natural y del petróleo, es decir, la ecuación de cointegración. Segundo, el mecanismo de corrección de errores, el modelo estima la tasa a la que el precio del gas natural vuelve a la relación original. Tercero, existen factores exógenos (estacionalidad, interrupciones de oferta y olas temporales de calor y de frío) que causan que el precio del gas natural se desvíe de la relación fundamental. Finalmente, se analiza la volatilidad residual del precio.

Debido a que el modelo tiene poco poder explicativo (probablemente porque el análisis trata de encontrar una relación única entre los precios en un periodo largo del tiempo, cuando la relación ha evolucionado en ese periodo), los autores realizan el análisis de cointegración considerando dos puntos de quiebre, el 6 de febrero del 2009 y el 10 de marzo del 2006. Los autores encuentran que la relación entre los precios del gas natural y del petróleo no es estable en periodos largos de tiempo, ya que en el segundo periodo el ratio precio del petróleo – precio del gas natural ha aumentado en relación al primer periodo.

Por último, el estudio concluye tres puntos en relación a la disociación de los precios. Primero, pueden existir muchos periodos en los que los precios no tengan la relación usual, a la que volverían posteriormente. Segundo, los precios pueden tomar una nueva relación luego de disolver su relación anterior. Así, no existe evidencia de que la relación entre los precios del gas natural y del petróleo se haya disuelto por completo.

Cabe mencionar que, en una edición especial de *The Energy Journal* publicada en el 2009 que está relacionada con las perspectivas del mercado mundial del gas natural, Huntington (2009) señala dos aspectos que son comunes en los estudios realizados y que están relacionados con el grado de integración de los mercados de gas natural. El primer aspecto

está relacionado con el consenso de que la seguridad energética se puede alcanzar de manera más efectiva expandiendo el mercado de gas natural hacia uno más integrado y eficiente. Este desarrollo tiene especial relevancia si se toma en cuenta las distintas opciones de abastecimiento y los riesgos asociados de interrupción debido a eventos inesperados o factores geopolíticos. El segundo aspecto es que los precios del gas natural en el largo plazo tenderán a ser más estables ante cambios en las condiciones de oferta y de demanda de lo que han sido hasta ahora. Estos dos aspectos son importantes en términos de poner en perspectiva el desarrollo del mercado internacional de gas natural en el futuro.

Como se ha podido observar, el análisis de los niveles de integración de los mercados de gas natural es de particular relevancia debido a la importancia que ha venido cobrando esta fuente de energía a nivel internacional. El uso del análisis de series de tiempo para analizar los niveles de integración tanto en el corto como en el largo plazo sugiere que los aún existen una serie de limitaciones para que el gas natural siga un proceso similar al del petróleo como *commodity*. Estas limitaciones están relacionadas con el desarrollo de infraestructura asociada a las garantías que ofrecen los contratos a largo plazo así como al desarrollo de opciones de comercialización como el LNG. Estos factores junto con las expectativas respecto del desarrollo de fuentes no convencionales de gas natural pueden contribuir a generar escenarios más favorables hacia mayores niveles de integración entre los mercados regionales de gas natural en el mediano y largo plazo. Finalmente, el Cuadro N°3 presenta un resumen de los estudios considerados en esta sección del documento.

Cuadro N° 3: Resumen de estudios previos sobre Integración de Mercados de Gas Natural

Autores	Año de Publicación	VARIABLES	Ámbito de aplicación	Modelo(s)	Resultados y conclusiones
De Vany y Walls	1993	Precios spot diarios	Estados Unidos	Modelo de Cointegración de Engle y Granger	La mayoría de mercados no estaban integrados en 1987, mientras que utilizando información de 1991, más del 65% de los mercados ya estaban integrados. Se confirma que la cointegración de los precios era evidencia de que el <i>Open Acces Rule</i> había contribuido a que los mercados de gas natural sean más competitivos.
Cuddintong y Wang	2005	Precio spot diarios	Estados Unidos	Modelos AR	Evidencia de integración al interior y entre las regiones Centro y Este (durante el período 1993-1997), con periodos de ajuste de precios entre 5 y 6 días. Evidencia de bajos niveles de integración respecto de la región Oeste. Las reformas implementadas por la <i>FERC</i> no habrían contribuido a generar un mercado mayorista integrado para el gas natural en EEUU.
Silverstovs et al.	2005	Precios de importación por ductos y LNG	Europa, Japón y Estados Unidos	ACP y Modelo de Cointegración de Johansen	Los resultados del ACP muestran la existencia de co-movimientos al interior de los mercados europeo/japonés y norteamericano, respectivamente. De manera similar, los autores muestran que al interior de los mercados europeo/japonés y el norteamericano existen relaciones de cointegración, así como la ausencia de cointegración entre los dos grupos de mercados.
Brown y Yucel	2009	Precios de Henry Hub, NBP, WTI y Brent	Estados Unidos y Europa	Modelo de Cointegración de Johansen, Modelo de Corrección de Errores (MCE), Modelo Multivariado	Todos los pares de precios están cointegrados. Mediante el MCE encuentran que existe una causalidad bidireccional entre los precios del <i>Henry Hub</i> y el NBP, lo cual es un indicativo del arbitraje existente a lo largo del Atlántico. Mediante el modelo multivariado encuentran que los precios del gas natural en ambos lados del Atlántico se ajustan a desviaciones de la relación de largo plazo entre los precios del gas natural y del WTI.
Ramberg y Parsons	2012	WTIN y Henry Hub	Mundial	Modelo de Vector de Corrección de Errores	La relación entre los precios del gas natural y del petróleo no es estable en periodos largos de tiempo. Además, pueden existir muchos periodos en los que los precios no tengan la relación usual, a la que volverían posteriormente.

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

4. Integración de los Mercados de Gas Natural: Metodología

En esta subsección se describen brevemente las metodologías utilizadas en el análisis de integración de los mercados regionales de gas natural: el Análisis de Componentes Principales (ACP) y el Análisis de Cointegración. En los Anexos N° 1 y N° 2 se precisan algunos aspectos en relación a estas metodologías.

4.1 Análisis de componentes principales

El objetivo del ACP es capturar, a través de una pequeña cantidad de componentes, las interrelaciones que se establecen entre un conjunto determinado de variables. En específico, estos componentes se construyen como combinaciones lineales de las variables originales y tienen la propiedad de explicar toda la varianza del conjunto de variables originales. Así, en el caso de los precios del gas natural, se trata de determinar el menor número de componentes que capturan la mayor parte de las interrelaciones de las series de precios. Si los mercados de gas natural estuviesen integrados, entonces los precios deberían moverse de manera conjunta en el tiempo y, adicionalmente, la estructura de la correlación entre las series de precio podría ser descrita por un único componente principal, lo que ofrece información sobre el comportamiento en el largo plazo. Sin embargo, si los mercados de gas natural no estuviesen integrados, es necesario más de un componente para describir la interrelación entre las series de precios en distintos mercados. En este caso, el ACP permite agrupar las series con dinámicas similares y en ese sentido, este análisis es de carácter preliminar en relación al uso del análisis de cointegración que se presenta en sub-secciones adicionales.

