



Abril | 230
2013

Serie Informe

Económico

La Revolución del *Shale Gas* en Chile y en el Mundo

Susana Jiménez S.
Francisco Albornoz C.

ISSN 0717-1536

Susana Jiménez S. es ingeniera comercial y magíster en Economía de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Magíster en Humanidades, Universidad del Desarrollo. Actualmente es economista *senior* de Libertad y Desarrollo.

Francisco Albornoz C. es estudiante de Ingeniería Comercial de la Universidad de Chile y alumno en práctica en Libertad y Desarrollo, entre enero y abril de 2013.

Índice

Resumen Ejecutivo	5
1. Antecedentes Generales	7
1.2. Revolución del Gas	7
1.2. <i>Shale Gas</i> : Qué Es y Cómo se Extrae	8
1.3. Otros Tipos de Gas no Convencional	10
2. Escenario Internacional del <i>Shale Gas</i>	10
2.1. Reservas Mundiales y su Distribución Geográfica	10
2.2. Desarrollos Regionales	13
3. Aspectos Ambientales del Gas Natural	22
3.1. Ventajas Ambientales del Gas Natural	22
3.2. Principales Cuestionamientos Ambientales	23
3.3. Mitigación del Impacto Social y Ambiental	26
4. Mercado del Gas Natural en el Mundo	28
5. El Gas Natural en Chile	30
5.1. Historia del Gas en Chile	30
5.2. Disponibilidad de Gas	32
5.3. Usos del Gas	35
6. Perspectivas del Gas Natural en Chile	36
6.1. ¿Cómo se Prepara la Oferta?	36
6.2. ¿Cómo se Vislumbra la Demanda?	40
6.3. Proyecciones de Precios del Gas	42
7. Recomendaciones de Política	44
8. Conclusiones	47
9. Referencias Bibliográficas	48

Resumen Ejecutivo

Durante los últimos años el gas natural ha tenido una fuerte expansión en la matriz energética global. Esta situación se ve ahora reforzada por el descubrimiento de formas rentables de extraer el *shale gas*, un tipo de gas natural no convencional que se encuentra incrustado en rocas subterráneas y que no era posible explotar comercialmente hasta hace pocos años. Lo anterior ha implicado que las reservas recuperables de gas aumentaran un 40% a nivel mundial, según cifras preliminares. A diferencia de lo que ocurre con los países que poseen la mayor parte de las reservas de gas natural convencional, los países que concentran las nuevas reservas recuperables se caracterizan, en general, por tener relativa estabilidad política, lo que ha alimentado las buenas perspectivas respecto del futuro de este recurso.

El gas natural posee importantes ventajas en cuanto al medio ambiente, en especial cuando es utilizado en reemplazo de otros combustibles fósiles, puesto que genera menores emisiones y constituye un buen complemento para el desarrollo de las energías renovables no convencionales. Si bien han existido cuestionamientos ambientales respecto de las técnicas que se usan para extraer el *shale gas*, se ha trabajado a nivel mundial para definir mejores prácticas que den garantías para un desarrollo sustentable de la industria.

EE.UU. ha liderado los avances en este sector, aumentando su producción de gas tan rápidamente que, en unos pocos años, pasaría de ser un importador de gas natural licuado a un potencial exportador. Por el contrario, otros países con reservas de *shale gas* se han auto impuesto una serie de barreras regulatorias, legales y ambientales que han impedido el desarrollo de una producción de gas natural a gran escala.

Chile no ha estado ajeno a este desarrollo y a las oportunidades que abre el *shale gas*, especialmente frente a la posibilidad de importar a futuro gas natural licuado desde EE.UU. a precios más baratos. Frente a esta perspectiva, se han anunciado una serie de proyectos, tanto para ampliar la oferta (acrecentando la capacidad de regasificación en terminales existentes y eventualmente realizando nuevos terminales marítimos), como para aprovechar la mayor disponibilidad del recurso en sus distintos usos, especialmente en la generación eléctrica. En particular, ante la dificultad que enfrenta la realización de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos basados en carbón, la alternativa del gas parece ser la mejor solución para cubrir las necesidades de energía eléctrica en el mediano plazo.

Hacia adelante, sin embargo, existe una importante incertidumbre respecto de la disponibilidad y las condiciones bajo las cuales Chile accederá al gas. En ese contexto, parece recomendable perseverar en la realización de centrales de generación eléctrica basadas en otras fuentes distintas al gas que muy posiblemente seguirán siendo más competitivas, como es el caso de los recursos hídricos y el carbón. Apostar solamente por la generación con gas natural licuado (en adelante GNL), podría terminar perpetuando la actual situación de altos precios de la electricidad, lo que nos haría perder competitividad frente al resto del mundo.

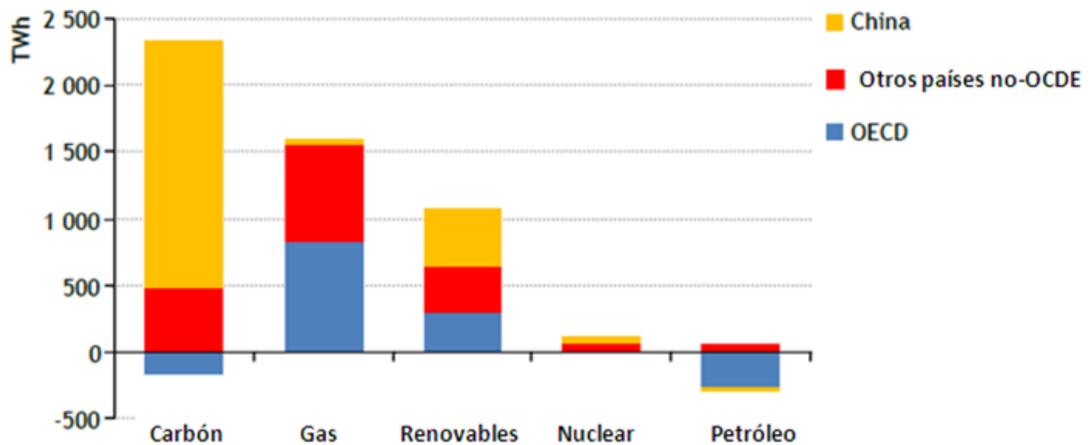
La Revolución del *Shale Gas* en Chile y en el Mundo

1. Antecedentes Generales

1.1. Revolución del gas

El uso de gas natural ha tenido una fuerte expansión en la matriz energética global durante las últimas dos décadas. Ha sido la principal forma de expansión energética, tanto en países de la OCDE como en economías emergentes, exceptuando a China que ha recurrido principalmente al carbón (gráfico N° 1).

Gráfico N° 1
Generación de energía eléctrica incremental entre 2000 y 2009, según fuente energética



Fuente: Informe “*Golden Age of Gas*”, Agencia Internacional de Energía (AIE) (2012).

Las principales ventajas del gas natural que han llevado a su mayor adopción son su menor nivel de emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes, la eficiencia en la generación de energía y la facilidad operacional para encender y apagar las centrales, lo cual lo convierte en una buena “fuente de apoyo” ante la masificación de las energías renovables no convencionales (en adelante ERNC).

Habiendo ya observado una evolución positiva a lo largo de los últimos años, recientes cambios a nivel de producción y reservas hacen prever que durante las próximas décadas el gas natural podría ocupar un lugar todavía más predominante a nivel global, desplazando al carbón como segundo combustible más usado a nivel mundial, superado solo por el petróleo. Estas proyecciones optimistas encontrarían fundamento en un informe publicado por la Agencia Internacional de Energía (AIE), denominado “*Golden Age of Gas*”, en el cual se plantea un escenario construido sobre varios supuestos que internalizan los recientes cambios a favor del uso del gas natural. Según este informe, la producción mundial de gas natural aumentaría en 1,8 trillones de metros cúbicos (tcm) de aquí al año 2035, para llegar a un total de 5,1 tcm¹.

El principal cambio que lleva a revisar al alza las proyecciones de producción de gas natural es el descubrimiento de formas de extracción económicamente viables para un tipo de gas llamado “*shale gas*”, con lo cual las reservas técnicamente recuperables de gas natural a nivel mundial aumentaron en un 40%. Este incremento de la oferta debería reducir los precios e incrementar la demanda durante las próximas décadas. Se abren, por lo tanto, importantes oportunidades para los países que podrían tomar mayor ventaja de este *boom* del *shale gas*.

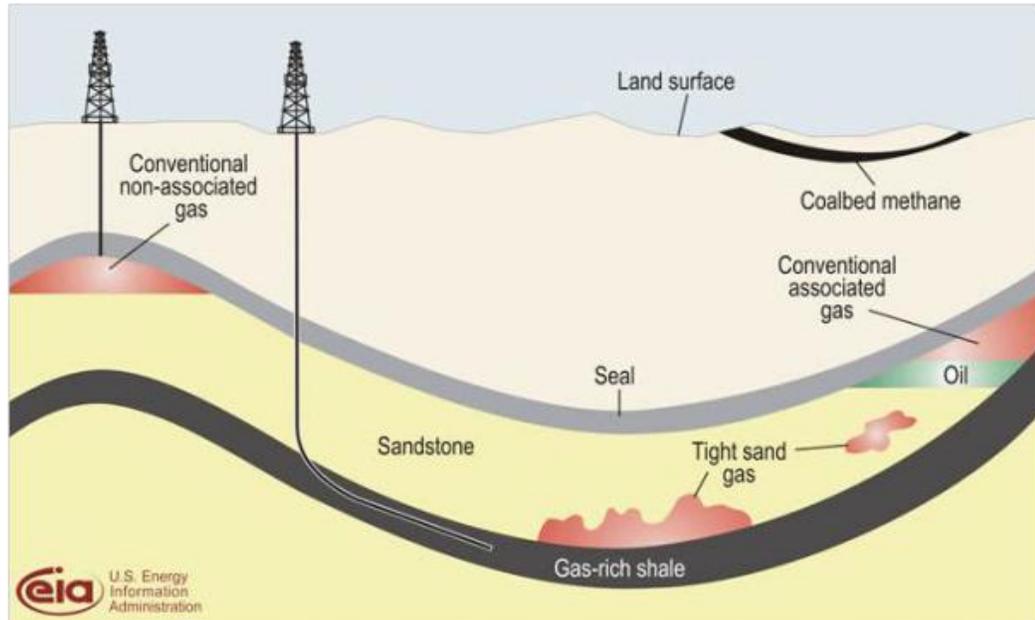
1.2. *Shale gas*: qué es y cómo se extrae

El *shale gas* (o gas de esquisto) es gas natural común pero extraído de una fuente no convencional, ya que se encuentra incrustado en formaciones rocosas metamórficas (rocas de esquisto). Estas rocas tienen material orgánico y se fragmentan debido a condiciones de presión y temperatura, formando gas natural (figura N° 1). El gas, por su baja densidad, suele deslizarse por la roca, subiendo y formando los depósitos convencionales de gas natural. Pero cuando la impermeabilidad de la roca impide que ocurra este deslizamiento, grandes cantidades de gas natural terminan siendo absorbidas por la arcilla, dando como resultado el *shale gas*².

¹ “*The Future of Natural Gas: Coming soon to a terminal near you*”. *The Economist* (agosto 2011).

² “*La Revolución del Shale Gas*”, Hugh Rudnick (2011).

Figura N° 1
Mapa geológico de fuentes de gas natural



Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA).

La existencia de este tipo de gas se conocía desde el siglo XIV, pero hasta antes del año 2000 su explotación no era económicamente viable, debido a que se encontraba a mayor profundidad, estaba más disperso en extensión territorial y presentaba el desafío de la impermeabilidad del esquisto.

Lo que ha cambiado ahora es el desarrollo de tecnologías que permiten la explotación comercial del gas. Estas técnicas son la perforación horizontal, en la que se hace primero una perforación vertical que luego gira en 45° al llegar a la roca de esquisto para atravesarla “a lo largo”; y la fractura hidráulica, con la que se aumenta la permeabilidad de la roca mediante presión de fluidos y se permite que salga el gas natural hacia la superficie. En la fractura hidráulica es fundamental el uso de “solutos de soporte”, compuestos químicos que se agregan al agua (arena, cerámica, polvo de aluminio), y permiten mantener la permeabilidad de los pozos una vez que se han apagado las bombas. Estas dos técnicas no han estado exentas de críticas por sus eventuales riesgos medioambientales, tema que se ahondará más adelante. Además, tienen un costo hasta tres veces mayor que la perforación convencional.

1.3. Otros tipos de gas no convencional

Adicionalmente, en los últimos años se ha comenzado también a explotar gas natural proveniente de otras fuentes. Por un lado, está el *tight gas*, que es gas natural que no se encuentra incrustado en la roca de esquisto propiamente tal, pero está rodeado por rocas y arena de una naturaleza tal que dificultan su extracción por medio de métodos convencionales. Su peso relativo en la extracción total de gas natural es bajo y parece poco probable que eso cambie en los próximos años.

Por otra parte, el gas metano de carbón (o *coalbed methane*) es un tipo de gas natural atrapado dentro de los yacimientos de carbón (es el mismo gas “grisú” que afecta a los mineros del carbón en las excavaciones de gran profundidad). Se encuentra mucho más cerca de la superficie que el *shale gas*. Durante los próximos años debiera observarse un gran desarrollo de la extracción de este tipo de gas por parte de Australia, que cuenta con importantes reservas y en donde además se están realizando inversiones para exportar el gas en la forma de gas natural licuado. También existe extracción de gas metano de carbón en Estados Unidos y Canadá.

Por último, están los hidratos de metano, una forma de gas natural contenida en sólidos con características de hielo en las profundidades del océano o en zonas polares. Las reservas de este tipo de gas serían enormes (hasta 5.000 trillones de pies cúbicos), pero no existe todavía ninguna tecnología que haga económicamente viable su extracción y se prevé que no se desarrolle hasta después del 2035³.

2. Escenario Internacional del *Shale Gas*

2.1. Reservas mundiales y su distribución geográfica

Una vez que se desarrollaron las técnicas para explotar las reservas de *shale gas* de forma rentable, se inició su explotación de forma incipiente en Estados Unidos. A raíz de eso, la autoridad energética de ese país quiso cuantificar las reservas disponibles del recurso a nivel mundial e identificar su ubicación. Para ello, la Energy Information Administration (EIA) encargó en el año 2011 un informe a una consultora externa para obtener datos preliminares sobre las reservas potenciales de *shale gas* en el mundo.

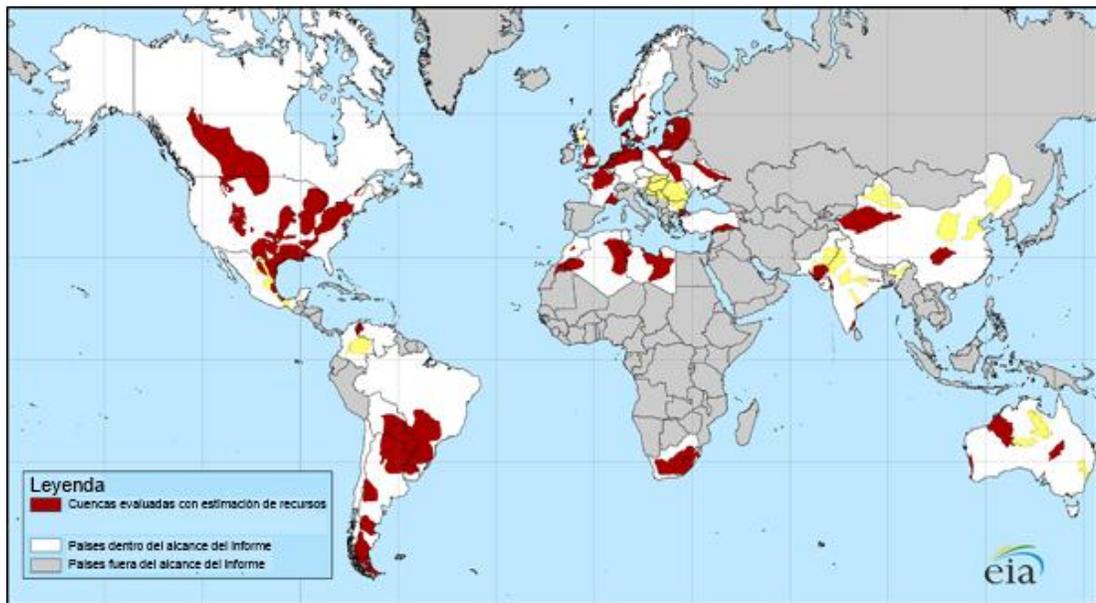
En este estudio se consideraron solamente los países con un mínimo de potencial para explotar el recurso en el mediano plazo y que contienen suficiente información geológica. También se dejaron fuera del estudio los países que tuvieran reservas de gas convencional

³ World Energy Outlook 2011, p. 50. Agencia Internacional de Energía (AIE).

muy grandes, ya que es probable que esos países agoten primero esas reservas antes de considerar la extracción de *shale gas*.