4.2 Análisis de Cointegración

Para el análisis relacionado con la integración de los mercados internacionales de gas natural se aplica el análisis propuesto por Johansen (1995). Esta aproximación permite probar la existencia de un número de relaciones de cointegración, identificar los vectores de cointegración y hacer inferencia sobre las relaciones de cointegración estimadas dentro del marco de análisis de Máxima Verosimilitud. El método de Johansen está basado en un modelo $VAR(k)$ sin restricciones expresado en forma de corrección de errores:

$$\Delta Y_t = \sum_{i=1}^{k-1} \Gamma_i \Delta Y_{t-i} + \Pi Y_{t-1} + B X_t + \varepsilon_t$$

donde Y_t denota un vector (de dimensión $p \times 1$) de variables, Γ_i con $i=1, \dots, k-1$ es la matriz de coeficientes de corto plazo, Π es la matriz de impacto de largo plazo, la cual resume toda la información de largo plazo en el proceso estocástico Y_t y cuyo rango determina el número de vectores de cointegración en el sistema, X_t es un vector (de dimensión $d \times 1$) de variables determinísticas y ε_t representa un proceso Gaussiano i.i.d multivariado.

Cuando todas las variables Y_t son $I(1)$, la presencia de r vectores de cointegración linealmente independientes implica que la matriz de impacto de largo plazo puede ser representada como $\Pi = \alpha\beta'$, donde α y β son matrices de dimensión $p \times r$ con rango columna completo. La matriz β contiene los vectores de cointegración y la matriz α es la matriz de coeficientes de ajuste para los desequilibrios respecto de las relaciones de cointegración. Nótese que la ausencia de cointegración entre las variables Y_t , implica que el rango de Π es cero, $r = 0$, y que la ecuación anterior se puede expresar como un $VAR(k-1)$ en primeras diferencias de las variables originales, ΔY_t .

4.3 Base de datos y hechos estilizados

Con el objetivo de identificar la existencia de integración de mercados de gas natural se toma en cuenta series de tiempo con periodicidad mensual para el período 1995:1-2011:8. Las series corresponden a los precios promedio de importación de gas natural (ya sea a través de red de ductos o bajo la modalidad de LNG) de las mayores zonas de consumo como Europa (red de ductos y LNG), EEUU (red de ductos y LNG) y Asia (LNG, Japón y Korea). Estos precios son denotados como Ductos Europa, LNG Europa; Ductos EEUU, LNG EEUU y LNG Asia, respectivamente. Estos precios de importación corresponden a los precios promedio reportados por la *International Energy Agency* (IEA).³⁵

De manera similar a Siliverstovs et al (2005) y con el objetivo de reflejar la liberalización del mercado de gas natural en Norteamérica, se incluye en el análisis el precio

³⁵ Esta información es reportada en la publicación trimestral “*Energy Prices and Taxes*”

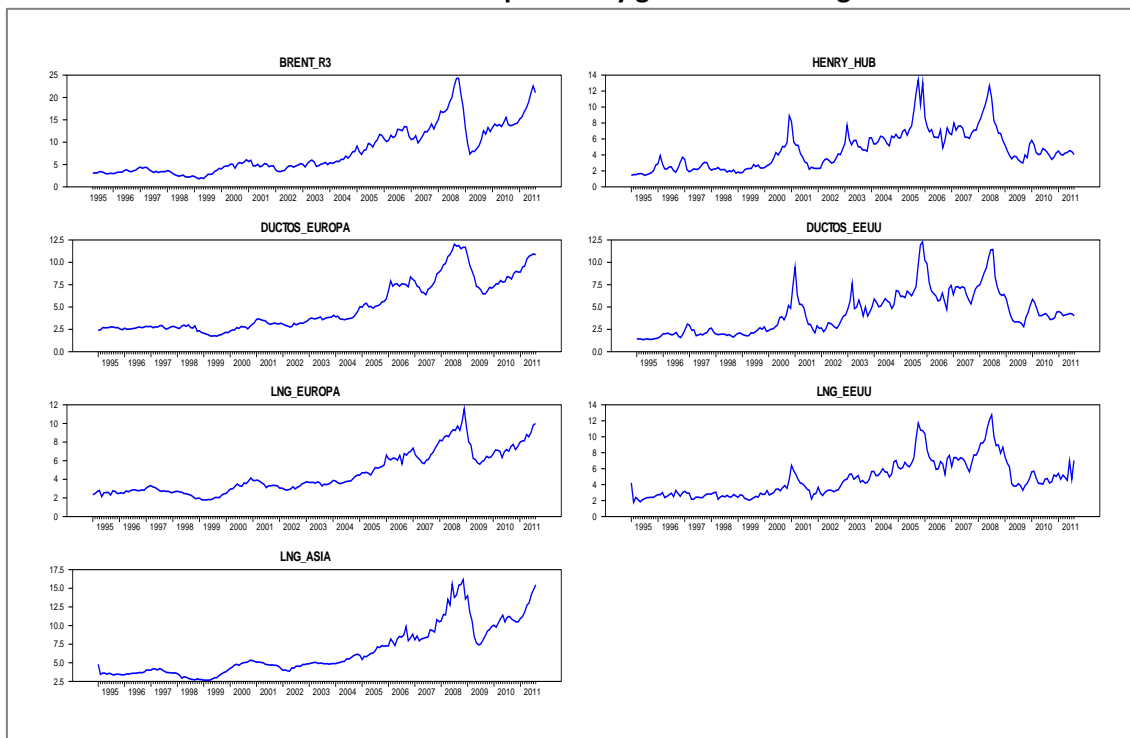
spot del marcador *Henry Hub*. Los precios spot promedio del marcador *Henry Hub* han sido tomados de la *Energy Information Administration* (EIA).³⁶ Adicionalmente, con la intención de analizar la interacción entre el precio del petróleo y el gas natural, también incluimos el precio spot promedio para el marcador *Brent* reportado por la EIA³⁷ con un rezago de tres meses para reflejar la indexación de precios de gas natural a los precios de petróleo en los contratos de largo plazo en Europa y Asia (Däuper2004; Coleman 2011). Finalmente, para asegurar la compatibilidad en el análisis, todos los precios están expresados en US\$/MMBTU.³⁸

El Gráfico N° 21 muestra la series utilizadas en el análisis. Como se puede observar los precios de gas en Europa y Asia muestran una fuerte relación. Adicionalmente, estos precios (tanto en ductos como el LNG) estarían muy relacionados con el desempeño del Brent como consecuencia de la indexación del gas con el petróleo en los contratos de largo plazo para el gas natural. Por otro lado, los precios en Norteamérica (*Henry Hub*, Ductos EEUU y LNG EEUU) también muestran una fuerte relación. Nótese que los precios del gas natural en Norteamérica reflejan eventos como la crisis energética de California (2000) y los ataques terroristas en septiembre del 2001. Estos eventos no se ven reflejados en los precios del gas natural en Europa y Asia, lo cual podría indicar la falta de integración de mercados en estas regiones.

³⁶ Esta información es publicada en <http://www.eia.gov/naturalgas/data.cfm#prices>

³⁷ Esta información es publicada en <http://www.eia.gov/petroleum/data.cfm#prices>

³⁸ Los precios para el crudo del marcador Brent han sido convertidos a esta unidad utilizando el factor de conversión estándar de 1 barril de crudo= 5.46 MMBTU.

Gráfico N° 21: Precios de petróleo y gas natural en logaritmos

Fuentes: EIA, IEA

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Sin embargo, en todos los precios se reflejan los efectos de la crisis financiera internacional. En ese sentido es importante diferenciar si los mayores niveles de integración entre las regiones debido al desarrollo del mercado del LNG contribuyeron a intensificar los efectos de la crisis financiera internacional sobre los precios del gas natural. Nótese que para los últimos períodos los precios del gas natural se han estado reduciendo en Norteamérica, mientras que en Europa y Japón se han estado incrementando. Esto podría estar reflejando el efecto del incremento de reservas de shale gas en EEUU, el cual aún no se estaría reflejando en los precios del gas natural en Europa y Asia debido a la falta de integración entre estos mercados. El Cuadro N° 4 muestra los estadísticos descriptivos para los precios en niveles y en logaritmos.

Cuadro N° 4: Estadísticos Descriptivos

Variable	Media	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo	Asimetría	Curtosis
Brent (US/MMBTU)	7.90	5.30	1.80	24.31	1.04	3.28
Brent(Log)	1.85	0.65	0.59	3.19	0.20	1.90
Ductos Europa (US\$/MMBTU)	5.01	2.85	1.74	12.03	0.86	2.48
Ductos Europa (Log)	1.46	0.54	0.55	2.49	0.36	1.77
LNG Europa (US\$/MMBTU)	4.61	2.25	1.78	11.58	0.83	2.64
LNG Europa (Log)	1.42	0.47	0.58	2.45	0.26	1.92
LNG Asia (US\$/MMBTU)	6.48	3.35	2.66	16.17	1.05	3.17
LNG Asia (Log)	1.75	0.48	0.98	2.78	0.39	2.06
Henry Hub (US\$/MMBTU)	4.61	2.46	1.44	13.42	1.06	4.15
Henry Hub (Log)	1.39	0.53	0.53	2.60	0.01	2.11
Ductos EEUU (US\$/MMBTU)	4.37	2.38	1.34	12.30	0.92	3.58
Ductos EEUU (Log)	1.33	0.55	0.29	2.51	-0.04	1.99
LNG EEUU (US\$/MMBTU)	4.73	2.31	1.77	12.75	1.09	3.82
LNG EEUU (Log)	1.44	0.46	0.57	2.55	0.27	2.10

Fuente: EIA, IEA

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

4.4 Análisis de los resultados

4.4.1 Resultados del Análisis de Componentes Principales

En esta sección se aplica el Análisis de Componentes Principales (ACP) a las series de precios de gas natural con el objetivo de hallar evidencia de la integración de los mercados de gas natural a nivel inter-regional, es decir, precios de gas natural en EEUU, Europa y Asia; así como integración a nivel intra-regional, es decir, precios en Europa (Ductos y LNG) o el precio por red de ductos y el precio spot del marcador *Henry Hub* en EEUU.

Los resultados del ACP aplicado a las series de precios de gas natural se muestran en el Cuadro N° 5. Se observa que dos componentes principales explican el 98% de la variación total del sistema.

Los restantes componentes principales sólo contribuyen marginalmente a explicar esta variación.

Cuadro N° 5: Análisis de Componentes Principales

Matriz de covarianzas de las variables en logaritmos							
	Comp.1	Comp.2	Comp.3	Comp.4	Comp.5	Comp.6	Comp.7
Eigenvalores	6.06	0.79	0.07	0.03	0.02	0.02	0.01
Cambio en la proporción de varianza	0.87	0.11	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
Proporción acumulada de la varianza	0.87	0.98	0.99	0.99	1.00	1.00	1.00
Eigenvectores							
Variable	Vector 1	Vector 2	Vector 3	Vector 4	Vector 5	Vector 6	Vector 7
LNG EEUU	0.38	0.32	-0.75	-0.29	-0.14	0.28	-0.10
Ductos EEUU	0.36	0.48	0.16	-0.21	0.54	-0.51	0.14
Henry Hub	0.35	0.52	0.41	0.46	-0.36	0.30	-0.03
Brent	0.39	-0.27	0.22	-0.43	-0.63	-0.38	0.08
LNG Europa	0.39	-0.31	0.02	0.21	0.20	-0.11	-0.81
LNG Asia	0.38	-0.33	0.30	-0.30	0.35	0.62	0.24
Ductos Europa	0.38	-0.34	-0.33	0.58	0.06	-0.20	0.50

Fuente: Estimaciones propias

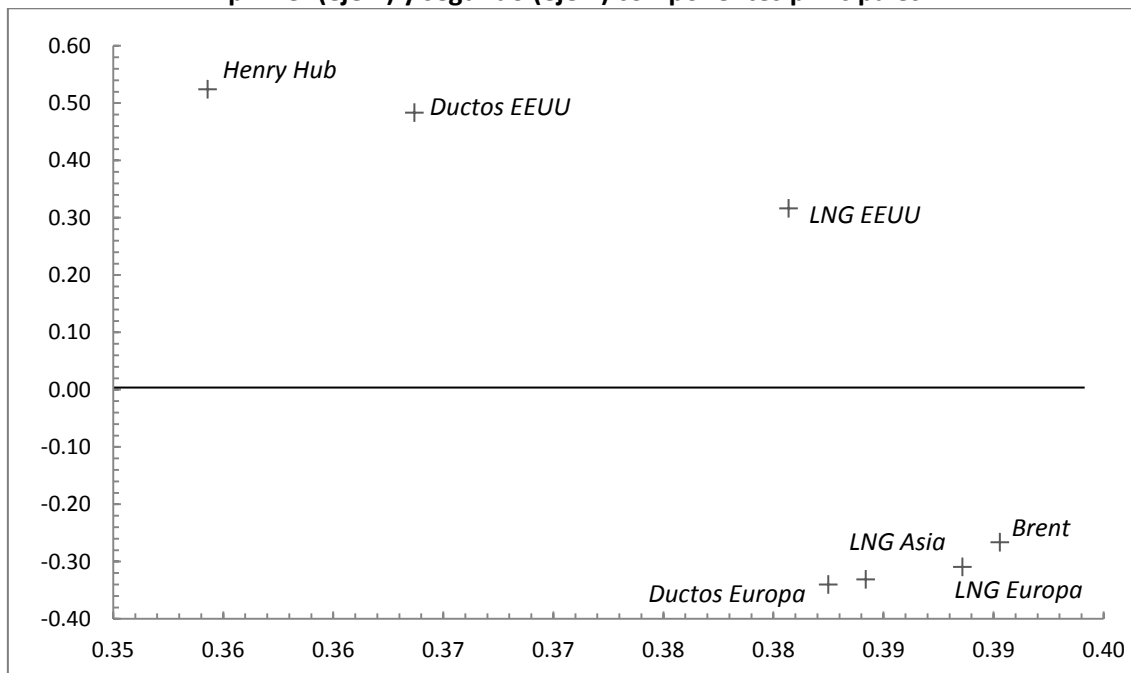
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Adicionalmente, el Gráfico N° 22 muestra el primer plano factorial generado por los dos primeros componentes principales. Se observa claramente que existen dos grupos de variables que tienen características similares: Ductos EEUU, LNG EEUU y *Henry Hub*³⁹, y por otro lado, Ductos Europa, LNG Europa, LNG Asia y Brent. Este agrupamiento es consistente con lo comentado a partir del Gráfico N° 21.