En la figura N° 2 se distingue cuáles fueron los países considerados en el informe y dónde estarían ubicadas las cuencas con reservas de gas de esquisto.

Figura N° 2
Reservas de gas de esquisto



Fuente: *US. Energy Information Administration (EIA)*.

Las áreas en negro representan las zonas donde se sabe que existe *shale gas* técnicamente recuperable y donde además se pudo obtener estimaciones de los volúmenes de gas disponibles.

Tabla N° 1

Estimación de las reservas recuperables de *shale gas* en diferentes regiones

	Mercado del gas natural en 2009 (trillones de pies cúbicos, tcf)			Reservas de gas probadas (tcf)	Reservas de <i>shale gas</i> técnicamente recuperables (tcf)
	Producción	Consumo	Importación (Exp)		
Europa					
Francia	0,03	1,73	98%	0,2	180
Alemania	0,51	3,27	84%	6,2	8
Países Bajos	2,79	1,72	-62%	49	17
Noruega	3,65	0,16	-2156%	72	83
Reino Unido	2,09	3,11	33%	9	20
Dinamarca	0,3	0,16	-91%	2,1	23
Suecia	-	0,04	100%		41
Polonia	0,21	0,58	64%	5,8	187
Turquía	0,03	1,24	98%	0,2	15
Ucrania	0,72	1,56	54%	39	42
Lituania	-	0,1	100%		4
Otros	0,48	0,95	50%	2,71	19
Norteamérica					
Estados Unidos	20,6	22,8	10%	272,5	862
Canadá	5,63	3,01	-87%	62	388
México	1,77	2,15	18%	12	681
Asia					
China	2,93	3,08	5%	107	1275
India	1,43	1,87	24%	37,9	63
Paquistán	1,36	1,36	-	29,7	51
Australia	1,67	1,09	-52%	110	396
África					
Sudáfrica	0,07	0,19	63%	-	485
Libia	0,56	0,21	-165%	54,7	290
Túnez	0,13	0,17	26%	2,3	18
Argelia	2,88	1,02	-183%	159	231
Marruecos	0,002	0,02	90%	0,1	11
Sahara Occidental	0	0		-	7
Mauritania	0	0		1	0
Sudamérica					
Venezuela	0,65	0,71	9%	178,9	11
Colombia	0,37	0,31	-21%	4	19
Argentina	1,46	1,52	4%	13,4	774
Brasil	0,36	0,66	45%	12,9	226
Chile	0,05	0,1	52%	3,5	64
Uruguay	0	0,01	100%		21
Paraguay	0	0			62
Bolivia	0,45	0,1	-346%	26,5	48
Total de las regiones	53,1	55	-3%	1274	6622
Total mundial	106,5	106,7	0%	6609	-

Fuente: EIA (2011). Nota: tcf – trillones de pies cúbicos.

Dentro del conjunto de países con reservas (tabla N° 1), se pueden distinguir dos grupos con diferentes características que los hacen tener perspectivas positivas en cuanto a la explotación del recurso. Por un lado, están los países cuyas reservas de *shale gas* son grandes en relación a su consumo anual y a sus reservas de gas convencional, a pesar de que puedan no ser tan grandes en términos absolutos. Chile está en este grupo de países, ya que sus reservas técnicamente recuperables (64 tcf) corresponden a 640 veces su consumo anual (0,1 tcf). Marruecos, India y Pakistán también son países con circunstancias similares.

El segundo grupo corresponde a los países que disponen de reservas que son grandes en términos absolutos (más de 300 trillones de pies cúbicos), por lo que un desarrollo adecuado podría permitirles convertir esas reservas en volumen de exportación durante las próximas décadas. En esta categoría destacan Estados Unidos, Australia, Argentina, Sudáfrica y Canadá.

Un hecho relevante que se observa es que muchos de los países con reservas grandes y potencial exportador tienen además relativa estabilidad política, lo que marca una diferencia con lo que ocurre con el petróleo, por ejemplo. Esto traería importantes consecuencias geopolíticas, por cuanto los países con grandes reservas de gas natural convencional perderían poder de negociación en el contexto internacional. En efecto, una consecuencia importante de la aparición del *shale gas* es que, dada la forma en que está distribuido geográficamente, podría disminuir el poder que tienen en la actualidad países como Venezuela, Rusia o Irán en el ámbito energético, y lo equilibraría con otros más estables políticamente, como Estados Unidos, Canadá o Australia.

Mención aparte merece China, que de acuerdo al reporte de la EIA sería el país con mayores reservas de *shale gas* en el mundo (1.275 tcf) y en donde además existe una intención del gobierno para adquirir el *know-how* necesario para explotar el recurso a gran escala durante las próximas décadas. Sin embargo, la gran demanda de gas natural proyectada para China llevará a que el volumen extraído solo permita reducir importaciones, no así exportar el recurso.

2.2. Desarrollos regionales

A continuación se detallará brevemente el desarrollo de la industria del *shale gas* en los principales países con potencial.

Estados Unidos

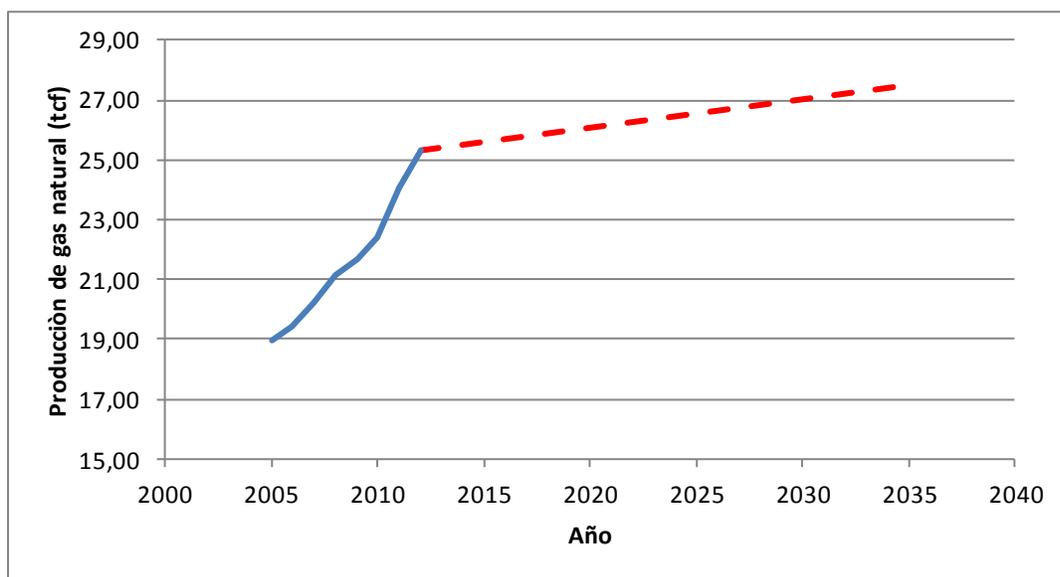
Hace unos años, se proyectaba que para el 2016 Estados Unidos sería el mayor importador de gas del mundo. De hecho, se construyó infraestructura de regasificación para más de 100 billones de metros cúbicos (bcm) por año de gas natural licuado, alrededor del mundo se construyeron múltiples terminales pensando, en parte, en abastecer a Estados Unidos

durante las siguientes décadas. Sin embargo, la situación de este país ha cambiado bruscamente por el gran desarrollo de la extracción del *shale gas*.

Entre 2005 y 2010 la industria norteamericana de gas creció un 45% anual en términos de volumen extraído. Además, dada la gran cantidad de mano de obra requerida para este sector, el desempleo ha caído fuertemente en los lugares donde se extraen reservas (por ejemplo, en Dakota del Norte ha llegado a 3,2%, siendo el más bajo del país)⁴.

Actualmente, la Agencia Internacional de Energía (AIE) proyecta que la producción de gas natural de Estados Unidos, que en 2008 era de 20,3 tcf, se incrementará hasta los 27,51 tcf en el año 2035 (gráfico N° 2). No obstante, estas cifras podrían terminar siendo demasiado conservadoras, ya que en esa misma proyección, la AIE predice una producción de 21,5 tcf para 2015, volumen que ya fue superado en el 2011 con una extracción de gas natural de 21,58 tcf.

Gráfico N° 2
Evolución y proyección de la producción de gas natural en Estados Unidos



Fuente: AIE, *CIA World Factbook*.

La mayor parte de este aumento en la producción de gas natural se explica por el *shale gas*, el cual en el año 2009 ya representaba casi el 14% de la producción total, sin contar otros tipos de gas no convencional, como el *tight gas* y el *coalbed methane* que en su conjunto

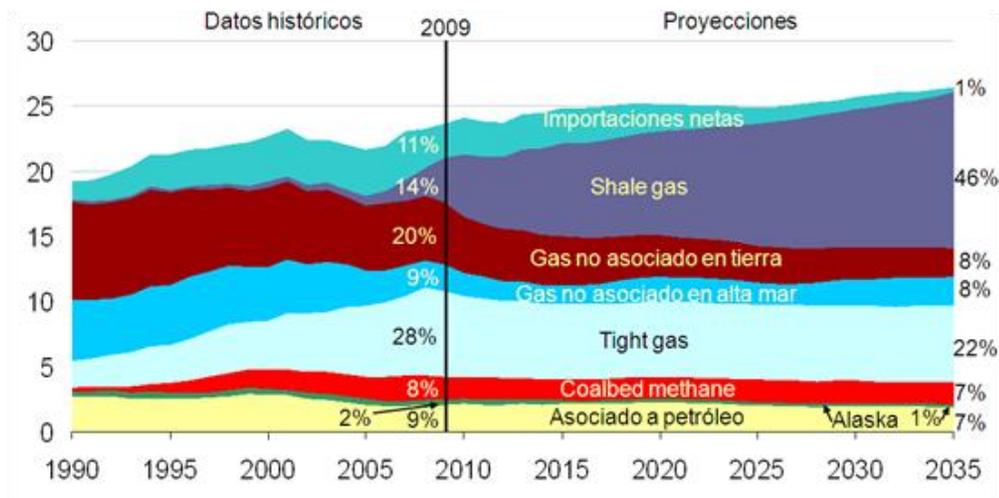
⁴ "Natural Gas: Shale of the Century". *The Economist* (febrero 2013).

dan cuenta de otro 36% de la producción total (gráfico N° 3). La AIE proyecta que hacia 2035 el *shale gas* por sí solo debería representar el 46% de la producción.

Este aumento de oferta ha llevado a una reducción del precio del gas en Estados Unidos, llegando actualmente a niveles de US\$ 2 por millón de BTU⁵, lo que es entre 4 y 8 veces menor a los precios que se pagan en Europa y Asia. Es más, el precio se encuentra incluso por debajo del costo marginal de producción, que se estima entre US\$ 4 y US\$ 5 por millón de BTU (lo cual se podría explicar porque existe una expectativa de alza de los precios hacia futuro y, por ende, de recuperar la inversión y de obtener utilidades). En promedio, los analistas sectoriales estiman que el precio debería duplicarse hacia el año 2015, llegando a niveles algo superiores a los costos marginales de producción.

Los grandes volúmenes que hoy se extraen, sumado a los bajos precios, han hecho que se busque reconvertir los terminales de regasificación de gas natural licuado (GNL) a terminales de licuefacción, para así empezar a exportar el combustible. Ya se otorgó un primer permiso para reconvertir el terminal y luego exportar – Sabine Pass de la empresa Cheniere Energy, Inc. –, pero en la mayoría de los casos se está todavía a la espera de dicha aprobación.

Gráfico N° 3
Consumo de gas natural en Estados Unidos, según fuente



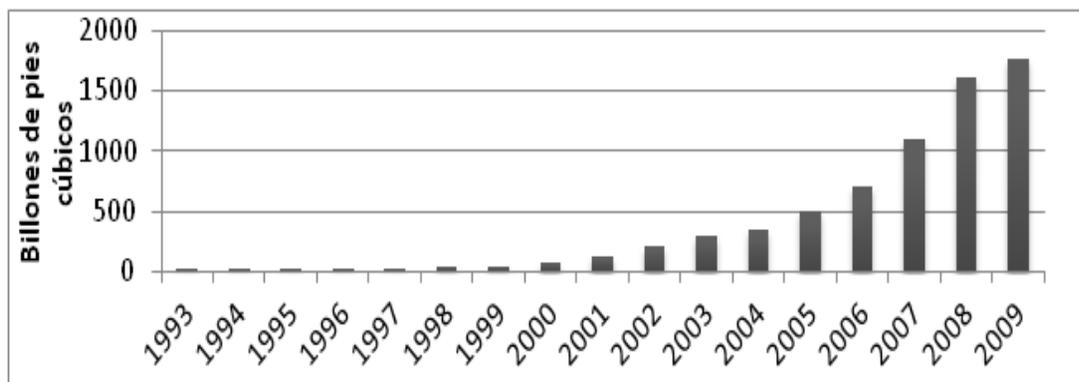
Fuente: Informe "Golden Age of Gas", AIE (2011).

⁵ *British Thermal Unit*, unidad que representa la cantidad de energía necesaria para elevar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales. Un pie cúbico de gas natural despiden en promedio 1.000 BTU (Fuente: Wikipedia).

Es importante notar que, a pesar de la reconversión de terminales en el Golfo de México y del probable inicio de exportaciones de GNL hacia finales de la década, Estados Unidos no deja de ser un importador de gas de aquí a 2035. Esto probablemente se debe a que existen diferencias de precio al interior del mismo país, lo que lleva a que en sectores del noroeste siga siendo más conveniente importar gas desde Canadá, mientras que en el área cercana al Golfo se desarrolle una industria exportadora.

Una razón clave detrás del fuerte desarrollo de este sector en Estados Unidos es que es ahí donde se llevó la delantera en cuanto a investigación de cómo extraer rentablemente este recurso. Entre 1980 y 1990 se realizaron las primeras extracciones profundas con fines comerciales a cargo de la compañía Mitchell Energy and Development. Para el año 2005, cuando la extracción a cargo de esta compañía en Texas ya se había consolidado como negocio viable, otros productores vieron que finalmente era posible obtener ganancias a partir de la extracción de este recurso, con lo que los pozos de fractura hidráulica se empezaron a multiplicar (gráfico N° 4).

Gráfico N° 4
Producción gas natural en Barnett Shale, Estados Unidos



Fuente: Railroad Commission of Texas, 2010.

A pesar de que el desarrollo de las técnicas de extracción es la primera condición necesaria para esta “revolución del *shale gas*”, hay otros factores que también incidieron en su explosivo desarrollo en Estados Unidos.