En resumen, el ACP indica co-movimientos dentro de cada conjunto de precios (Europa/Asia y Norteamérica), pero sugiere también que los mercados Europeo/Asiático y norteamericano no comparten una dinámica en común, lo cual refuerza la idea de bajo grado de integración entre estos mercados a pesar del desarrollo del mercado del LNG. En la siguiente sección complementamos nuestro análisis con las pruebas de cointegración para las series de precios del gas natural.

³⁹ Este agrupamiento difiere del que sugiere Siliverstovs et al (2005), ya que mencionan que la serie LNG EEUU podría no pertenecer a ningún grupo debido a las variaciones en su comportamiento durante el período de ellos analizan, explicado por una serie de eventos que hicieron que el precio del LNG se “desacople” del marcador Henry Hub durante los 90’s.

Gráfico N° 22: Análisis de Componentes Principales: Primer plano factorial generado por el primer (eje X) y segundo (eje Y) componentes principales



Fuente: Estimaciones propias

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

4.4.2 Resultados del Análisis de Cointegración

i. Propiedades de estacionariedad de las series de precios

El primer paso para determinar que un conjunto de variables comparten una tendencia estocástica común es probar la existencia de estas tendencias estocásticas (raíces unitarias) en un proceso estocástico autorregresivo para cada una de las series de tiempo y así determinar el grado de integración de estas series.

Una serie de tiempo sin componente determinístico que tiene una representación ARMA invertible que es estacionaria luego de diferenciarla d veces, se conoce como una serie integrada de orden d , y se denota como $I(d)$.

Para determinar el grado de integración de las series de precios de gas natural analizadas se utilizan tres pruebas de raíz unitaria: la prueba Dickey-Fuller Aumentada (ADF), la prueba Phillips-Perron (PP) y la prueba Kwiatkowsky-Phillips-Schmidt-Shin (KPSS). Cabe recordar que en el caso de las dos primeras pruebas (ADF y PP), se considera la hipótesis nula

de no estacionariedad para la serie de tiempo, mientras que en el caso de la prueba KPSS considera como hipótesis nula la estacionariedad de la serie de tiempo.

El Cuadro N° 6 muestra los resultados de las pruebas de raíz unitaria para las series de precios en logaritmo y sus primeras diferencias (tasa de crecimiento de los precios). Así, se observa que en el caso de las series en logaritmos, la hipótesis nula de que las series son $I(1)$ no se puede rechazar en las pruebas ADF y PP, mientras que la hipótesis nula de que las series son $I(0)$ es rechazada en la prueba KPSS. Cuando se aplican las pruebas a la primera diferencia del logaritmo de las series, los resultados sugieren que todas las series son $I(0)$. Así, se pueden concluir que todas las series en logaritmos de precios de gas natural consideradas son $I(1)$ y en esa medida el análisis de cointegración es una herramienta válida para analizar sus propiedades de manera conjunta.

Cuadro N° 6: Pruebas de Raíz Unitaria

Variable	Serie en log			Primera diferencia de la serie en log		
	ADF	PP	KPSS	ADF	PP	KPSS
Brent	-0.77	-0.75	1.58 ***	-11.45 ***	-11.45 ***	0.05
Ductos Europa	-0.07	-0.47	1.59 ***	-5.54 ***	-13.07 ***	0.08
LNG Europa	-0.40	-0.56	1.58 ***	-6.63 ***	-14.72 ***	0.07
LNG Asia	-0.65	-0.19	1.59 ***	-5.18 ***	-15.53 ***	0.18
Henry Hub	-2.41	-2.41	1.16 ***	-12.72 ***	-12.68 ***	0.09
Ductos EEUU	-2.17	-2.26	1.24 ***	-12.27 ***	-12.22 ***	0.09
LNG EEUU	-2.12	-1.96	1.29 ***	-18.01 ***	-18.01 ***	0.06

Nota: 5% de significancia (**), 1% de significancia (***).

Las pruebas para las series en niveles toman en cuenta intercepto pero no tendencia. La pruebas para las primeras diferencias no toman en cuenta intercepto ni tendencia lineal para el caso de ADF y PP, mientras que la prueba KPSS toma en cuenta intercepto.

Fuente: Estimaciones propias

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

ii. Pruebas de Cointegración y Resultados

Para el análisis de cointegración bajo el marco propuesto por Johansen (1995) se han distinguidos dos tipos de hipótesis. En primer lugar se considera la presencia de cointegración entre pares de precios como evidencia de integración de mercados, dado que el par de precios comparten una tendencia estocástica común. Obviamente, la ausencia de cointegración implica que cada precio es determinado por una tendencia estocástica individual y que los mercados no están integrados.

En segundo lugar, condicional en los resultados de las pruebas de cointegración en un contexto bivariado, se analiza si los mercados a través del Atlántico están integrados o no. Para ello se realizan pruebas de cointegración en un contexto trivariado. Los resultados de las pruebas de cointegración para pares de precios de gas natural se muestran en el Cuadro N° 7.

Cuadro N° 7: Resultados de las pruebas de cointegración de Johansen en el caso bivariado

		Henry Hub	Ductos EEUU	LNG EEUU	LNG Europa	Brent	LNG Asia
Ductos EEUU	$H_0: r = 0$	21.01 ***					
	(a) $\hat{\beta}$ (b)	1, -1.04 (0.01)					
LNG EEUU	$H_0: r = 0$	32.68***	15.83**				
	$\hat{\beta}$	1, -1.04 (0.02)	1, -1.10 (0.04)				
LNG Europa	$H_0: r = 0$	13.12	12.66	11.03			
	$\hat{\beta}$						
Brent	$H_0: r = 0$	12.80	14.23	18.61	63.80***		
	$\hat{\beta}$				1, -1.29 (0.007)		
LNG Asia	$H_0: r = 0$	11.62	9.43	12.19	20.49***	18.71***	
	$\hat{\beta}$				1, -1.20 (0.02)	1, -0.93 (0.02)	
Ductos Europa	$H_0: r = 0$	17.91	15.69	10.81	24.21***	50.31***	16.81***
	$\hat{\beta}$				1, -1.04 (0.01)	1, -0.81 (0.03)	1, -0.89 (0.02)

Nota: 5% de significancia (**), 1% de significancia (***).

(a) Se reporta el estadístico de la traza para la hipótesis nula de no cointegración.

(b) Se reportan los parámetros estimados (sin considerar restricciones) del vector de cointegración β , normalizado en las variables fila con el error estándar en paréntesis.

Fuente: Estimaciones propias

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Los resultados son consistentes con lo reportado por el Análisis de Componentes Principales, es decir, existe evidencia de cointegración para los distintos mercados en Norteamérica y para los mercados Europeo/Asiático, pero no existe cointegración entre los mercados Europeo/Asiático y Norteamericano. Adicionalmente, el Cuadro N° 8 muestra los resultados para las pruebas de cointegración en un contexto trivariado. Así, se ha considerado para cada caso un par de variables que cointegran (de acuerdo con los resultados de la prueba bivariada y para los mercados Europeo/Asiático) y se ha agregado una serie de precios del mercado Norteamericano. Los resultados mostrados refuerzan toda la evidencia previa en

términos de la existencia de cointegración al interior de los mercados Europeo/Asiático y norteamericano pero no es posible encontrar evidencia de cointegración entre ellos.