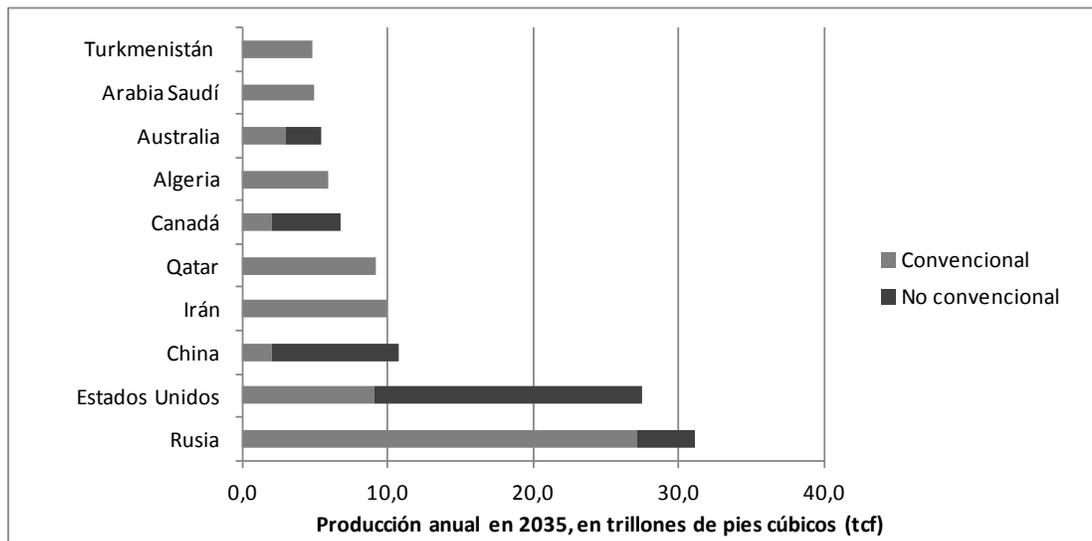
El primero de ellos es la existencia de derechos de propiedad asignado a los propietarios del terreno sobre los recursos que están bajo sus tierras. Esto es distinto a lo que ocurre en otros países como Reino Unido, donde estos recursos subterráneos son propiedad del Estado. La diferencia entre uno y otro caso reside en que cuando existen derechos de propiedad sobre los recursos, las empresas interesadas en extraerlos pueden negociar y firmar contratos directos con los propietarios de los terrenos, lo que resulta en un proceso más ágil. Un factor complementario a este es la existencia de registros geológicos abiertos,

lo que permite a las empresas saber fácilmente donde está el gas, a diferencia de lo que ocurre en China, donde los datos geológicos de este tipo son tratados como información confidencial.

Adicionalmente, en Estados Unidos existe una regulación que garantiza el “acceso abierto” a los gasoductos a lo ancho del país, lo que da facilidades para su comercialización.

Por último, están los factores geológicos. Estados Unidos destaca, porque muchos de sus terrenos tienen una estructura geológica tipo “pastel con capas”, por lo que la roca de esquisto está en una capa perfectamente horizontal, lo cual facilita la extracción. En cambio, algunos terrenos europeos o asiáticos con reservas de gas tienen una geología más complicada, en la que las diferentes capas no son paralelas, sino que se han deslizado unas dentro de otras. Al practicar la perforación horizontal en un terreno así, se puede excavar por un tramo, pero luego la excavación topa con otro tipo de roca que no contiene gas⁶.

Gráfico N° 5
Mayores productores de gas natural en 2035



Fuente: Informe "Golden Age of Gas", AIE (2011).

Sudáfrica

La EIA sostiene que Sudáfrica podría tener reservas de *shale gas* de alrededor de 485 tcf. Sin embargo, debido a la oposición de grupos ambientalistas, el gobierno se vio obligado a establecer una moratoria a la explotación de este recurso en abril de 2011. Posteriormente,

⁶ "Shale Gas: Can the U.S. Experience be Repeated?" *The Economist* (septiembre 2012),

en septiembre de 2012 el gobierno finalmente optó por levantar la prohibición, luego de que saliera a la luz un informe técnico que señalaba que la explotación de *shale gas* podría llevarse de forma relativamente segura (poniendo énfasis en la necesidad de eliminar de forma segura las aguas contaminadas producidas durante el *fracking*), y que mantener la moratoria, o una regulación demasiado estricta, sería muy costoso para Sudáfrica debido al potencial económico no aprovechado.

Actualmente, se están concediendo licencias de exploración a empresas extranjeras. No obstante, las posibilidades futuras de desarrollo del *shale gas* se ven amenazadas. Por un lado, grupos ambientalistas y conservacionistas han anunciado acciones legales contra la decisión tomada por el gobierno⁷ y, por otro, compañías como Shell han señalado que pueden pasar hasta 10 años antes de que se inicien operaciones comercialmente rentables en Sudáfrica⁸, considerando el tiempo que tardará hacer los estudios de impacto ambiental y realizar excavaciones con fines exclusivamente de exploración.

De todos modos, si son ciertas las estimaciones de la EIA, Sudáfrica tendría la quinta reserva de *shale gas* más grande del mundo. Varios organismos estiman que la explotación del gas sería enormemente beneficiosa para la situación económica del país, creando empleo y ofreciendo seguridad e independencia energética⁹.

Australia

Australia tiene grandes reservas de *shale gas* y también de *coalbed methane* (CBM). Además, ya cuenta con infraestructura para exportar gas natural licuado. En este país se está privilegiando actualmente el desarrollo del CBM por sobre el *shale gas*, pero de todas formas este último posee un enorme potencial para un futuro desarrollo.

Australia aumentará su producción de gas natural de aquí al año 2035 en más de 3 veces, pasando de producir 1,59 tcf a 5,47 tcf en 2035. De esa cifra final, casi el 45% corresponderá a CBM. Debido a su bajo consumo, de cumplirse estas proyecciones, Australia se convertirá en un gran exportador, vendiendo al exterior más de 3,53 tcf de gas natural licuado hacia el 2035. De hecho, es el país que más está expandiendo su capacidad de licuefacción de GNL, con cuatro proyectos en construcción y otros más evaluándose.

Argentina

Argentina también posee reservas cuantiosas. De acuerdo a la EIA, el país trasandino tiene 774 tcf de *shale gas*, lo que lo posiciona como el tercer país con mayores reservas en el

⁷ "South Africa Allows Exploration of Shale Gas Resources". *Bloomberg* (septiembre 2012). <http://www.bloomberg.com/news/2012-09-07/south-africa-allows-exploration-of-shale-gas-resources.html>

⁸ "Long wait for shale gas boom". *Business Report* (febrero 2013). <http://www.iol.co.za/business/business-news/long-wait-for-shale-gas-boom-1.1465559#.USJ9QKXZbNI>

⁹ "Shale Gas in South Africa". *The Economist* (octubre 2012). <http://www.economist.com/blogs/schumpeter/2012/10/shale-gas-south-africa>

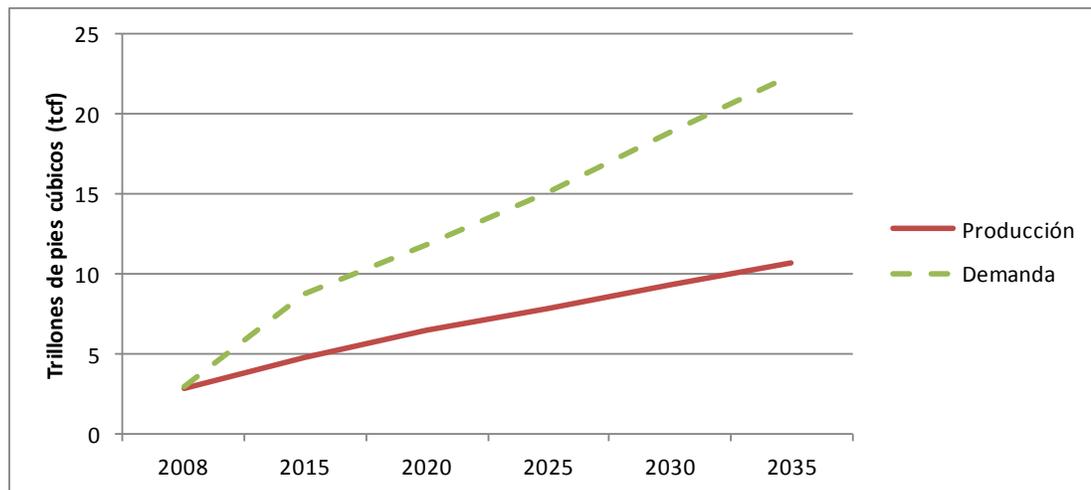
mundo. Sin embargo, la explotación de estos recursos se ve complicada, debido a la intervención de precios que realiza el gobierno, que mantiene el gas natural a un valor artificialmente bajo, lo que se suma al escenario de riesgo que hay para las inversiones extranjeras. El gobierno ha intentado contrarrestar esto mediante el programa “Gas Plus” que permite a las empresas que extraigan gas no convencional venderlo a un precio superior (US\$ 6 por millón de BTU, en lugar del precio normal, que es US\$ 2,5). En la actualidad ya hay algunos pozos de *shale gas* operando¹⁰ y se espera que se sumen otros más durante los próximos años gracias al apoyo gubernamental que existe a la explotación del recurso. En todo caso, algunos geólogos y especialistas locales cuestionan que las reservas del país sean tan grandes como lo que señala el informe de la EIA¹¹.

China

China es muy relevante por tratarse del país con mayores reservas de *shale gas* del mundo, de acuerdo al informe de la EIA. Sus reservas alcanzarían los 1.275 trillones de pies cúbicos. Pero es también importante por el hecho de que su gobierno ha anunciado públicamente que desean desarrollar este potencial lo más rápido posible para poder incrementar la participación del gas natural en su matriz. Eso la haría menos intensiva en la emisión de dióxido de carbono y disminuiría la contaminación local producida por el carbón.

Gráfico N° 6

Proyecciones de producción y consumo de gas natural en China



Fuente: AIE (2011).

¹⁰ “YPF conectará producción de *shale gas* al sistema”. Rionegro.com.ar (febrero 2013) <http://www.rionegro.com.ar/diario/ypf-conectara-produccion-de-shale-gas-al-sistema-1072207-9701-nota.aspx>

¹¹ “Desmienten que Argentina sea la tercera reserva mundial de *shale-gas*”. Perfil.com (mayo 2012) http://www.perfil.com/contenidos/2012/05/15/noticia_0021.html

Para lograr ese objetivo, China ha hecho que el gas natural y las energías renovables sean parte primordial de su décimo segundo Plan Quinquenal, que cubre los años 2011-2015. En este plan China se propone llegar a un 8,3% de uso de gas natural en su matriz al 2015 (lo que equivaldría a un consumo de 9,18 tcf anuales, e incluso se proyecta que llegue a los 22,4 tcf en el año 2035). Para cubrir esa demanda sin depender exclusivamente de importaciones, China está licitando la explotación de reservas de *shale gas*, pero solo entre compañías estatales y locales, las cuales deben aliarse en *joint-ventures* con empresas extranjeras como Shell. De esta forma se busca que las empresas locales adquieran el *know-how* o experiencia necesaria para luego continuar la explotación por sí solas¹².

Ahora bien, a pesar del enorme crecimiento en la producción que se proyecta, las importaciones de China aumentarán sistemáticamente, ya que el aumento de su consumo será todavía mayor (gráfico N° 6). De esta forma, se espera que las importaciones lleguen a cubrir cerca de la mitad de su demanda total al año 2035.

Canadá

Canadá es otro país con grandes reservas de *shale gas* y *coalbed methane*. Sin embargo, se encuentra en una situación particular: su producción total de gas está disminuyendo, debido a la menor demanda desde Estados Unidos y al menor precio que ese país está dispuesto a pagar por el recurso, a lo que se suma el agotamiento de sus pozos de gas convencional.

La situación de precios actual es, sin duda, una barrera que dificulta el desarrollo del sector, pero que podría salvarse mediante la exportación de gas natural licuado a otros destinos. Actualmente, ya hay un proyecto para construir un terminal de licuefacción de GNL, el cual le permitiría a Canadá exportar gas a Japón, Corea del Sur y/o China, destinos donde la disposición a pagar por el gas es sustancialmente mayor¹³.

Otra barrera a la que el país también se enfrenta son las fuertes restricciones ambientales que se han aplicado en ciertas provincias. Ejemplo de ello fue la moratoria a la fractura hidráulica que se impuso en Quebec en marzo de 2011, la cual en un comienzo sería temporal (hasta que se realizaran los estudios ambientales correspondientes), pero a raíz de recientes declaraciones de las autoridades ambientales parece difícil que se permita la construcción de pozos de *shale gas* en la provincia en un futuro cercano¹⁴. En el resto de las provincias todavía no existe un marco regulatorio claro.

¹² "China dice 83 firmas ofertan en 2a licitación de shale gas". Reuters América Latina (octubre 2012) <http://lta.reuters.com/article/idLTAL1E8LP8T720121025>

¹³ KPMG, *Shale gas – A Global Perspective*, pp. 9-10 (2011).

¹⁴ "Quebec moves on Shale-Gas ban as Industry attacks Plan as Short-Sighted". *Financial Post* (septiembre 2012) http://business.financialpost.com/2012/09/20/quebec-hints-at-long-term-shale-gas-ban-citing-ecological-risks/?__lsa=a02c-0c9d

Europa

En Europa existen en total 639 tcf en reservas técnicamente recuperables; sin embargo, se ve difícil que este potencial pueda desarrollarse en el mediano plazo por diversos motivos.

Francia es el país que tiene las segundas reservas más cuantiosas del continente pero, a pesar de eso, no habrá desarrollo de la explotación de *shale gas* en su territorio debido a la moratoria a la fractura hidráulica que el gobierno impuso en julio de 2011 y que recientemente anunció que mantendría¹⁵. Esta moratoria prohíbe incluso realizar fractura hidráulica con fines de investigación. Lo mismo ha ocurrido en otros países con reservas, como Holanda o República Checa (figura N° 3).

Además, aunque no existieran tales restricciones a la explotación, en Europa todavía se necesitaría desarrollar la infraestructura y adquirir los conocimientos técnicos necesarios para poder extraer *shale gas* a gran escala. La baja explotación del *shale gas*, sumado a la disminución en la producción en los pozos de gas convencional, llevan a estimar que Europa será la única región del mundo que disminuirá su producción total de gas durante las próximas décadas.

Figura N° 3
Situación legal de la explotación de *shale gas* en Europa



Fuente: Elaboración de *The Economist* con información de la AIE, KPMG y notas de prensa.

¹⁵ "François Hollande Says 'Non!' to Fracking". *The Wall Street Journal* (noviembre 2012) <http://blogs.wsj.com/source/2012/11/06/francois-hollande-says-non-to-fracking/>

De todas formas, existen algunos países en la región que sí podrían llegar a cierto nivel de desarrollo en la extracción de este recurso. Es el caso de Reino Unido donde, si bien el gobierno impuso una moratoria en 2011 como medida precautoria frente a dos temblores ocurridos mientras se realizaba fractura hidráulica, un año más tarde levantó esta restricción. Lo anterior fue posible luego que un informe de expertos indicara que la extracción de *shale gas* podría llevarse de forma suficientemente segura mientras se tomaran las debidas precauciones. En ese plano, todavía está pendiente la creación de una entidad gubernamental que aplique el incipiente marco regulatorio.

Con todo, son varias las regiones con reservas extraíbles de gas, teniendo particular importancia la región de Lancashire¹⁶. Además, el gobierno está analizando la idea de ofrecer recortes de impuestos para atraer a firmas dispuestas a extraer el gas. La extracción de gas en Reino Unido le podría servir al país para depender menos de Rusia y el Medio Oriente, pero eso no ocurriría antes de 5 años más¹⁷. Entre las dificultades para su desarrollo, está la necesidad de acumular mayor *expertise* para realizar los procesos de forma exitosa. Hay además problemas relacionados con los derechos de propiedad; en el Reino Unido, a diferencia de lo que ocurre en Estados Unidos, los recursos que están debajo de un terreno pertenecen al Estado, por lo que hay menos incentivos a la inversión privada.

Otros países donde existe potencial son los ubicados en Europa del Este, como Polonia, Hungría y Ucrania. Polonia, en particular, es quien está haciendo los mayores esfuerzos para explotar sus importantes reservas (las más grandes de Europa según el informe de la EIA), pero en Ucrania también hay avances¹⁸. Todos estos países estarían buscando producir gas para conseguir independencia energética respecto de Rusia, que actualmente les vende gas natural convencional en contratos anclados al precio del petróleo.

En síntesis, son muchos los factores que entran en juego a la hora de poder predecir si un país con reservas logrará o no desarrollar su potencial y producir gas en grandes cantidades. En ello influyen variables institucionales, ambientales y estratégicas. En consecuencia, existe un importante nivel de incertidumbre respecto del futuro desarrollo del gas a nivel individual y/o regional.