Cuadro N° 8: Resultados de las pruebas de cointegración de Johansen en el caso trivariado

Grupo	$H_0: r = 0$ (a)	$H_0: r \leq 1$	$H_0: r \leq 2$	LR (b)
Brent, Ductos Europa, Ductos EEUU	59.50***	12.20	4.72**	0.39
Brent, LNG Europa, Ductos EEUU	83.42***	10.47	4.64**	0.71
Ductos Europa, LNG Asia, Henry Hub	60.28***	17.18	4.91**	0.26

Nota: 5% de significancia (**), 1% de significancia (***).

- (a) Se reportan los estadísticos de la traza para las hipótesis nulas para el rango de cointegración ($r = 0$, $r \leq 1$ y $r \leq 2$).
- (b) Se reporta el test de ratio de verosimilitud para la hipótesis nula de que el precio en negritas puede ser excluido del vector de cointegración estimado. El estadístico LR sigue una distribución χ^2 con un grado de libertad.

Fuente: Estimaciones propias

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Los resultados obtenidos en esta sección muestran evidencia de ciertos niveles de integración entre los mercados regionales de gas natural. Al respecto, se evidencia aún la falta de integración entre el mercado norteamericano con los mercados europeo y asiática. Estos resultados se encuentran alineados con la identificación de una serie de factores que estarían limitando que el gas natural siga un proceso de desarrollo similar al del petróleo en cuanto a su comercialización. En ese sentido, factores como el desarrollo de la infraestructura sin la necesidad de establecimiento de contratos de largo plazo previos, el desarrollo del LNG como alternativa para la comercialización de gas natural y la explotación de fuentes no convencionales a partir del uso de nuevas tecnologías podrán reconfigurar el escenario actual de los mercados internacional del gas natural hacia mercados más integrados.

5 Conclusiones

La evolución del consumo de gas natural en los últimos años indica que este combustible ha empezado a tener una posición cada vez más preponderante respecto a otros combustibles alternativos como el petróleo y el carbón, debido a sus ventajas en diferentes usos como el eléctrico e industrial. Las proyecciones indican que esta tendencia continuará en los próximos años, incluso se habla del inicio de una “Era Dorada del Gas Natural”. Según la IEA (2011b), bajo el escenario GAS, la demanda mundial de gas natural aumentará de 3.1 tcm en el 2008 a 5.1 tcm en el 2035, es decir un incremento de 62%.

Esta evolución ha tenido su correlato en el desarrollo de los mercados del gas natural a nivel mundial. Este desarrollo, si bien ha sido diferenciado dependiendo de las políticas e historia de la entrada del gas natural, ha estado marcado principalmente por una tendencia a la desregulación y desarrollo de mercados *spots* dinámicos, destacando el impresionante desarrollo logrado en Norteamérica en base a estas políticas. Paralelamente, el funcionamiento de los mercados ha llevado a que se generen incentivos para el desarrollo de nuevas tecnologías que han permitido explotar yacimientos no convencionales o hacer masivo el transporte de gas natural licuefactado, destacando los flujos hacia el mercado asiático y en menor medida Europa, donde la dependencia del transporte por ductos todavía es alta, principalmente desde Rusia. Todo ello ha llevado a su vez a un paulatino proceso de integración de los mercados regionales, tradicionalmente separados por los costos de transporte y un creciente grado de *commoditización*, haciendo que las inversiones ya no dependan solo de la firma de contratos de largo plazo o los planes energéticos de los países. En este contexto, la región latinoamericana está empezando a tener un mayor protagonismo, aunque todavía no se ha aprovechado todo el potencial. El Perú destaca por poseer la primera planta de exportación de LNG de Latinoamérica.

Sin embargo, aunque se esperaría que el desarrollo futuro de los mercados de gas natural lleve a un mayor proceso de integración, algunos factores podrían incidir sobre este proceso como las crecientes necesidades de inversión en infraestructura para el LNG y ductos, así como posibles límites para aprovechar todo el potencial del *shale gas* (incluyendo los reparos por temas medio-ambientales).

En este documento se analizó, en base a métodos econométricos, el grado de integración de los mercados regionales de gas natural. El análisis de componentes principales y el análisis de cointegración muestran evidencia de cointegración entre los mercados de Europa

y Asia, pero no así entre estas regiones y Norteamérica. Ello se debería en parte a que en Norteamérica ya se tiene un mercado spot de gas natural, gracias a las importantes reformas que hicieron desde mediados de los ochentas, a que sus precios se han visto afectados por el desarrollo del *shale gas* y a los costos de transporte todavía altos para exportar a regiones alejadas, mientras que en los otros dos continentes aún son importantes los contratos de largo plazo indexados al precio del petróleo y el comercio a través de ductos, pese al incremento de las importaciones de LGN de Europa en los últimos años, sobre todo en países como España (de África e incluso América Latina) .

Las implicancias del análisis de integración de los mercados para un país como el Perú, donde los precios en boca de pozo son libres, mostrarían que todavía existen diferenciales de precios entre regiones que todavía darían incentivos para exportar el gas natural a regiones como Asia o Europa. Ello lleva a la necesidad de analizar, dentro de la política energética de los países, el costo de oportunidad que tendrían los agentes privados, y los consecuentes incentivos para los inversionistas, de poner restricciones al uso del gas natural o fomentar su uso en determinados segmentos como en la industria petroquímica, pudiendo identificarse los mecanismos de incentivos o subsidios que tendrían que implementarse si se considera adecuado fomentar estas industrias.

En un análisis posterior se podrían evaluar las proyecciones de precios en los diferentes mercados y ver tanto las tendencias de los precios como si los diferenciales de precios se mantendrían en el tiempo, lo cual también será de utilidad para la evaluación de políticas públicas como el Perú.

6 Referencias

- Aleskerov, Pointkovski, Ersel (2011). *Linear Algebra for Economists*. Springer
- Alonso, Tatiana (2006). *Integración gasífera en América Latina*. Latinwatch.
- Aune F. R., S. Glomsrød, L. Lindholt y K. E. Rosendahl (2005), *Are high oil prices profitable for OPEC in the long run?*, Discussion Papers 416. Research Department, Statistics Norway.
- Breña de La Rosa, Alejandro (2009), *Regulación de la Industria de Gas Natural en México: Logros alcanzados y oportunidades*. Congreso Internacional Desarrollo de la Industria del Gas Natural en el Perú.
http://www.osinerg.gov.pe/newweb/pages/GFGN/gas_natural/pdf/Regulacion_de_la_Industria_de_Gas_Natural_en_Mexico.pdf
- British Petroleum (2013a), *BP Statistical Review of World Energy*.
- British Petroleum (2013b), *Statistical review of world energy - full report*.
- Brito, Dagoberto y Peter Hartley (2007), "Expectations and the Evolving World Gas Market", *The Energy Journal*, 28 (1): 1-24.
- Brito, Dagoberto y Juan Rosellón (2010), "Pricing Natural Gas in Mexico: An Application of the Little-Mirrlees Rule – The Case of Quasi-Rents", *The Energy Journal*, 28(1): 1-24.
- Brown, Stephen y Yücel, Mine (2009), "Market Arbitrage: European and North American Natural Gas Prices", *The Energy Journal*. Special Issue, Pág. 167-185.
- Comisión Reguladora de México (2009), *Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano DIR-GAS-001-2009*.
- Cuddington, J. T. y Z. Wang (2005), "Assessing the degree of spot market integration for U.S. natural gas: evidence from daily price data", *Journal of Regulatory Economics* 29: 195-210.
- Däuper, O., (2004). *Gaspreisbildung und Europäisches Kartellrecht*. C.H. Beck-Verlag, München.
- De Vany, Arthur y Walls, David (1993), "Pipeline Access and Market Integration in the Natural Gas Industry: Evidence from Cointegration Tests", *The Energy Journal*, 14 (4): 1-19.
- De Vany, Arthur y Walls, David (1995), *The Emerging New Order in Natural Gas: Markets versus Regulation*. Quorum Books.
- EIA (2003), *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*.
- EIA (2011), *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*.
- Einar Knut y Lund Eirik (2007), "Globalization of Natural Gas Markets – Effects on Prices and Trade Patterns", *The Energy Journal*. Special Issue: 39-54.
- Enders, Walter (2009), *Applied Econometric Time Series*. Third Edition. Wiley Series in Probability and Statistics.