3. Aspectos Ambientales del Gas Natural

3.1. Ventajas ambientales del gas natural

La explotación y el uso del gas natural presenta ciertas ventajas ambientales frente a otros combustibles fósiles. En particular, la combustión del gas natural emite un 40% menos de

¹⁶ “*Shale gas: Shale and Hearty Welcome*”. *The Economist* (diciembre 2012).

¹⁷ *Ibíd.*

¹⁸ “*Unconventional Gas in Europe: Frack to the Future*”. *The Economist* (febrero 2013).

dióxido de carbono que el carbón y un 20% menos que el petróleo, por cada unidad de energía usada. Si se consideran solo centrales de ciclo combinado, el gas emite un 50% menos de dióxido de carbono que el carbón, a igual cantidad de electricidad generada.

Además, las centrales a gas solo producen una pequeña fracción de otros contaminantes emitidos por centrales a carbón, tales como el óxido de nitrógeno y el dióxido de azufre, que en su conjunto contribuyen a la formación de ozono a nivel de la tropósfera, lluvia ácida y smog.

A su vez, y a diferencia del carbón o de la energía nuclear, el gas natural no produce desechos peligrosos que requieran tratamiento especial.

Otra ventaja de incorporar gas natural en la matriz energética es que se complementa bien con las ERNC. Estas energías necesitan “fuentes de apoyo”, debido a que la generación que ofrecen algunas de ellas, como la eólica y la solar, es intermitente. Dado esto, el gas natural es una excelente energía de respaldo para complementar una expansión de las ERNC, debido a que las centrales que operan a gas natural pueden apagarse y ponerse en marcha mucho más fácilmente que las a carbón o las hidroeléctricas.

A pesar de que el gas natural es un combustible más limpio que el petróleo o el carbón, su incipiente extracción no ha estado exenta de críticas. En particular, se ha planteado que las técnicas de extracción del *shale gas* (fractura hidráulica y perforación horizontal) podrían conllevar algunos riesgos ambientales. Esto se ha visto reflejado en la férrea oposición por parte de ambientalistas y la consecuente decisión de prohibir la extracción de *shale gas* en diferentes países de Europa y también en Sudáfrica.

3.2. Principales cuestionamientos ambientales

Contaminación del agua

Se ha argumentado que el riesgo más relevante sería la contaminación de las aguas derivada de los fluidos utilizados en la fractura hidráulica. Estos fluidos contienen ciertos elementos que componen el “soluto de soporte” necesario para evitar que las fracturas en la roca mantengan su permeabilidad. También pueden contener químicos para convertir el agua en gel y aumentar la presión, controlar el pH, etc. Todos estos químicos presentes en los fluidos utilizados (algunos de los cuales corresponden a metales pesados, o a cancerígenos como el etilbenceno), hacen que exista riesgo de contaminación de napas subterráneas o de cursos de agua de superficie una vez que los fluidos son expulsados de los pozos.

Este riesgo es de mayor magnitud si se considera que cada fractura realizada para extraer *shale gas* requiere de entre 15 y 20 millones de litros de agua. Los fluidos resultantes deben tratarse cuidadosamente antes de reutilizarse o desecharse, puesto que los químicos peligrosos ya mencionados que podrían contaminar las áreas circundantes. Además, por la

gran cantidad de agua necesaria para iniciar la actividad de los pozos, la extracción se vuelve compleja en aquellas zonas donde no hay acceso a cantidades suficientes de agua.

La contaminación del agua ha sido el factor que más ha motivado el reclamo y la oposición de las comunidades locales a los proyectos de *shale gas*. Incluso han aparecido documentales de denuncia en torno a los peligros potenciales de la filtración de fluidos (Gasland, 2010). Lo anterior, sin embargo, también ha sido refutado, pues, tal como lo señala *The Economist*, el riesgo de contaminar las napas sería bajo, dado que las rocas de las que se extrae el gas están a mucha mayor profundidad que los depósitos de agua (las aguas subterráneas suelen estar a unos 120 metros de profundidad, mientras que la roca de esquisto está a más de 1.000 metros)¹⁹. Ahora bien, todavía cabe considerar la posibilidad de contaminación por los fluidos que regresan arriba y que, de no tratarse adecuadamente, pueden afectar aguas superficiales o vegetación o incluso filtrarse hasta pozos de agua subterráneos.

Se deduce de esta situación que es necesario el surgimiento de buenas prácticas en la industria de extracción del gas en torno al manejo de fluidos residuales. De no ocurrir esto, aumenta la probabilidad de que proliferen regulaciones muy estrictas que retrasen o impidan por completo el desarrollo de la industria, como ocurre en Francia o en Nueva York, donde hay moratorias que prohíben la fractura hidráulica.

Terremotos

Otro riesgo que existe ante la extracción del *shale gas* es que la fractura y reinyección de fluidos puedan generar pequeños terremotos. En Estados Unidos ha habido cierta evidencia sobre incremento de la actividad telúrica en aquellas zonas donde existe alta densidad de pozos de extracción. A su vez, el año pasado en el Reino Unido se realizó una investigación en la que se pudo comprobar causalidad directa entre los procesos de fractura hidráulica y perforación horizontal con la aparición de sismos de baja intensidad en las zonas aledañas.

La investigación estuvo motivada por un incidente ocurrido en Blackpool durante el año 2011, cuando se sintieron dos temblores de 2,3 y 1,5 grados en la escala de Richter, cerca de un pozo de extracción de la empresa Cuadrilla. Ante eso, el gobierno británico estableció una moratoria a la extracción de *shale gas* hasta que se esclarecieran las causas del incidente y se determinara si era seguro continuar con la operación. Un año después, el informe del panel de expertos contratado por el gobierno determinó que los temblores fueron causados por el *fracking*, pero que es improbable que este proceso genere un sismo de magnitud igual o superior a los 3 grados. Además, un hecho a considerar cuando se pondera este riesgo es que otras actividades humanas, como la minería de carbón, han generado cientos de temblores de intensidad ligeramente más alta que la del *fracking*, sin que se piense en prohibirlas.

¹⁹ "The future of natural gas: Coming soon to a terminal near you". *The Economist* (agosto 2013).

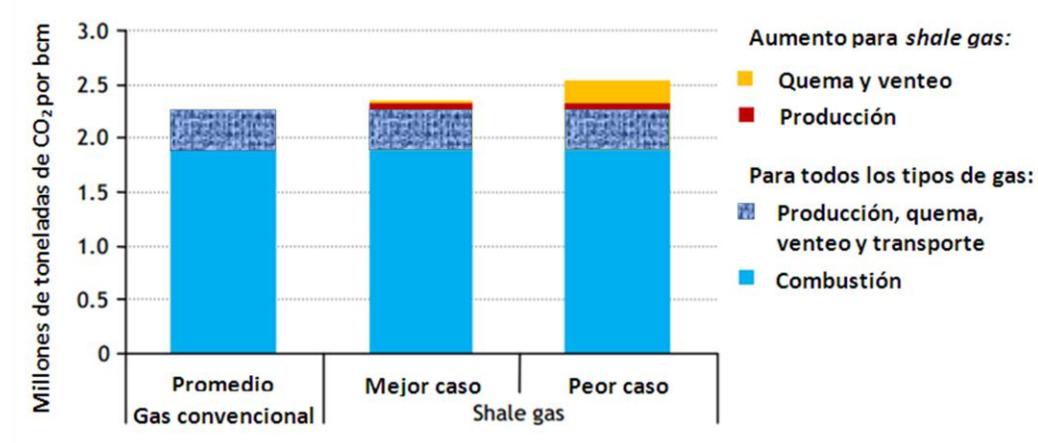
Finalmente, la investigación encargada al panel de expertos concluyó que es seguro continuar con la fractura hidráulica, siempre que se siga una serie de medidas que minimizan el riesgo de sismos²⁰. En este contexto, el gobierno del Reino Unido optó por poner fin a la moratoria en abril de 2012 y permitir que se siga llevando a cabo la extracción de gas de esquisto bajo el compromiso de aplicar varias de las recomendaciones entregadas en el informe.

Emisiones

Se ha planteado un riesgo adicional de la producción de gas derivado de las emisiones de metano durante la instalación de los pozos de extracción. Esto es relevante, porque el gas metano es cuatro veces más potente como gas de efecto invernadero que el dióxido de carbono, por lo que algunos señalan que las mayores emisiones del *shale gas* en la fase de producción más que compensarían la reducción de emisiones en la combustión con respecto a otros combustibles fósiles, como el carbón o el petróleo²¹.

Gráfico N° 7

Emisiones totales de CO₂ equivalente de los distintos tipos de gas natural



Fuente: Informe "Golden Age of Gas", AIE (2011).

²⁰ Algunas de ellas son: (i) Hacer una inyección de fluidos preliminar en las excavaciones, con el fin de monitorear la reacción del terreno. (ii) Permitir que el fluido regrese a la superficie rápido, en lugar de mantenerlo durante tiempo prolongado ejerciendo presión contra la roca. (iii) Evaluar los riesgos sísmicos antes de empezar la exploración del terreno (determinar cuáles son los niveles de actividad sísmica normales en una zona, analizar las fallas geográficas y utilizar modelos computacionales para cuantificar el riesgo potencial de practicar la fractura hidráulica). (iv) Monitorear el crecimiento de las fracturas en la roca. (v) Monitorear eventos sísmicos en tiempo real. (vi) Tener un sistema de seguridad con indicadores tipo "semáforo", en el que la luz roja indique que están ocurriendo temblores de 0,5 grados o más, punto en el cual se vuelve obligatorio detener por completo las operaciones. Hay que señalar que la cota de 0,5 es arbitraria, y es considerada conservadora por los expertos a cargo de la investigación, ya que en otros países como Suiza se usa un límite de 2,3 para el mismo procedimiento.

²¹ "Methane and the Greenhouse-gas Footprint of Natural Gas from Shale Formations", Howarth y Santoro (2011).

La AIE, por el contrario, plantea que aun con las “peores prácticas” de extracción de *shale gas*, las emisiones incrementales de CO2 equivalente no alcanzan en ningún caso a compensar la reducción de emisiones que se obtiene al quemar gas natural en lugar de otros combustibles fósiles. En consecuencia, el *shale gas* seguiría siendo, en este plano, un combustible de menor impacto que sus alternativas fósiles.

De todas formas, la evidencia señala que es posible implementar mejores prácticas que reduzcan de forma significativa la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Si la extracción se hace con descuido y sin medidas de mitigación, el alza en las emisiones llega al 12%, mientras que si se siguen las “mejores prácticas” puede reducirse a un 3,5% (gráfico N° 7).

Bosques

Por último, en diversas localidades de Estados Unidos existe preocupación debido al impacto en los bosques que conllevan algunos pozos. Debido a que la extracción de *shale gas* requiere despejar un área mayor que la que necesita el gas convencional y además necesita construir un mayor número de pozos, existiría una mayor deforestación, impactando los hábitat silvestres de las zonas que cuentan con reservas²².

Todos estos cuestionamientos no solo son atendibles, sino que han sido importantes para impulsar un mayor análisis y estudio de los efectos que tendría la extracción del gas en el medio ambiente. A partir de estos, se ha logrado establecer mejores prácticas que permitan minimizar los riesgos antes señalados, lo que resulta del todo positivo.

3.3. Mitigación del impacto ambiental y social

La AIE publicó un documento llamado “*Golden Rules for a Golden Age of Gas*”, en la cual se señala cuáles serían las “mejores prácticas” que deberían implementar las compañías de *shale gas* para reducir el impacto sobre el entorno ecológico y las comunidades, y así garantizar la sustentabilidad de la industria. Señala que “actualmente existen tanto la tecnología como los conocimientos técnicos para producir gas no convencional de manera que se cumpla con ciertos estándares de sustentabilidad” y que “existe una vinculación crítica entre la manera en que los gobiernos y la industria respondan a estos retos sociales y medioambientales y las proyecciones de producción de gas no convencional en las distintas regiones”.

Las medidas que propone la AIE incluyen:

²² “*Fracking Footprint*”, Madeline Fischer (2012).

- Desarrollar vínculos con las comunidades locales desde antes de empezar los proyectos, permitir a los residentes emitir comentarios y preocupaciones y responder con prontitud.
- Establecer niveles mínimos para indicadores ambientales, como calidad del agua subterránea. Monitorear esos indicadores de forma continua.
- Elegir los sitios para perforar de forma tal que se minimicen los impactos en las comunidades locales, el uso de la tierra y el medioambiente. Considerar también la geología de la zona para evaluar riesgo de temblores asociados a fallas profundas o riesgo de que se filtren fluidos a través de las capas.
- Establecer reglas de diseño y construcción de los pozos que garanticen la aislación entre la roca de esquisto y los otros estratos geológicos penetrados por el pozo.
- Fijar una profundidad mínima para la perforación hidráulica, con el fin de asegurar que esta siempre se lleva a cabo lejos del nivel freático (en el que se ubican las aguas subterráneas).
- Tomar medidas para evitar derrames de fluidos en la superficie y buscar una forma para almacenarlos una vez convertidos en residuos.
- Reducir el uso de agua mediante eficiencia operativa, reutilización o reciclaje, para así reducir desechos y uso de recursos hídricos locales.
- Minimizar la utilización de aditivos químicos en los fluidos y promover el desarrollo de alternativas menos contaminantes.
- Eliminar el venteo (liberación de gas metano a la atmósfera) durante la construcción del pozo y reducir la quema de gas.
- Buscar oportunidades para lograr economías de escala y desarrollo coordinado de la infraestructura local, con el fin de minimizar el impacto ambiental.

La Agencia estima que las medidas necesarias para mitigar los diversos impactos ambientales – las “reglas de oro” – significarían un costo adicional de aproximadamente 7% por cada pozo, pero se compensaría en parte con los mayores volúmenes de producción que pueden lograrse al conseguir la aprobación social frente a la explotación del *shale gas*. De hecho, la AIE advierte que en caso de desarrollarse una oposición fuerte a la extracción, solo una pequeña parte de los recursos disponibles se desarrollará y se verán deterioradas las perspectivas de crecimiento del gas natural hacia largo plazo, proyectándose precios mayores.

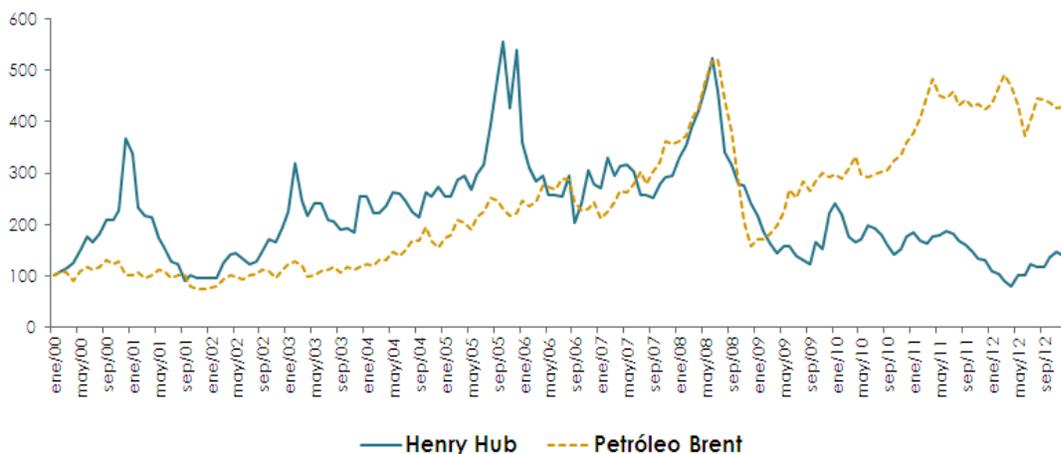
4. Mercado del Gas Natural en el Mundo

El gas natural no constituye lo que se conoce como un *commodity* y, por tanto, no existe un mercado uniforme para este combustible. En efecto, para que un producto pueda ser denominado como *commodity* se necesita que cumpla con dos características. Primero, tiene que tratarse de un producto cuyas características físicas puedan ser definidas objetivamente, de tal forma que no pueda existir diferenciación en ese plano según distintos productores y, segundo, sus costos de transferencia deben ser lo suficientemente bajos como para que pueda existir un arbitraje que lleve a que los precios de distintos mercados se mantengan alineados en distintos momentos del tiempo.

El gas natural cumple la primera condición, pero no la segunda. Los costos de las distintas etapas necesarias para llevar el gas natural de un lugar hacia otro hacen muy difícil el arbitraje y permiten que se den enormes diferencias de precios entre distintas zonas. Es así como los precios que se pagan en Europa por el gas son en promedio seis veces mayores a los que se observan actualmente en Estados Unidos.

Otro aspecto que caracteriza el mercado del gas es que, tanto en el GNL como en el gas comprimido en gasoductos, se requiere hundir cuantiosas inversiones antes de poder transportar el gas entre un país y otro. Esto lleva a que se privilegien los contratos a varios años plazo, a precio conocido, que garanticen una demanda suficiente para rentabilizar los proyectos²³.

Gráfico N° 8
Evolución de los precios del gas y del petróleo en Estados Unidos



Fuente: IEA.

²³ "La Irrupción del *Shale Gas*, Implicancias para Chile". Quiroz (2012).

Históricamente, el precio del gas ha estado anclado al precio del petróleo por cuanto en los años sesenta, cuando se empezó a usar más masivamente, era un sustituto de ese. Sin embargo, hoy el petróleo es mucho menos sustituto del gas que en aquel entonces, ya que los derivados del petróleo se usan cada vez menos para la calefacción en los hogares, donde el gas predomina y, a su vez, el petróleo es ampliamente usado como combustible de vehículos, sector donde el gas tiene una participación mucho menor²⁴. Este factor, sumando a la expansión de oferta producida por el *shale gas*, ha llevado a que en algunos mercados, como Estados Unidos, los precios del gas y del petróleo se desacoplaran completamente en los últimos años (gráfico N° 8).

Pero este efecto no es replicable al resto del mundo. De hecho, existen a nivel global tres mercados de gas natural con características muy distintas. El que tiene los precios más altos es el de Asia (entre US\$ 12 y US\$ 20 por millón de BTU), ya que ahí impera un sistema de contratos de largo plazo con precios anclados al precio del petróleo. En Norteamérica los precios son mucho menores, ya que hay un mercado competitivo del gas, lo que sumado al fuerte aumento de la oferta del recurso, ha incidido en la baja de los precios. Europa, en tanto, está en una situación intermedia entre Estados Unidos y Asia, con precios entre US\$ 10,5 y US\$ 11 por millón de BTU.

La estructura de precios tiene mucho que ver con la forma de distribución. Cuando se realiza mediante gasoductos, quienes tienen su control poseen un gran poder de negociación y pueden imponer sus condiciones al comprador. Un ejemplo de ello es Gazprom, una compañía estatal rusa que aprovecha su condición dominante en los gasoductos para vender gas con contratos anclados al petróleo, aun cuando sus clientes podrían preferir comprar gas a precios *spot*. Sin embargo, durante la crisis de 2008 Gazprom se vio obligada a vender el 15% de su gas a precios *spot*, producto de la disminución de la demanda y de la mayor competencia de proveedores de GNL. A la vez que proveedores de gas en Noruega empezaron a vender gas en contratos que anclaban una proporción mayor del producto a precios *spot*. Lo anterior no se mantuvo más que por un par de años, pues fracasaron los intentos para que Gazprom mantuviera esos términos después de 2010; sin embargo, quedó sentado un precedente para que a futuro, cuando aumente el poder de negociación de los compradores, estos puedan exigir mayores reajustes en esa dirección. Ello podría empezar a marcar una tendencia hacia la convergencia global de los precios del gas en el mundo.

Hay, además, otras señales que permiten prever una mayor convergencia de precios en el futuro. Entre ellas, que los costos de construir terminales de importación han disminuido; los envíos de gas en barco se más que duplicaron en 2011 con respecto al año anterior y se están construyendo nuevas plantas de licuefacción. También se suman los enormes incentivos para el arbitraje que aparecen, por la diferencia de precios entre Estados Unidos y los otros mercados. Ello influirá ya sea por la vía de mayores exportaciones a bajo precio desde Norteamérica, o una mayor competencia por el reacomodo de flujos de GNL que se produce al disminuir las exportaciones hacia Estados Unidos. Hay que considerar que mucha de la capacidad de licuefacción de GNL actual se construyó con miras a la enorme

²⁴ “The Future of Natural Gas: Coming Soon to a Terminal near you”. *The Economist* (agosto 2011).

demanda de importaciones que Estados Unidos tendría durante esta década, la cual finalmente no sucedió.

De producirse esta convergencia de precios en los mercados internacionales de gas, se esperaría observar en el futuro niveles de precio intermedios en relación a los actualmente existentes en las diferentes regiones del mundo.

Resulta, por lo demás, difícil esperar que surja en el mercado del gas algo similar a la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo, cartel de productores de petróleo que controlan los volúmenes exportados y, con ello, los precios de venta). Esto, por cuanto el gas es sustituible por otros combustibles, dependiendo del uso. Además, es casi imposible ajustar la oferta de gas mes a mes, debido a la existencia de contratos y a las nuevas tecnologías que siguen ampliando la cantidad de gas recuperable, lo que reduce significativamente el poder de mercado de quienes disponen actualmente de reservas convencionales²⁵.

5. El Gas Natural en Chile

El desarrollo del *shale gas* en el mundo inevitablemente tendrá un impacto en Chile, lo que podría incidir en el futuro de la matriz energética del país. De hecho, es probable que se genere un nuevo impulso del gas en los próximos años, habiendo bastante expectativa respecto de su eventual masificación hacia los años venideros.

5.1. Historia del gas en Chile

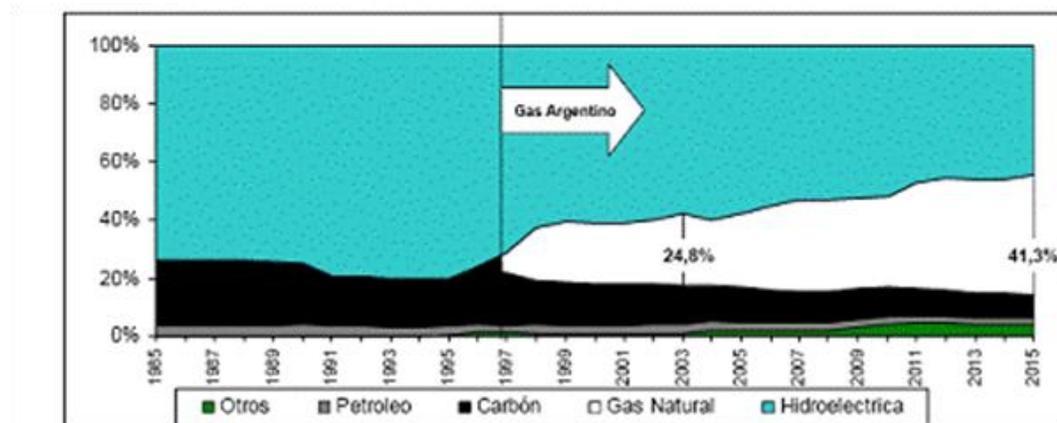
El gas ha tenido una participación variada en la matriz energética chilena, dependiendo de las circunstancias imperantes. En materia eléctrica, antes de los años 90, la mayor parte de la generación del país provenía de centrales hidroeléctricas y el resto de la energía era provista por fuentes térmicas, principalmente carbón y, en menor medida, petróleo. A mediados de los 90 surgió la posibilidad de firmar acuerdos bilaterales con Argentina para importar gas a bajo precio y así diversificar la matriz energética. Al contar el país con este combustible de bajo impacto ambiental a un precio competitivo, se inició una era de auge del gas en Chile.

La mayor disponibilidad de gas a bajo costo hizo que los precios de la electricidad disminuyeran a medida que se incorporaban nuevas centrales de ciclo combinado a gas natural en el SIC (Sistema Interconectado Central). Además, se amplió el uso del gas hacia otras actividades, produciéndose incluso un incipiente desarrollo del gas natural vehicular. Así, en el año 2003, el gas natural llegó a conformar casi el 25% de la matriz energética

²⁵ *Ibíd.*

chilena y se proyectaba – antes de la crisis con Argentina –, que alcanzaría más del 40% al año 2015 (gráfico N° 9).

Gráfico N° 9
Composición de la matriz generadora chilena entre 1985 y 2004, y proyección anterior a la crisis del gas



Fuente: “Mercado de GNL en Chile”, Eduardo Roubik y Víctor Villarroel.

A partir de 2004 comenzaron a producirse los primeros cortes de gas argentino. Un par de años más tarde, al cortarse totalmente el suministro de gas trasandino, el país se quedó con numerosas inversiones hundidas en transporte, distribución y generación eléctrica con gas natural, viéndose forzado a usar combustibles más caros y contaminantes.

Fue en ese contexto que el Estado ingresó al escenario, impulsando fuertes inversiones en terminales de regasificación de gas natural licuado. Se debió coordinar una agrupación de consumidores de gas que permitiera garantizar los niveles mínimos de demanda para que el proyecto fuera viable, lo que llevó a la construcción de una planta de gas natural licuado en Quintero (con la participación de ENDESA Chile S.A., Metrogas S.A. y Empresa Nacional de Petróleo, ENAP) y otra en Mejillones (en cuya propiedad ingresó CODELCO junto a GDF Suez). Con estos terminales se volvió a garantizar la continuidad y seguridad del suministro, pero a precios mucho mayores que los que permitía el acuerdo especial con Argentina.

Con el tiempo, el gas fue recuperando participación en la matriz chilena, pero sin llegar a los niveles de la era del gas argentino. Todavía hay muchas inversiones hundidas en generación de electricidad que no se están utilizando en razón a los menores precios que ofrece el carbón. De hecho, a comienzos de la década se agregaron al sistema eléctrico

centrales de ciclo combinado por más de 3.500 MWh, pero el GNL actual solo permite operar aproximadamente un 31% de esa capacidad²⁶.

5.2. Disponibilidad de gas

El gas natural que actualmente se usa en las diversas actividades locales – generación, industria, comercio, etc. –, proviene principalmente de dos fuentes: producción propia en la región de Magallanes e importaciones de gas natural licuado a través de los terminales de Mejillones y Quintero. En particular, en Chile ha habido producción de gas natural desde hace varias décadas en Magallanes, que se extraía en conjunto con el petróleo descubierto en la zona en 1945. La extracción de gas en Magallanes está destinada casi en su totalidad a consumo de la propia zona, ya que no existen gasoductos o terminales de licuefacción que permitan llevar el gas al resto del país. Además, esta extracción está a cargo exclusivamente de ENAP, debido a que la legislación actual impide las concesiones a la iniciativa privada en la extracción de hidrocarburos (a diferencia de lo que ocurre con otros recursos). Consecuentemente, en este momento la exploración solo puede ser realizada por el Estado o sus empresas, que pueden efectuar concesiones administrativas o conceder contratos especiales de operación, ambas figuras más limitadas que una concesión minera²⁷. Lo anterior ha impedido alcanzar mejores cifras de exploración y extracción de gas convencional. A ello se suma una política de precios subsidiados que no genera incentivos al desarrollo del sector.

En general, hasta los años 2001 y 2002 se observaba cierta tendencia al alza en la producción total de gas natural en Chile, llegando a un máximo de alrededor de 2.500 millones de metros cúbicos anuales (aproximadamente 0,09 trillones de pies cúbicos). Desde entonces, la tendencia es más bien a la baja, y las últimas cifras disponibles hablarían de una producción anual de unos 1.200 millones de metros cúbicos al año (0,44 trillones de pies cúbicos).

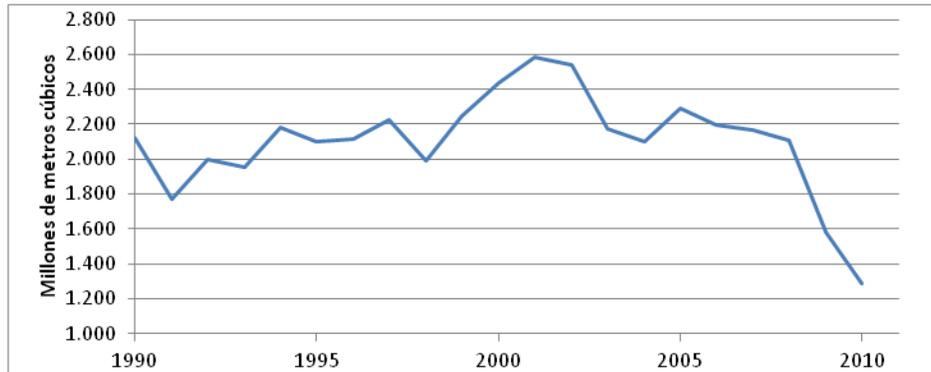
²⁶

“La Irrupción del *Shale Gas*: Implicancias para Chile”, Jorge Quiroz (2012).

²⁷

Ibid.

Gráfico N° 10
Producción de gas natural en Chile



Fuente: Comisión Nacional de Energía.

La razón de este declive en la producción obedecería al agotamiento en las reservas de gas natural convencional en la región. De acuerdo a la misma ENAP, solo habría gas para cuatro años más en caso de no encontrar nuevas reservas viables de explotar²⁸. Prueba de ello son las recientes decisiones que ha tomado la empresa Methanex (productora de metanol), la que el año pasado anunció que dada la escasez de gas trasladaría una de sus plantas a EE.UU.²⁹; y, finalmente este año, decidió paralizar por completo sus operaciones por un periodo de tiempo (se espera que se reanuden en los meses de junio o julio)³⁰.

Como se mencionara anteriormente, Chile se abastece también de importaciones de GNL a través de los terminales de regasificación de Quintero y Mejillones. Estos se iniciaron el año 2009 con una baja diversificación en los países de origen; más de la mitad del gas provenía de Guinea Ecuatorial y en total solo se importaba desde tres países. A partir de entonces, las importaciones han ido creciendo, tanto en volumen como en países de origen (tabla N° 2). Así, entre los años 2010 y 2011 hubo un incremento de más de 30% en el volumen del gas natural importado por esta vía. Los mayores volúmenes disponibles en el mercado nacional han permitido volver a utilizar gas natural en numerosas centrales de ciclo combinado que ya estaban construidas desde antes de 2004 (en la época del gas argentino) y, a su vez, abastecer a los consumidores comerciales y residenciales sin riesgos de corte o racionamiento. Ahora bien, el precio al cual Chile accede al gas es sustancialmente superior a los US\$ 2,5 por millón de BTU que en promedio se pagaba a Argentina y que se han

²⁸ "ENAP: Si no se trabaja en exploración solo habrá gas para 4 años". Sindicato de trabajadores ENAP de Magallanes (2012) <http://sindicatodetrabajadores.cl/enap-si-no-se-trabaja-en-exploracion-solo-habria-gas-para-4-anos-el-pinguino/>

²⁹ "Methanex traslada planta a EEUU por falta de gas en Magallanes". La Tercera (enero 2012) <http://diario.latercera.com/2012/01/19/01/contenido/negocios/10-97754-9-methanex-traslada-planta-a-eeuu-por-falta-de-gas-en-magallanes.shtml>

³⁰ "Methanex detendrá sus operaciones temporalmente en el país por falta de gas natural". La Tercera (enero 2013) <http://www.latercera.com/noticia/negocios/2013/01/655-503106-9-methanex-detendra-sus-operaciones-temporalmente-en-el-pais-por-falta-de-gas.shtml>

observado recientemente en el mercado americano. En el gráfico N° 11 se observan los precios a los que se ha recibido mes a mes el gas en los terminales de GNL.