Energy Charter Secretariat (2007), *Putting a price on energy. International pricing mechanisms for oil and gas*, Bélgica.

Engle, Robert F. y C.W.J. Granger (1987). "Co-Integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing." *Econometrica*, 55(2): 251-76.

Fosco, Constanza y Eduardo Saavedra (2003a), *Mercados de Gas Natural: Análisis comparado de la experiencia internacional*.

Fosco, Constanza y Eduardo Saavedra (2003b), *Precios de Gas Natural en Chile: Una Primera Mirada al Desempeño de un Mercado Liberalizado*.

Hamilton, James (1994), *Time Series Analysis*. Princeton University Press.

Hartley, P. y K. B. Medlock (2005a) "The Baker Institute World Gas Trade Model". Geopolitics of Gas Working Paper Series. James A. Baker III Institute for Public Policy.

Hartley, P. y K. B. Medlock (2005b) "Political and Economic Influences on the Future World Market for Natural Gas". Geopolitics of Gas Working Paper Series. James A. Baker III Institute for Public Policy.

Huneeus, Carlos (2007), "Argentina y Chile: el conflicto del gas, factores de política interna Argentina", *Estudios Internacionales*, N° 158.

Huntington, Hillard (2009), "Natural Gas Across Country Borders: An Introduction and Overview", *The Energy Journal*. Special Issue: 1-8.

IEA (2011a). *Natural Gas Information*.

IEA (2011b), *World Energy Outlook. Are we entering a golden age of gas?*

Johansen, S. (1988), "Statistical Analysis of cointegration vectors", *Journal of Economic Dynamics and Control*, 12(213): 231-254.

Johansen, S. (1995), *Likelihood-Bases Inference in Cointegrated Vector Autoregressive Models*. Oxford University Press.

Juselius, K. (2006), *The Cointegrated VAR Model. Methodology and Applications*. Oxford University Press.

Kinnaman, T. (2011), "The economic impact of shale gas extraction: A review of existing studies", *Ecological Economics*, 70(7): 1243-1249.

Kozulj, Roberto (2012), *Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur*. Documento de proyecto, CEPAL.

Little, I. M. D. y J. A. Mirrlees (1968), *Manual of Industrial Project Analysis in Developing Countries*. París, Development Centre of the Organization for Economic Cooperation and Development.

Lütkepohl, Helmut (2007), *New Introduction to Multiple Time Series Analysis*. Springer.

Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia (2011), *Proyecciones de precios de gas natural y combustibles líquidos para generación eléctrica*.

Olaya Morales, Yris (2006). *LNG World Trade Model*. Colorado School of Mines. Division of Economics and Business.

Ramberg, David y Parsons, John (2012), “The Weak Tie Between Natural Gas and Oil Prices”, *The Energy Journal*, 33(2): 13 - 35.

Raykov, T. y G. A. Marcoulides (2008). *An Introduction to Applied Multivariate Analysis*. Taylor & Francis Group, LLC.

Razavi, Hossein (2009), “Natural Gas Pricing in Countries of the Middle East and North Africa”, *The Energy Journal*, 30(3): 1 – 22.

Silverstovs, B., L'Hégaret, G., Neumann, A. y C. von Hirschhausen (2005), “International market integration for natural gas? A cointegration analysis of process in Europe, North America and Japan”, *Energy Economics*, 27(4): 603-615.

Simmons & Company International (2005), *Liquified Natural Gas*.

Solís, Lino y Sara Larraín (2005), *Anillo Energético Sudamericano. Desafíos para la integración energética del Cono Sur*. Programa Chile Sustentable.

Takayama, T. y Judge, G. (1964), “Equilibrium among Spatially Separated Markets: A reformulation”, *Econometrica*, 32(4): 510-524.

Viscusi, Kip, John Vernon y Joseph Harrington (2000), *Economics of Regulation and Antitrust*. Tercera Edición. The MIT Press.

Zoback, Mark, Saya Kitasei, Brad Copithorne (2010), *Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development*. World Watch Institute, Briefing Paper 1.

Anexo N° 1: Análisis de Componentes Principales

1. Introducción

El Análisis de Componentes Principales (ACP) es una técnica estadística que tiene como objetivo reducir la dimensionalidad de las variables, para ello captura las interrelaciones de un gran número de variables observadas en una relativamente pequeña cantidad de combinaciones lineales (sumas ponderadas) de estas. Dichas combinaciones se conocen como **componentes principales**, éstas nuevas variables explican el total de la varianza del conjunto de variables iniciales; no obstante, el gran aporte del ACP es que sólo unos pocos de estos componentes principales logran explicar casi la totalidad de la varianza original.

Esta técnica se basa en el análisis de la matriz de correlaciones (covarianzas)⁴⁰ de un conjunto de variables. El objetivo del ACP es sintetizar las interrelaciones que se muestran en la matriz de correlaciones (covarianzas) a través de combinaciones lineales de las variables originales (componentes principales), que son subconjuntos de las variables iniciales. Una de las principales propiedades de estos componentes es que son ortogonales; es decir, cada componente agrega información adicional que no es recogida por los otros.

2. Algunas definiciones

El ACP está basado en los conceptos de valor propio (*eigenvalue*) y vector propio (*eigenvector*, auto-vector).⁴¹

Valores propios y vectores propios: Los valores propios de una matriz cuadrada A son las soluciones a la ecuación $|A - \lambda I_p| = 0$, lo cual significa anular el determinante de la matriz $A - \lambda I_p$.

Por otro lado, para encontrar los vectores propios se necesita resolver para cada valor propio $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_p$ las siguientes ecuaciones $Ax = \lambda_i x$ con $i = 1, 2, \dots, p$.

Al resolver las ecuaciones se puede notar que los vectores propios no son únicos pues si x es un vector propio para una matriz dada, entonces también lo es el vector (cx) para cualquier constante c ($conc \neq 0$). Debido a esto, resulta conveniente normalizar los vectores propios.

⁴⁰ Dependiendo de con qué matriz se trabaje se obtendrán resultados distintos.

⁴¹ Para una revisión detallada de estos conceptos y sus aplicaciones, ver Aleskerov (2011).

Así, el vector e_1 está normalizado si $e_1'e_1 = 1$. Adicionalmente, dos vectores propios normalizados (asociados a dos distintos valores propios) son ortogonales; es decir, $e_1'e_2 = 0$.

Los conceptos descritos permiten introducir la base del ACP, que es la reducción de la dimensionalidad de las variables a analizar.

3. Descripción del ACP

Supongamos que se cuenta con información acerca de p variables interrelacionadas. Tenemos entonces que el vector de información denotado por x , es de dimensión $p \times 1$. Además, se denota a la matriz de covarianzas, de dimensión $p \times p$, como $A = [a_{ij}]$, con lo cual tenemos que el vector de componentes principales (y) se define como: $y = Ax$

$$y = \begin{bmatrix} y_1 \\ \dots \\ y_p \end{bmatrix} = Ax = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \dots & a_{1p} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{p1} & a_{p2} \dots & a_{pp} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ \dots \\ x_p \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$= \begin{bmatrix} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1p}x_p \\ \dots \\ a_{p1}x_1 + a_{p2}x_2 + \dots + a_{pp}x_p \end{bmatrix}$$

Así, el vector de componentes principales es una transformación del vector x a partir de la matriz A .

Debe notarse que si $y = Ax = \lambda x$, donde A es una matriz de dimensión $p \times p$ y además $x \neq 0$, entonces el escalar λ es el valor propio (*eigenvalue*) de A y el vector x es el vector propio (*eigenvector*) de A correspondiente a su valor propio.

Existen tantos valores propios para una matriz cuadrada como su número de filas (o columnas), estos se denotan usualmente por $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_p$; ordenados de mayor a menor.

Para cada uno de los valores propios se puede encontrar un determinado vector propio.

Teorema de Descomposición Espectral:

Si $\lambda_1, \dots, \lambda_p$ y e_1, \dots, e_p son respectivamente los valores propios ($\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq \dots \geq \lambda_p$) y los vectores propios normalizados asociados de la matriz simétrica A ; entonces, dicha matriz puede ser representada por la siguiente suma:

$$A = \lambda_1 e_1 e_1' + \lambda_2 e_2 e_2' + \dots + \lambda_p e_p e_p' \quad (2)$$

Debido al teorema de la descomposición espectral es posible la reducción del número de variables analizadas eliminando aquellos componentes asociados a valores propios más pequeños, con lo cual es posible mantener la mayor cantidad de información posible contenida en la matriz A .

Nótese que las ponderaciones⁴² correspondientes a la primera combinación lineal y_1 son precisamente los elementos del vector propio normalizado correspondiente al mayor valor propio, λ_1 , de la matriz de correlación (o covarianzas). Asimismo, las ponderaciones de la segunda combinación lineal y_2 corresponden a los elementos del vector propio normalizado asociado al segundo mayor valor propio de la matriz A y así sucesivamente hasta hallar los pesos para el k -ésimo⁴³ ($1 \leq k \leq p$) componente principal. De esta manera, todo lo que se necesita para obtener los componentes principales es hallar los valores propios y los vectores propios (normalizados) de la matriz de covarianzas (o de correlación), la cual recoge las interrelaciones entre las variables iniciales.

Sobre el número de componentes principales

Una vez hallados los componentes principales, el siguiente paso en aras de capturar las interrelaciones entre las variables es decidir cuántos de los componentes obtenidos serán relevantes en el análisis; es decir, cuáles serán conservados. Para ello, es preciso conocer que:

$$\text{Var}(y_i) = \lambda_i \quad (3)$$

⁴² Las ponderaciones son los vectores $a_i = [a_{i1} \ a_{i2} \ \dots \ a_{ip}]$ de la matriz A en la ecuación 1.

⁴³ Dependiendo de cuantos valores propios hayan sido eliminados en la ecuación 2.

Dónde: $Var(\cdot)$ es la varianza y λ_i es el i -ésimo valor propio de la matriz analizada; es decir, el i -ésimo propio representa la varianza del i -ésimo componente principal. Se puede notar además que:

$$\begin{aligned} Var(y_1) + Var(y_2) + \dots + Var(y_p) &= Var(x_1) + Var(x_2) + \dots + Var(x_p) \\ &= \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_p \end{aligned} \quad (4)$$

Esta igualdad pone de manifiesto que la suma de las varianzas de todos los componentes principales es igual a la suma de las varianzas de todas las variables observadas; y que además, es también igual a la suma de los valores propios⁴⁴. Esto es, la varianza de las variables iniciales ha sido redistribuida entre los componentes principales.

Se pueden generar ratios como

$$r_k = \frac{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_k}{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_p} \quad (5)$$

que es la proporción de la suma de varianzas explicada por los primeros k ($k \leq p$) componentes principales. Así, dependiendo del criterio del investigador, se puede elegir el número de componentes principales a incorporar en el análisis.

Finalmente, se debe tener en cuenta que el ACP no debe ser interpretado como una técnica que elimina variables para futuros análisis. A pesar de que posiblemente sólo unos pocos componentes principales hayan sido empleados para explicar el fenómeno, estos son obtenidos gracias a la totalidad de variables explicativas.

⁴⁴ La técnica de ACP puede dar información acerca de la existencia de multicolinealidad entre las variables. Esto puede suceder si uno de los valores propios es muy cercano a cero, pues entonces $Var(y_j) = \lambda_j \approx 0$.

Anexo Nº 2: Análisis de Cointegración

1. Sobre el concepto de cointegración

El concepto de cointegración fue introducido por Engle y Granger (1987). El análisis que estos autores sugieren inicia considerando que un conjunto de variables económicas está en una situación de equilibrio de largo plazo cuando:

$$\beta_1 x_{1t} + \beta_2 x_{2t} + \dots + \beta_n x_{nt} = 0 \quad (1)$$

Donde $\beta = (\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n)$ y $x_t = (x_{1t}, x_{2t}, \dots, x_{nt})'$. Así, el sistema está en equilibrio de largo plazo cuando $\beta x = 0$. Las desviaciones respecto del equilibrio de largo plazo, denotadas por e_t , son tales que:

$$e_t = \beta x$$

Si el equilibrio entre las variables es significativo, entonces se debe cumplir que las desviaciones respecto del equilibrio de largo plazo sigan un proceso estacionario. Nótese que en este caso, el término de equilibrio está referido a cualquier relación de largo plazo generado por las fuerzas del mercado o por reglas de comportamiento de los agentes económicos, mientras que en otros casos (sobre todo en términos teóricos), el concepto de equilibrio está referido a una igualdad entre las transacciones deseadas y las realizadas. En los términos de Engle y Granger, las relaciones de equilibrio pueden ser causales, conductuales o una relación en forma reducida entre variables con similar tendencia. Engle y Granger (1987) ofrecen la siguiente definición de cointegración:

Los componentes de un vector $x_t = (x_{1t}, x_{2t}, \dots, x_{nt})'$ son *cointegrados de orden d, b* , lo cual se denota por $x_t \sim CI(d, b)$, si:

- 1) Todos los componentes de x_t son integrados de orden d .
- 2) Existe un vector $\beta = (\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n)$, tal que la combinación lineal $\beta x_t = \beta_1 x_{1t} + \beta_2 x_{2t} + \dots + \beta_n x_{nt}$ es integrada de orden $(d-b)$, donde $b > 0$.