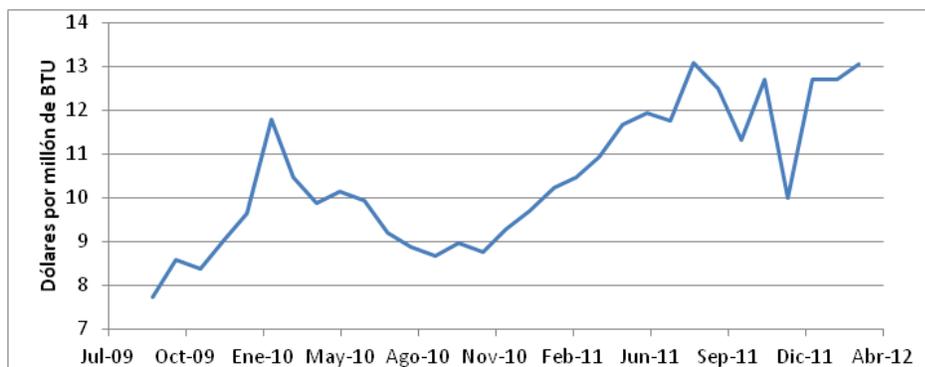
Tabla N° 2
Importaciones de GNL según origen, por año

	2009	2010	2011
Trinidad y Tobago	27%	22%	31%
Qatar	14%	9%	16%
Guinea Ecuatorial	56%	44%	34%
Argelia	0%	6%	0%
Egipto	0%	13%	3%
Indonesia	0%	0%	2%
Yemen	0%	0%	1%
Estados Unidos	0%	0%	2%

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

Si bien los precios debieran reflejar una alta estacionalidad – ya que en los meses que corresponden al invierno del hemisferio norte aumenta fuertemente la demanda en países que son grandes consumidores –, se observa que estos han tendido a permanecer por sobre los US\$ 10 por millón de BTU en los últimos dos años (gráfico N° 11). Este precio aumenta a niveles en torno a los US\$ 15-18 por millón de BTU cuando se le agregan todos los costos en que se incurre para disponer internamente del gas, vale decir, costos de regasificación, transporte en gasoducto, etc.

Gráfico N° 11
Precio del gas en terminales GNL de Chile



Fuente: CNE. Nota: Sin incluir costo de regasificación y transporte.

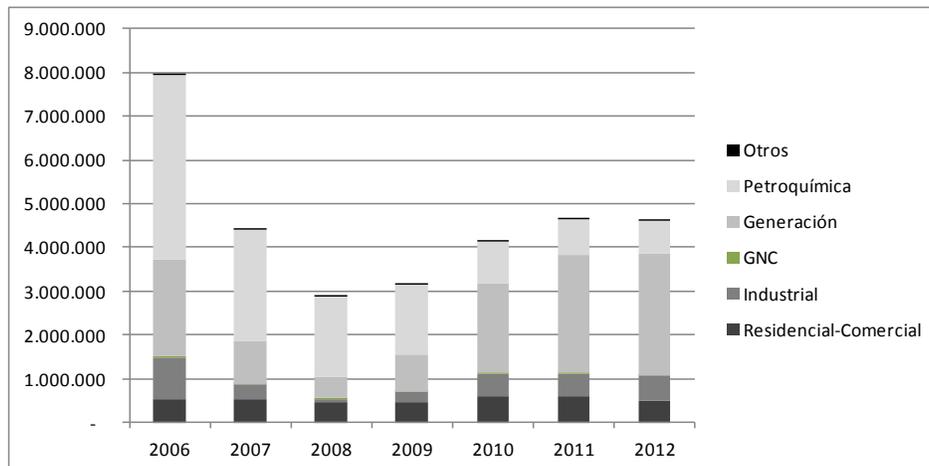
5.3. Usos del gas

El consumo de gas sufrió importantes variaciones durante la década pasada de la mano con los cambios en su disponibilidad. La abundancia de gas argentino amplió fuertemente la demanda por este recurso, proceso que sin embargo debió revertirse luego de la crisis de suministro iniciada el año 2004. Esto llevó a que el consumo de gas natural disminuyera sistemáticamente en todos los sectores hasta 2008, cuando se alcanzó un mínimo de 2,8 mil millones de metros cúbicos al año. Posteriormente, la demanda volvió a repuntar, principalmente en el sector energético (generación) y, en menor grado, en el sector industrial, aunque sin alcanzar los niveles de consumo pre-crisis.

La demanda por gas responde a distintos usos, tanto a nivel de hogares como en la actividad productiva. Actualmente, el sector predominante en cuanto al uso de gas natural es la generación eléctrica, que representa más de un 60% del consumo nacional de gas natural. Le siguen, aunque de lejos, los sectores petroquímico, industrial y residencial-comercial, que representan el 16%, 12% y 10%, respectivamente. Cabe destacar que el consumo de gas en la industria petroquímica ha ido disminuyendo, debido a que opera principalmente en Magallanes con gas natural obtenido en la zona y en esa región la producción de gas ha ido decreciendo sostenidamente por el agotamiento de las reservas de gas convencional. Por su parte, el consumo residencial y comercial prácticamente no ha variado a lo largo de los últimos años, manteniéndose en torno a los 500 millones de metros cúbicos anuales. Dentro de los usos con un menor nivel de importancia está el gas natural vehicular, como remplazo de la gasolina y el petróleo. En ello ciertamente influyen los altos precios del gas que existen hoy día en Chile (en comparación con los que se pagaban en el periodo del gas argentino), pero también hay limitantes de tipo legal, dado que, actualmente en el país, no se permite reconvertir a gas natural vehículos que no sean taxis, colectivos o vehículos comerciales livianos.

Gráfico N° 12

Consumo de gas natural en Chile (en miles de metros cúbicos)



Fuente: Comisión Nacional de Energía.

En materia de generación eléctrica, en 2012 el gas natural contribuyó con un 22% de la generación de energía del SIC y 26% en el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), similar a lo observado el año anterior. La generación a gas durante estos últimos años se vio favorecida por la menor disponibilidad de fuentes hidráulicas, las que produjeron 6 millones de MWh menos que en un año normal. Además influyó el retraso en el ingreso de nuevas centrales termoeléctricas a carbón que estaban presupuestadas para antes del terremoto y que recién entraron en operación hacia fines de 2012.

El gobierno y algunos expertos del sector estiman que el gas natural aumentará su participación dentro de la matriz eléctrica chilena desde el actual 23% promedio hasta un 30% hacia finales de la década, pero a la vez recalcan que el precio al que se importe el combustible será un elemento clave que definirá si estas proyecciones se cumplen o no. Esto, porque a los precios actuales el gas natural no es capaz de sustituir al carbón, pero sí es competitivo frente al petróleo diésel. Para competir con el carbón, el precio del gas tendría que bajar a la cercanía de US\$ 10 por millón de BTU.

Con todo, Chile deberá duplicar su capacidad instalada en los próximos 10 años para satisfacer la mayor demanda que deriva del crecimiento económico y la mayor intensidad de uso. El aporte que termine haciendo el gas natural en esta expansión dependerá tanto de su precio, como también de cómo se desarrolle la hidroelectricidad y la termoelectricidad con base de carbón. Si no se realizan los grandes proyectos convencionales, la participación del gas en la matriz podría llegar incluso a 35% al año 2025³¹.

6. Perspectivas del Gas Natural en Chile

La revolución del *shale gas* no solo involucra un aumento en la disponibilidad del combustible en los países productores, sino que también debería esperarse un efecto importante para país importadores como Chile. Las implicancias aún son inciertas, pero es claro que podrían abrirse nuevas oportunidades a nivel local. Algunos han planteado que los países que primero reconozcan estas oportunidades y generen los incentivos adecuados, obtendrán los mayores beneficios, situación que ameritaría asumir desafíos y hundir inversiones para aprovechar esas oportunidades³².

6.1. ¿Cómo se prepara la oferta?

Para aprovechar las oportunidades que eventualmente podría abrir el mercado mundial del gas se hace necesario desarrollar la infraestructura, tanto para recibir gas en los volúmenes suficientes, como para “aglutinar” suficiente demanda (minería, industria, generación

³¹ “GNL sería un tercio de la matriz eléctrica chilena a fines de la década”. La Tercera (octubre 2012) <http://diario.latercera.com/2012/10/21/01/contenido/negocios/27-121133-9-gnl-seria-un-tercio-de-la-matriz-electrica-chilena-a-fines-de-la-decada.shtml>

³² “La Irrupción del *Shale Gas*: Implicancias para Chile”, Quiroz (2012).

eléctrica, etc.), de modo de convertir a Chile en un comprador atractivo para los exportadores.

Lo anterior iría de la mano de inversiones que aumenten la capacidad de los terminales de GNL existentes o la construcción de nuevos (que pueden ser terrestres como los actuales o marítimos-flotantes). También se requiere ampliar la capacidad de los gasoductos reales o virtuales que van desde los terminales de GNL a las distintas ciudades, industrias y centrales de generación.

Paralelamente, cabe analizar cuáles son las posibilidades reales de que a futuro se logren explotar de forma rentable las reservas de *shale gas* en Magallanes, que es otra vía por la cual nuestro país puede beneficiarse del descubrimiento de esta nueva forma de gas natural.

Inversiones en infraestructura

Se han anunciado e iniciado algunas inversiones en Chile para aumentar la capacidad de uso de gas natural. En efecto, a nivel de los terminales existentes, tanto GNL Quintero como GNL Mejillones han anunciado su intención de construir estanques adicionales para aumentar su capacidad de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL.

En el caso de Mejillones, se están invirtiendo US\$ 200 millones en la construcción de un nuevo estanque que entraría en operación a finales de 2013³³ y se está analizando la posibilidad de realizar una nueva inversión de US\$ 100 millones para ampliar la capacidad de regasificación. La puesta en servicio del nuevo estanque a finales de este año implicará que el terminal podrá pasar de regasificar 10 barcos por año, a un máximo de 20 barcos de GNL anuales. La inversión adicional de US\$ 100 millones, de concretarse, permitirá regasificar 30 barcos por año hacia comienzos de 2017, pero la construcción de esa ampliación dependerá de la existencia de clientes interesados en comprar mayores volúmenes de gas. Mejillones accedió, además, a que sus clientes negocien directamente los contratos de importación de GNL con los proveedores, concentrando el negocio del terminal en el servicio de regasificación del GNL importado (hasta ahora GNL Mejillones compraba el gas y luego lo revendía una vez gasificado).

En el caso del terminal GNL de Quintero, se aprobó durante 2012 una ampliación del 50% en su capacidad de regasificación, pasando de una capacidad de 10 millones de metros cúbicos diarios a 15 millones de metros cúbicos diarios. Esta capacidad adicional estaría disponible a partir del primer semestre de 2014³⁴. En el terminal de Quintero, al igual que en Mejillones, se permitiría a partir de este año que los clientes negocien directamente los contratos de importación de gas, mientras que la sociedad controladora (GNL Chile) se limitaría a cobrar por el servicio de regasificación.

³³ “GNL Mejillones proyecta triplicar su capacidad a 2016 entregando gas para producir hasta 1.500 MW”. *La Segunda* (10 de diciembre de 2012)

³⁴ “GNL Quintero invierte US\$30 millones en expansión”. *Economía y Negocias* (28 de agosto de 2012)

Existen también iniciativas para construir nuevos terminales de GNL. Habiendo en Chile restricciones geográficas – no son muchas las bahías que cuentan con condiciones de seguridad suficientes – algunas empresas han decidido invertir en terminales flotantes de regasificación (FSRU, por sus siglas en inglés). Estos pueden ubicarse en sectores cercanos a los gasoductos y centrales existentes, cumpliendo la misma función que los actuales terminales, pero con las ventajas de movilidad y versatilidad que ofrece una embarcación.

Actualmente, son tres los proyectos de este tipo que están en agenda. El primero, de Colbún y AES Gener, busca disponer de un terminal FSRU en Quintero para importar *shale gas* desde Estados Unidos³⁵. Este terminal actualmente está en construcción y empezaría a operar a finales de 2014, con una inversión de entre US\$ 200 y US\$ 350 millones.

El segundo terminal FSRU es el que GasAtacama pretende construir en la Bahía de Mejillones³⁶. Este terminal permitiría la recepción, almacenamiento, regasificación e inyección de gas natural en el gasoducto Atacama, desde donde sería destinado a centrales de generación. Se planea que este terminal flotante se ubique dos kilómetros mar adentro, para reducir riesgos ante eventuales tsunamis. La construcción, operación y mantención de este terminal se asignó a la empresa Golar LNG, una compañía especializada en barcos de GNL. A la vez, GasAtacama está buscando firmar contratos de gas con empresas exportadoras de Estados Unidos (al igual que Colún y AES Gener), pero eso requiere que se reúna suficiente demanda de gas para que Chile sea un cliente competitivo a la hora de que se otorguen esos contratos, lo que se traduce en aglutinar demandantes con una capacidad total de al menos 3.500 MW. El 6 de junio de 2012 este proyecto ingresó al sistema de evaluación ambiental. En caso de que se apruebe y se construya, la capacidad de regasificación de este terminal flotante sería de 10 millones de metros cúbicos al día, es decir, la misma capacidad que posee actualmente el terminal GNL de Quintero.

Finalmente, las compañías estadounidenses Australis Power y Cheniere Energy, junto con las chilenas Andes Mining Energy y Gasoducto Innergy ingresaron recientemente al Servicio de Evaluación Ambiental el Terminal Marítimo Octopus LNG, que involucra una inversión de US\$ 150 millones. Este proyecto busca levantar un terminal marítimo de GNL *offshore* del tipo isla en la VIII Región, que estaría habilitado para recibir, descargar, almacenar, regasificar GNL y transportar gas natural a tierra, mediante un gasoducto submarino. El terminal tendría la capacidad de atracar dos naves, una de ellas del tipo FSRU atracada permanentemente y una nave de transporte que abastecería de GNL a la nave FSRU. Dicha nave estaría conectada al terminal tipo isla y tendría la capacidad de impulsar a tierra 15 millones de metros cúbicos estándares por día de gas natural (vaporizado). Lo anterior sería parte de un proyecto más grande, que incluye además la construcción de una central de gas de ciclo combinado para la generación eléctrica.

³⁵ “Hoegh LNG Wins FSRU Tender in Chile”. *World Maritime News* (septiembre 2012)

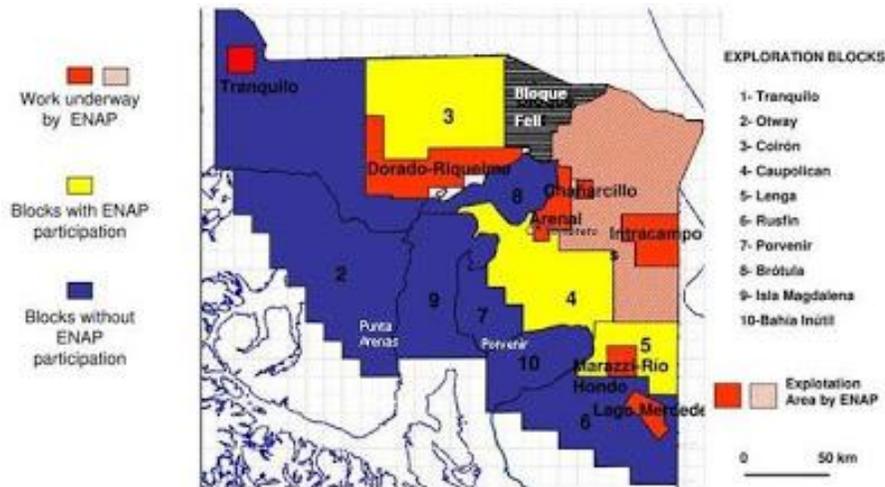
³⁶ “Proyecto Terminal Marítimo Flotante de GNL en la Bahía de Mejillones”. PROGAS S.A. (2012)

Shale gas en Magallanes

De acuerdo al informe de la EIA, las reservas de Chile alcanzaría 64 tcf, mientras que el consumo anual de gas natural del país actualmente asciende a apenas 0,1 tcf. Esto lleva a que Chile se ubique en la categoría de países que, a pesar de no poseer grandes reservas en términos absolutos, sí dispone de reservas suficientes en relación a su mercado local, lo que permitiría auto-abastecerse durante varias décadas. No obstante lo anterior, debido a las limitaciones en el marco legal y la falta de interés en explorar e invertir, la explotación de estos recursos podría no ocurrir hasta dentro de 8 o 10 años más.

ENAP ha intentado promover la explotación del *shale gas* vía incorporar cláusulas en los últimos contratos petroleros. Estos incentivan a las compañías a extraer el gas en caso de que se descubran reservas lo suficientemente grandes y accesibles como para que su explotación sea rentable y, además, les exige perforar al menos un pozo de *shale gas* con fines de exploración³⁷.

Figura N°4
Bloques de exploración en Magallanes



Fuente: ENAP.