El vector β es el denominado vector de cointegración.

Enders (2009) menciona cuatro aspectos a tomar en cuenta en esta definición:

- a) La cointegración se refiere típicamente a una combinación *lineal* de variables no estacionarias. Existen avances para probar la existencia de relaciones de equilibrio no lineales entre variables que son integradas. Adicionalmente, el vector de cointegración no es único, por lo que es usual la normalización de este vector a partir de uno de sus elementos.
- b) La cointegración se refiere a variables que son integradas del mismo orden. Esto no implica que todas las variables que son integradas deban cointegrar. Esta falta de cointegración implica una falta de relación de equilibrio en el largo plazo para estas variables. Así, si dos variables son integradas de distinto orden, entonces estas no pueden cointegrar. Sin embargo, es posible encontrar relaciones de equilibrio entre conjuntos de variables que son integradas con diferente orden. Lee y Granger (1990) usan el término de multi-cointegración para referirse a estos casos.
- c) Si x_t tiene n componentes no estacionarios, puede haber hasta $n-1$ vectores de cointegración linealmente independientes. El número de vectores de cointegración es denominado el rango de cointegración de x_t .
- d) La mayor parte de la literatura sobre relaciones de cointegración se enfoca en casos en los que las variables contiene una raíz unitaria. La razón es que las técnicas de regresión tradicionales en series de tiempo son aplicables cuando las variables son $I(0)$ y pocas variables económicas tienen un orden de integración mayor a la unidad. Así, es usual referirse al término *cointegración* cuando se tiene el caso de variables que son $CI(1,1)$.

2. Cointegración y Modelo de Corrección de Errores

Una característica principal de un conjunto de variables que tienen una relación de cointegración es que sus trayectorias en el tiempo están influenciadas por las desviaciones respecto del equilibrio de largo plazo. Esto debido a que si el sistema retorna a la relación de equilibrio de largo plazo, los movimientos de al menos algunas de las variables deben responder a la magnitud de los desequilibrios. Estos ajustes ante desviaciones de la relación de equilibrio de largo plazo responden a un mecanismo de corrección de error. En un modelo de corrección de error, la dinámica de corto plazo de las variables del sistema está influenciada por la desviación respecto del equilibrio de largo plazo. Este mecanismo se puede especificar

considerando un modelo con n variables. Formalmente, el vector $x_t = (x_{1t}, x_{2t}, \dots, x_{nt})'$ tiene un representación de corrección de error si puede ser expresado en la forma:

$$\Delta x_t = \pi_0 + \pi x_{t-1} + \pi_1 \Delta x_{t-1} + \pi_2 \Delta x_{t-2} + \dots + \pi_p \Delta x_{t-p} + \varepsilon_t \quad (2)$$

Donde:

π_0 es un vector (de dimensión $n \times 1$) de interceptos con elementos π_{i0}

π_i representa a las matrices (de dimensión $n \times n$) de coeficientes con elementos $\pi_{jk}(i)$

π es una matriz con elementos π_{jk} tal que uno o más de $\pi_{jk} \neq 0$

ε_t es un vector de términos de error con elementos ε_{it}

Nótese que los términos de error son tales que pueden estar correlacionados.

Supongamos que todas las variables en x_t son $I(1)$. Si es posible tener una representación de corrección de errores para este conjunto de variables, entonces necesariamente existe una combinación lineal de las variables $I(1)$ que es estacionaria. Manipulando la última ecuación se tiene:

$$\pi x_{t-1} = \Delta x_t - \pi_0 - \sum \pi_i \Delta x_{t-i} - \varepsilon_t \quad (3)$$

Como cada elemento de la derecha de la ecuación (3) es estacionario, πx_{t-1} también es estacionario. Hay dos aspectos que se deben tener en cuenta en cuanto a la matriz π .

- (a) Si todos los elementos de π son iguales a cero, (3) es un VAR tradicional en primeras diferencias. En estos casos no existe una representación de corrección de error dado que Δx_t no responde a las desviaciones respecto al equilibrio de largo plazo en períodos previos.
- (b) Si uno o más elementos de la matriz π son distintos de cero, Δx_t responde a las desviaciones del equilibrio de largo plazo en períodos previos. Así, estimar x_t a través de un VAR en primeras diferencias no es apropiado si x_t tiene una representación de

corrección de error. La omisión de πx_{t-1} implica un error de especificación si x_t tiene una representación como en (3).

3. Cointegración en sistemas de ecuaciones

El enfoque de Engle y Granger (1987) para analizar la cointegración tiene una serie de desventajas. El procedimiento de estimación de la regresión para el equilibrio de largo plazo requiere especificar una variable como endógena y utilizar las otras variables como regresores. Así, en la práctica, los resultados dependerán de qué variable se elija. Es decir, en algunos casos habrá evidencia de cointegración y en otros no, lo cual es una característica no deseable de este enfoque debido a que un test de cointegración debería ser invariante a la selección de la variable para la normalización. Este problema es mayor si se consideran más de dos variables y cualquiera puede ser considerada como endógena. Adicionalmente, en casos en los que se consideran tres o más variables, se sabe que es posible que exista más de una relación de cointegración (o más de un vector de cointegración). El método de Engle y Granger no tiene un procedimiento para una estimación de múltiples vectores de cointegración. Otra desventaja del método de Engle y Granger es que está basado en un procedimiento de dos etapas. El primer paso es generar los residuos \hat{e}_t y el segundo utiliza estos residuos para una regresión de la forma $\Delta \hat{e}_t = \alpha_1 \hat{e}_{t-1} + \dots$. Así, el coeficiente α_1 es estimado a través de los residuos de una regresión previa. Cualquier error introducido en el primer paso se arrastra al segundo.

Johansen (1988) propuso un enfoque que analiza la cointegración a través de un sistema de ecuaciones que puede ser estimado a través del método de Máxima Verosimilitud. El enfoque propuesto por Johansen evita la estimación a través de dos etapas y permite estimar y hacer pruebas de hipótesis sobre la existencia de múltiples vectores de cointegración. Adicionalmente, este enfoque permite hacer pruebas de hipótesis sobre restricciones a los vectores de cointegración y los parámetros de velocidad de ajuste. El procedimiento propuesto por Johansen está basado fuertemente en la relación entre el rango de una matriz y sus raíces características. Para mayores detalles sobre la implementación de este enfoque, se pueden revisar los textos de Johansen (1995) y Juselius (2006).

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN
Oficina de Estudios Económicos – OEE

Alta Dirección

Ing. Jesús Tamayo Pacheco Presidente del Consejo Directivo

Ing. Julio Salvador Jácome Gerente General

Equipo de Trabajo de la OEE

Dr. Arturo Vásquez Cordano Gerente de Estudios Económicos

Especialistas Sectoriales:

Raúl García Carpio (Gas Natural), Victor Zurita Saldaña (Minería), Humberto Ortiz Ruiz (Electricidad), Ricardo de la Cruz Sandoval (Hidrocarburos), Erix Ruiz Mondaca (Métodos Cuantitativos)

Analistas Económicos:

Francisco Coello Jaramillo, Carlos Miranda Velasquez

Asistentes:

Melissa Llerena Pratolongo, Guillermo Tesén Quispe

Asistente Administrativo:

Clelia Bandini Malpartida