El proceso de licitación de bloques de exploración se cerró a finales de 2011 con acuerdo entre las empresas ENAP, Geopark, Wintershall e YPF. Los bloques adjudicados fueron: Isla Norte, Campanario, Flamenco, San Sebastián y Lago Mercedes-Marazzi. Geopark está en fase de exploración para cuantificar las posibilidades de extracción, analizando la configuración geológica del sector entre otras cosas.

³⁷ “Shale Gas: ¿Respuesta a la escasez de energía en Chile?”. El Mercurio (octubre 2012)

Otra firma que está involucrada en la exploración de gas en Chile es Methanex. Esta empresa canadiense tomó la participación de la estadounidense Apache en el bloque Lenga y Rusfin (esta última decidió abandonar el país luego de 5 años de inversiones infructuosas en la zona). También ingresó a realizar exploraciones en el bloque Caupolicán. En primera instancia, Methanex realizará actividades exploratorias y evaluará traer al país tecnologías de explotación de *shale gas* provenientes de Estados Unidos y Canadá.

Existe bastante incertidumbre respecto de la rentabilidad de estas inversiones, ya que no se conocen en detalle las condiciones geológicas de los yacimientos.

6.2. ¿Cómo se vislumbra la demanda?

Los proyectos para aumentar la capacidad de importación solo tienen sentido en la medida que exista demanda suficiente. La pregunta que cabe responder, entonces, es cuáles son las perspectivas de la demanda de gas en Chile, considerando sus distintos usos.

En el país hay mucho potencial para expandir la participación del gas natural en la matriz energética, debido a las inversiones hundidas en forma de gasoductos y centrales eléctricas que permanecen desde la época del gas argentino. Prueba de ello es que actualmente el SIC-SING tiene una capacidad instalada de centrales que pueden operar con gas natural de 4.350 MW (29% de la capacidad total del sistema) y parte importante de esa capacidad no se utiliza por falta de disponibilidad del combustible. Además, hay muchas centrales termoeléctricas de ciclo combinado a gas que han sido reconvertidas durante la década pasada para funcionar con otros combustibles fósiles, las cuales podrían ser nuevamente reconvertidas al gas natural en caso de que se den las condiciones para ello.

Por su parte, es probable que observemos en los próximos años una gradual convergencia hacia un mayor desarrollo de centrales a gas, dadas las dificultades que han enfrentado las alternativas hidroeléctricas y termoeléctricas a carbón. A ello se suma que la ampliación de capacidad en los terminales de GNL facilitaría importar grandes volúmenes a los precios actuales sin tener que invertir en nueva infraestructura por parte de los interesados. Por último, se estima que el menor impacto ambiental de este tipo de centrales podría ayudar a enfrentar menores objeciones y oposición de parte de la ciudadanía.

Dentro de los proyectos relevantes que ya están confirmados y que incrementarían la demanda por gas natural en los próximos años está la central termoeléctrica Luz Minera, de CODELCO³⁸. Esta central se ubicará en Mejillones y tendrá una capacidad generadora de 780 MW, con una inversión estimada de US\$ 758 millones (la central será construida y operada por terceros vía licitación). La energía producida por esta central se destinará a abastecer las operaciones de CODELCO en Antofagasta, donde actualmente existen altos costos energéticos. Además, el excedente de energía generada se vendería en el mercado *spot* dentro del SING.

³⁸ “Codelco ingresa Central Luz Minera al Sistema de Calificación Ambiental”. *Diario Financiero* (febrero 2013).

Otro proyecto eléctrico relevante en este ámbito es la central “Kelar”, impulsada por la minera BHP Billiton. Esta central fue ingresada originalmente al Sistema de Evaluación Ambiental el año 2007 como una central a carbón³⁹, pero finalmente BHP Billiton optó por modificar el proyecto a uno basado en gas natural, posiblemente por algunas de las razones antes esgrimidas (mayor disponibilidad de gas, menor oposición ciudadana y menor daño al medioambiente). El nuevo proyecto – una central de ciclo combinado – se ubicará en Mejillones, buscando la cercanía con el terminal de GNL de la zona. Kelar tendría una capacidad de 540 MW y significaría una inversión de US\$ 400 millones. Al igual que el proyecto de CODELCO, este busca generar energía destinada a operaciones mineras de la zona y posiblemente entraría en operación a principios del año 2016.

Adicionalmente, se ha anunciado el “Proyecto Octopus”, un complejo termoeléctrico a gas natural impulsado por un grupo de inversionistas estadounidenses y chilenos (Australis Power, Cheniere Energy, Andes Mining Energy y Gasoducto Innergy), que sería realizado en la comuna de Bulnes, en el Biobío⁴⁰. Estas centrales tendrían una potencia combinada de 700 MW y requerirían una inversión de US\$ 1.300 millones. Algo muy relevante sobre este proyecto es que es la primera central para la cual ya está confirmado un suministro de gas proveniente de Estados Unidos. En este caso, el consorcio a cargo de ella ya habría cerrado acuerdos con la empresa norteamericana Cheniere Energy, la cual exportaría el gas en cuanto se concluyan las obras de reconversión del terminal Sabine Pass en Estados Unidos.

Hay, además, otros proyectos energéticos no ligados a la generación eléctrica que se han ido desarrollando con miras a un uso más masivo del gas natural en el país. Así, por ejemplo, Metrogas está buscando llevar a cabo un proyecto de distribución de gas natural licuado mediante una flota de camiones que llevarán el combustible hacia pequeñas plantas regasificadoras, destinadas a abastecer a clientes industriales que se encuentren fuera de la red de gasoductos de la zona. Este proyecto significará una inversión de US\$ 250 millones por parte de la compañía⁴¹.

Por su parte, Gasco está intentando desarrollar más el mercado del gas natural vehicular, que actualmente se encuentra restringido por regulaciones que impiden a usuarios reconvertir sus vehículos particulares para usar este combustible. A pesar de esta limitación, Gasco proyecta un alza en las reconversiones de taxis, colectivos y flotas comerciales para los próximos años, con lo que la cifra de vehículos a gas natural pasaría de los 20.000 que existen actualmente, a unos 65.000 en el año 2016⁴².

³⁹ “BHP inicia tramitación ambiental de proyecto a carbón en Mejillones por US\$400 millones”. La Tercera (noviembre 2011)

⁴⁰ “Central térmica en Biobío será la primera en usar shale gas de EEUU”. Qué Pasa Energía (enero 2013). <http://www.quepasaenergia.cl/index.php/noticias/item/1328-central-t%C3%A9rmica-en-biob%C3%ADo-ser%C3%A1-la-primera-en-usar-shale-gas-de-eeuu>

⁴¹ “Metrogas impulsará un proyecto individual para llegar con GNL al Biobío”. Plataforma Urbana (abril 2011) <http://www.plataformaurbana.cl/archive/2011/04/19/metrogas-impulsara-un-proyecto-individual-para-llegar-con-gnl-al-biobio/>

⁴² “Conversión de autos a gas aumentaría 20% tras baja de precios”. La Tercera (agosto 2012)

6.3. Proyecciones de precios del gas

Aun cuando se vislumbra una mayor demanda por gas en Chile y se han anunciado inversiones en infraestructura para disponer de una mayor cantidad del recurso en el futuro, lo cierto es que la evolución que se observe dependerá críticamente del precio al cual se acceda al combustible. Actualmente, se observa en el mundo una significativa expansión de la oferta, gracias al incremento de las reservas técnicamente recuperables de gas, lo cual debería llevar a una reducción de los precios en los mercados. Sin embargo, por las particularidades del mercado del gas natural, existe un importante grado de incertidumbre respecto a la trayectoria que harían los precios hacia este nuevo equilibrio en las distintas regiones del mundo.

Lo que es claro es que las diferencias de precios entre regiones ya están creando fuertes incentivos para el arbitraje. Chile podría beneficiarse de esta situación si es que lograra firmar contratos de suministro con Estados Unidos para acceder a gas natural licuado a precios significativamente más bajos que los que se pagan en la actualidad, por su condición de socio en virtud del Tratado de Libre Comercio (TLC) firmado con ese país. Si se consigue este objetivo y la baja de precios es de magnitud suficiente, podría llegar a ocurrir que el gas natural se volviera competitivo frente a otros combustibles, como el carbón en la generación eléctrica.

La posibilidad de una baja de los precios del GNL en Chile ha generado un gran entusiasmo. Pero, ¿qué posibilidades reales existen de llegar a importar gas a precios bajos desde Estados Unidos en el mediano plazo? Y si se logra firmar esos contratos, ¿dentro de qué rango de precios estaría el gas importado una vez que esté disponible para su uso local?

Existen ciertas barreras técnicas y políticas que deben superarse antes de que Estados Unidos pueda comenzar a exportar. Una de ellas es que deben reconvertirse los actuales terminales de regasificación a terminales de licuefacción para poder enviar gas hacia otros destinos, lo cual tomará varios años. Se estima que el primer terminal en estar operativo será Sabine Pass, que estaría en condiciones de exportar GNL recién el año 2015. Otros terminales se sumarían durante los siguientes años, siempre y cuando se concedan los permisos ambientales por parte de las autoridades americanas.

Por su parte, están también los riesgos de las barreras políticas. Con una economía aún en proceso de recuperación después de la última crisis, existe la posibilidad de que en Estados Unidos se quiera reservar el gas natural para consumo local, incrementando así la competitividad de su industria mediante un precio más bajo de este insumo. Ya hay políticos en Estados Unidos que han manifestado abiertamente esa postura, aunque otros sostienen que se debería optar por una política de libre comercio.

Dada la controversia, el gobierno americano encargó un informe que fue recientemente publicado, el cual estimó que el impacto en competitividad y en eventuales pérdidas de empleo en la industria local sería menor comparado con los beneficios que generaría para el país el exportar el combustible. En efecto, según este reporte, en todos los escenarios analizados se constata que el permitir las exportaciones incrementa el PIB de Estados

Unidos (es decir, el incremento en la actividad del sector productor de gas natural es superior a la contracción generada en la industria manufacturera debido al mayor precio doméstico del *shale gas*). Dado esto, varios apuestan a que Estados Unidos finalmente entregue las licencias para reconvertir terminales y exportar gas, con restricciones acotadas⁴³.

Superadas estas barreras, cabe analizar a qué precio podría llegar el gas natural proveniente de Estados Unidos. El precio del gas que recibimos en Chile consta de varios componentes, a saber: precio del gas en la fuente primaria, costo de licuefacción, costo de transporte y costo de regasificación.

El precio de gas en fuente primaria que se podría esperar en el mediano plazo es de entre US\$ 5 y US\$ 6 por millón de BTU, ya que con el precio actual no se cubren los costos marginales, mientras que con el precio proyectado las inversiones realizadas en la extracción del gas se volverían rentables. Además, es previsible que el precio al que se exporte el gas sea más elevado que el precio interno de Estados Unidos, pero más conveniente que los actuales precios del mercado internacional.

A ese precio habría que incorporar, primeramente, el costo de licuefacción. De acuerdo al informe de Jorge Quiroz “*La Irrupción del Shale Gas: Implicancias para Chile*”, el rango de precios para la licuefacción que cubre los costos y asegura una rentabilidad sobre capital del 10% se encontraría entre US\$ 2,4 y US\$ 2,9 por millón de BTU. La AIE, en tanto, proyecta un precio entre US\$ 2 y US\$ 3 por millón de BTU, nivel bastante similar al antes señalado.

En relación a los costos de transporte, de acuerdo a cifras de la Cámara de Comercio de Santiago, se ubicarían en torno a los US\$ 0,8 por millón de BTU para importaciones de GNL desde Estados Unidos.

Sumando estos costos es posible estimar que el gas natural de Estados Unidos llegaría a Chile a un costo entre US\$ 8 a US\$ 10 por millón de BTU, lo que representa una rebaja importante frente al actual precio de las importaciones, que oscilan en torno a US\$ 12 por millón de BTU. Si al precio proyectado se le agrega el costo de regasificación, se alcanza un valor cercano a los US\$ 10 o US\$ 12 por millón de BTU en el escenario más optimista. Parece, por lo tanto, más realista suponer un precio en torno o algo superior a US\$ 12 por millón de BTU.

No se debe olvidar, sin embargo, que esta proyección corresponde a la suma de valores medios de rangos esperados, por lo que dependiendo de cómo evolucionen los costos en los próximos años, podríamos disponer de un precio superior o inferior a este. Uno de los factores clave será cuán pronto se logren cerrar los contratos con exportadores de GNL de Estados Unidos, ya que existe también mucho interés de países asiáticos en acceder a esta nueva oferta, y el llegar más tarde a estos acuerdos podría traducirse en precios más altos.

43 “Opción GNL”. Revista Qué Pasa (marzo 2013).

7. Recomendaciones de Política

Habiendo analizado las perspectivas que presenta el mercado del gas, tanto en el mundo como en Chile, surge la interrogante de si existe la necesidad de alguna política pública que incentive un mayor aprovechamiento de este combustible en el país. Lo anterior, en la medida que se considere deseable su introducción y que, por alguna razón, no existieran en el mercado las condiciones para acomodar en plazo razonable esta nueva situación.

Centraremos nuestro análisis en el mercado de generación eléctrica, dado que es en esta actividad donde se observa el principal uso actual y esperado del combustible en nuestro país. De este modo, de existir algún espacio para una mayor injerencia del Estado, sería precisamente en este sector donde se sentiría su impacto con mayor fuerza. Además, es bien sabido que en el pasado nuestra matriz eléctrica ha podido acomodar exitosamente variadas situaciones complejas; sin embargo, este proceso se ha visto últimamente entrampado por la dificultad que enfrenta la ejecución de nuevos proyectos, especialmente en el SIC, introduciendo un serio riesgo de no poder cubrir la demanda futura a precios razonables. Cabría, por tanto, preguntarse si la mayor disponibilidad de gas en el mundo podría eventualmente cambiar este escenario de inminente estrechez energética y si, entonces, ameritaría la intervención del Estado.

Históricamente, el desarrollo eléctrico se ha basado en fuentes hídricas y térmicas, siendo estas últimas las que han marcado el precio. En efecto, habitualmente la generación a carbón ha sido la tecnología de desarrollo que fija los precios de largo plazo, siendo reemplazado por el gas en el período de abundancia del combustible proveniente de Argentina; y, posteriormente, por el diésel, cuando debió ajustarse el sistema al inesperado corte del suministro del gas. Si el mercado se ajustara libremente, sería de esperar que el precio de largo plazo – todavía muy influido por la generación con diésel – tendiera nuevamente hacia el costo de desarrollo sobre la base de carbón, lo que, sin embargo, no está pudiendo concretarse.

La situación no pareciera que vaya a ceder en el corto plazo. Por el contrario, hoy se mira con cierta preocupación el plan de obras proyectado por la CNE, donde abundan obras cuya ejecución no es del todo cierta. La posibilidad que existan retrasos y/o decisiones de no invertir por parte de los desarrolladores revela una fragilidad importante en la oferta futura. En efecto, la incertidumbre que conllevan los retrasos en la obtención de permisos y de concesiones eléctricas, la fuerte oposición ciudadana que enfrentan proyectos de distintas tecnologías y la creciente judicialización, han redundado en una alarmante ausencia de nuevos proyectos.

El fracaso de proyectos de tamaño relevante, como Castilla⁴⁴ y Barrancones⁴⁵, sumado a las dificultades que enfrentan otras iniciativas como Punta Alcalde⁴⁶ o la hidroeléctrica

⁴⁴ La Corte Suprema rechazó el proyecto (28.08.12) por considerar que no debió tramitarse por separado el estudio de impacto ambiental del Puerto y la Central – aun cuando responden a descripciones distintas en la ley – dado que ello no permitiría determinar con certeza los efectos medioambientales de la termoeléctrica Castilla.

HidroAysén⁴⁷, dan prueba de la dificultad que enfrenta la ejecución de este tipo de proyectos en el mediano plazo. Si no es factible construir centrales sobre la base de tecnología competitiva, queda por resolver cómo se logrará garantizar la provisión de energía que demanda la ciudadanía y la actividad productiva del país.

Aparentemente, en este contexto, el gas natural pasa a ser la única solución, pues permite absorber grandes bloques de potencia a través de la puesta en operación de plantas de ciclo combinado. La posibilidad que ello ocurra dependerá básicamente de dos factores: de la cantidad de gas que se podrá importar (dado que la producción local es limitada) y de los precios a los cuales se accedería a este combustible, variable que resulta clave para determinar precios futuros de la energía en el país.

La masificación del uso del gas requiere de infraestructura que permita su internación en cantidades suficientes, para lo cual la infraestructura existente resulta escasa. Lo anterior ha llevado a plantear la necesidad de ampliar los terminales de regasificación existentes, vale decir GNL Quintero y GNL Mejillones.

En el caso del terminal GNL Quintero, se dispone actualmente de 10 millones de m³ de capacidad de regasificación diaria. Esta capacidad resulta insuficiente si se tiene en consideración que se necesitaría casi del doble para satisfacer los requerimientos futuros de generación eléctrica al 2020. GNL Quintero ha anunciado que ampliará a 15 millones de m³ su capacidad operable en los próximos 2 a 3 años y, eventualmente, podría extenderse otro tanto en los años posteriores. Sin embargo, el sector eléctrico no sería el único interesado en el combustible, puesto que también habría una mayor demanda de gas para otros usos – residencial, comercial e industrial –, lo que coparía parte del mayor gas disponible a través de este terminal.

Lo anterior obliga necesariamente a pensar y desarrollar otras opciones. Es en este contexto que algunas empresas eléctricas han estado impulsando proyectos de terminales marítimos de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (FSRU), lo que permitiría incorporar más gas para cubrir los requerimientos de los próximos años. Ello tendría además una justificación de costos, puesto que resultaría más barato invertir en un proyecto FSRU que financiar el costo promedio de una ampliación del terminal de regasificación existente⁴⁸. A ello se suma la mayor flexibilidad que importa una planta de

⁴⁵ Proyecto paralizado por solicitud del Presidente de la República, pese a que contaba con los permisos aprobados.

⁴⁶ La Comisión de Evaluación Ambiental rechazó el proyecto, pero el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad autorizó en decisión unánime el proyecto, sujeto al cumplimiento de una serie de exigencias de mitigación. Sin embargo, fueron interpuestos recursos de protección por esta aprobación ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

⁴⁷ Los equipos técnicos del SEIA deben analizar las reclamaciones presentadas por la ciudadanía y por la propia empresa. Luego de eso, el Comité de Ministros será oficiado para participar de la instancia y votación, pero diversas autoridades han declarado que no habría fecha definida para su pronunciamiento, aun cuando la ley establece un plazo de 60 días para ello.

⁴⁸ GNL Quintero invirtió del orden de US\$ 1.400 millones para una capacidad de 10 millones de m³ diarios, lo que resulta en un costo promedio relativamente alto si se le compara con el costo de proyectos FSRU de capacidad equivalente, que se estima del orden de US\$ 450 millones.

regasificación flotante, toda vez que, de existir una sobreoferta en el mercado local, es posible trasladar la nave y comercializar el combustible en otros destinos.

Desde el punto de vista de política pública, lo que se observa, entonces, es un ajuste natural a las condiciones que se perciben imperarán en el mercado del gas, lo que no amerita intervención por parte del Estado. Durante algún tiempo, sin embargo, el gobierno estuvo estudiando la posibilidad de regular el mercado del gas natural líquido para facilitar el acceso de nuevos actores – principalmente empresas eléctricas – a los terminales de regasificación. Para ello, la Comisión Nacional de Energía encargó dos estudios y estuvo evaluando posibles cambios para que más actores hicieran uso de las instalaciones pagando por el servicio de regasificación y remunerando la inversión. Lo anterior fue alentado por las empresas eléctricas que no lograban acordar con los controladores de los terminales condiciones mutuamente ventajosas, situación que derivó, en los hechos, en que se iniciaran estudios para el desarrollo de proyectos propios de regasificación.

Ahora bien, la necesidad de que el Estado interfiriera en este proceso no parecía obvia, pues resultaba cuestionable justificar una regulación especial para las plantas de regasificación basada en una supuesta condición de instalación esencial. Por el contrario, el hecho de que existan iniciativas para construir nuevos terminales revela que es posible replicar la infraestructura, a lo que se suma que no hay grandes holguras de capacidad y que no ha existido negativa de venta, como lo acredita el *open season* realizado por GNL Chile respecto del Terminal de Quintero (aun cuando las condiciones de venta podrían ser cuestionables). Cabría, quizás, algún rol de la autoridad para impulsar un mejor funcionamiento del mercado, como profundizar su transparencia y garantizar la igualdad de condiciones para todos. Sin embargo, este no parece ser un punto crítico para el desarrollo del sector.

La otra variable que resulta determinante para la masificación del gas es la disponibilidad del combustible en los mercados internacionales a un precio razonable. En materia de disponibilidad del GNL existe una fuerte incertidumbre; no solo es posible que no se desarrolle el mercado tanto como se espera (por restricciones a su producción y/o exportación,) sino que se podría destinar a otros mercados más convenientes (particularmente, Asia).

En efecto, China firmó hace poco tiempo atrás contratos a 20 años a un precio cercano a los US\$ 18,7 por millón de BTU (17% precio *brent*). Japón también está pagando precios altos, vinculados a un *mix* de precios del petróleo. Sumando además las compras de gas de Corea, se constata que Asia cubre una parte mayoritaria de la demanda de gas en el mundo y paga un precio relativamente alto por el combustible. Eso explica, de hecho, que Europa se esté moviendo nuevamente hacia el carbón para la generación eléctrica.

Chile, por lo tanto, va a enfrentar limitaciones importantes para acceder a gas barato. El mercado marginal con el que compite el país es precisamente el mercado asiático, en consecuencia será este el que marcará nuestro precio a futuro (dado que representa el costo alternativo para los oferentes). Se estima, por ende, que el precio de largo plazo del gas al cual accedería Chile debiera bordear los US\$ 12 por millón de BTU o algo por sobre

este valor, lo que en términos de generación eléctrica significa costos superiores a US\$ 120 por MWh.

Lo anterior deja planteada una inquietud no menor. Si bien es razonable esperar que el mercado energético se mueva en el corto plazo hacia la generación eléctrica sobre la base de gas – producto de las dificultades que hoy enfrenta la generación con carbón –, se estaría aceptando que el país produzca energía a un costo significativamente más alto. En efecto, si no hay plantas a carbón en construcción, el precio futuro lo marcará el gas, pese a que el carbón genera energía eléctrica a un costo a lo menos 20% inferior a la producida con este combustible.

En vista de lo anterior, no solo parece improcedente forzar una introducción del gas más allá de lo que proyecta el propio mercado, sino que además deja planteada una pregunta más de fondo, cual es si podemos darnos el lujo de dejar de desarrollar centrales a carbón. Las ventajas de la producción a carbón radican en que no solo es más competitivo desde el punto de vista económico – incluso adicionándole un costo por las emisiones de CO₂ –, sino que además aporta mayor seguridad, en vista que el precio del gas se mantendrá ligado al precio del petróleo que es más volátil. Las ventajas ambientales son, además, relativas, puesto que la generación a carbón está actualmente sujeta a estrictas normas de emisión en lo que se refiere al menos a contaminantes locales.

En síntesis, para el quinquenio 2014-2018 no hay otra alternativa que impulsar proyectos de generación con gas, aun cuando estos impongan precios más altos. Para sacar adelante estos proyectos, la autoridad deberá velar por asegurar una mayor agilidad en la obtención de permisos y aprobaciones, de modo de dar mayor celeridad a la ejecución de proyectos que cumplen con la normativa exigida. Hacia adelante, en cambio, y considerando que existe un escenario incierto respecto del precio del gas al cual accederá Chile en el futuro - incluso existiendo mayores reservas probadas y en explotación de *shale gas* - resulta imperativo insistir en el desarrollo de centrales a carbón, al menos en cantidad suficiente para reducir los precios marginales de la electricidad. Si solo se desarrollan centrales a GNL, los precios se estabilizarán probablemente en niveles más elevados, lo que continuará golpeando nuestra competitividad.

8. Conclusiones

El gas natural se perfila en el mundo como una oportunidad para tener una matriz energética más limpia y para asegurar costos de generación relativamente más bajos. Lo anterior, junto con el enorme aumento de reservas explotables gracias al descubrimiento de formas rentables de extraer *shale gas*, han hecho que las perspectivas para el gas natural a nivel global se vuelvan muy positivas.

Este desarrollo también está teniendo impacto en Chile; nuestro país ya cuenta con infraestructura para regasificar el GNL con los terminales en Mejillones y Quinteros y, debido

a las positivas perspectivas internacionales, se están además desarrollando nuevas inversiones que apuntan a ampliar la capacidad de estos terminales, a construir nuevos terminales y a desarrollar centrales de generación eléctrica con gas. Adicionalmente, existe la posibilidad de volver a utilizar en el futuro la infraestructura existente en forma de gasoductos para importar gas desde Argentina.

Considerando que el desarrollo de proyectos basados en carbón y recursos hídricos se ha visto crecientemente dificultado, es posible prever que Chile aprovechará las oportunidades que abre el mercado internacional con la mayor disponibilidad de gas natural. Este debiera ser un proceso natural del mercado ante la imposibilidad de lograr contratos a precios estabilizados con otros combustibles más baratos, como el carbón. Dada la urgencia existente de promover la realización de nuevos proyectos energéticos que satisfagan la demanda, podría existir algún espacio para facilitar el proceso de ajuste. En todo caso, el mercado ya ha dado señales de estar adaptándose a las nuevas condiciones, lo que llevaría a que en el quinquenio 2014-2018 proliferen más proyectos de generación con gas, aun cuando estos impongan precios más altos que otras fuentes de generación convencionales.

La incertidumbre respecto de la disponibilidad y de las condiciones bajo las cuales Chile accederá al gas hacia adelante hace recomendable perseverar en la realización de centrales de generación eléctrica basadas en otras fuentes distintas al gas que muy posiblemente seguirán siendo más competitivas, como es el caso de los recursos hídricos y el carbón. Si, en cambio, se apuesta solamente por la generación basada en GNL, es posible que el país termine dilatando la actual situación de altos precios de la electricidad, lo que nos hace perder competitividad frente al resto del mundo. Es aquí donde le cabe un rol importante a la autoridad, puesto que deberá mostrar liderazgo para impulsar este tipo de proyectos, aun cuando tenga que arriesgar para ello parte de su capital político.

9. Referencias Bibliográficas

- Agencia Internacional de Energía (2011), *“World Energy Outlook 2011: Are We Entering a Golden Age of Gas?”*
- Agencia Internacional de Energía (2011), *“Golden Rules for a Golden Age of Gas”*.
- Fischer, M. (2012), *“Fracking Footprint”*.
- Goldman Sachs (2013), *“Global LNG: The next 10 years”*.
- KPMG (2011), *“Shale Gas – A Global Perspective”*.
- PROGAS S.A. (2012), *“Proyecto Terminal Marítimo Flotante de GNL en la Bahía de Mejillones”*.
- Quiroz, J. (2012), *“La Irrupción del Shale Gas, Implicancias para Chile”*.



- Rahm, B., Riha; S., Yoxtheimer, D.; Boyer, E.; Davis, K. y Belmecheri, S. (2011), *“Environmental Water and Air Quality Issues associated with Shale Gas Development in the Northeast”*.
- Rudnick, H. (2011), “La Revolución del Shale Gas”.

Diarios y Revistas

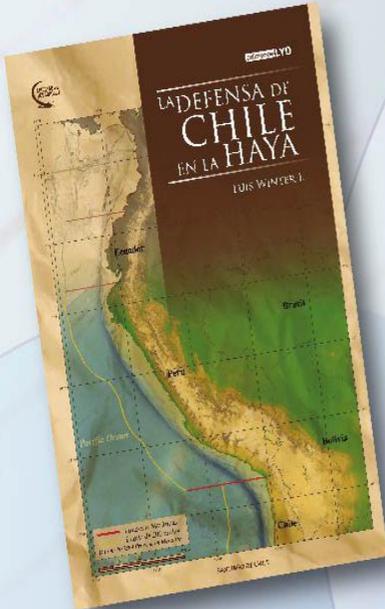
- *“American Energy and Economics: Better out Than in”*. *The Economist* (marzo, 2013),
- *“El Gas Natural Vuelve a Tener Protagonismo en la Generación Eléctrica”*. Revista Electricidad (abril), 2012, pp. 8-12.
- *“Hacia el Renacer del Gas Natural”*. Revista Electricidad (diciembre, 2012), pp. 57-59.
- *“La Lucha por Traer el Shale”*, Revista Qué Pasa (mayo, 2012), pp. 28-32.
- *“Opción GNL”*. Revista Qué Pasa (marzo, 2013), pp. 28-33.
- *“Revolución bajo Tierra”*, Revista Qué Pasa (mayo, 2012), pp. 22-26.
- *“Shale of the Century: The ‘Golden Age of Gas’ could be Cleaner Than Greens Think”*. *The Economist* (junio, 2012), - *“Shale: Can the US Experience be repeated?”* *The Economist* (septiembre, 2012),
- *“Shale Gas in South Africa: Fracking the Karoo”*. *The Economist* (octubre, 2012),
- *“The Future of Natural Gas: Coming Soon to a Terminal near you”*. *The Economist* (agosto, 2011),
- *“Unconventional Gas in Europe: Frack to the Future”*. *The Economist* (febrero, 2013),

Serie Informe Económico

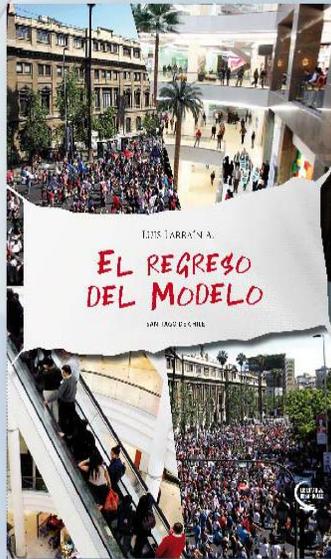
Últimas Publicaciones

- N° 229** **Radiografía al Mercado Laboral Chileno**
1ª Parte. Encuesta Laboral de la Dirección del
Trabajo 2011
M. Cecilia Cifuentes H.
Febrero 2013
- N° 228** **Nueva Ley de Pesca: Mejores Reglas,**
Ganancia de Pescadores
Susana Jiménez S.
Enero 2013
- N° 227** **Reflexiones sobre la Crisis**
Europea y el Estado de Bienestar
Mauricio Rojas M.
Diciembre 2012

La defensa de Chile en La Haya (2012)
Luis Winter Igualt

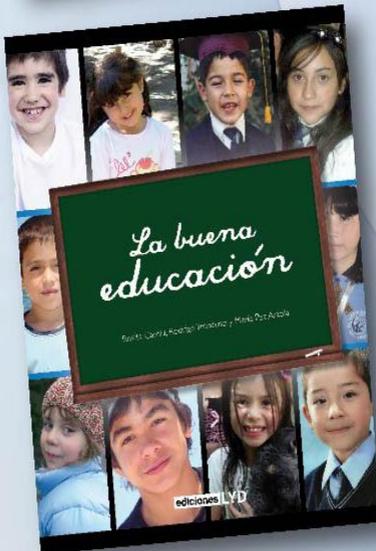


El regreso del modelo (2012)
Luis Larraín



Gobernar con principios. Ideas para una nueva derecha (2012)

Pablo Francisco Ortúzar Madrid y
Francisco Javier Urbina Molfino



LYD ES REPRESENTANTE EXCLUSIVO EN CHILE DE LIBROS UNIÓN EDITORIAL DE ESPAÑA. CONTAMOS CON MÁS DE 190 TÍTULOS DE AUTORES, TALES COMO FRIEDRICH A. VON HAYEK, LUDWIG VON MISES, FERNANDO PRIETO, PASCAL SALIN, ENTRE OTROS.

La buena educación (2011)
Rosita Camhi, Rodrigo Troncoso y
María Paz Arzola

LIBROS DISPONIBLES EN LIBRERÍAS Y LIBERTAD Y DESARROLLO

Pedro de Villagra 2265, Vitacura, Santiago, Chile / 56 - 2 - 377 4800
compralibros@lyd.org