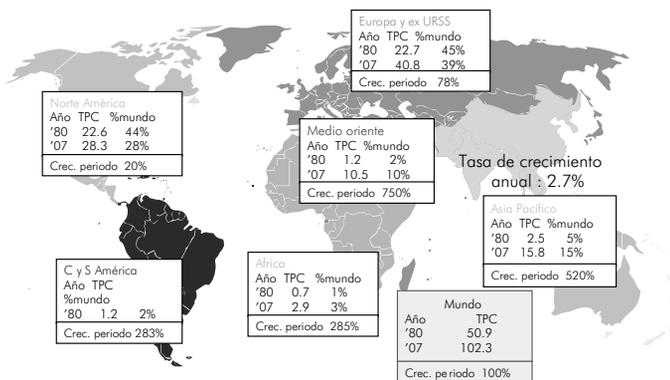


La industria del LNG en el mundo y el proyecto de exportación en el Perú

María Julia Aybar*

La industria de LNG nos ofrece alternativas novedosas para el abastecimiento de energía. En el presente trabajo la autora nos describe el funcionamiento de esta industria en el mundo. Asimismo, analiza la estructura, el marco regulatorio y los proyectos en el Perú, lo que ha permitido convertirse rápidamente en una exclusiva industria.

Una de las principales preocupaciones de la sociedad actual es el abastecimiento de combustible en un mundo que cada día requiere más de él para cubrir una creciente demanda de energía. Dentro de dicho contexto es que el gas natural ha adquirido un gran protagonismo, no sólo por su alta eficiencia como combustible sino sobre todo por su gran beneficio ambiental. En los últimos años el consumo de gas natural se ha incrementado en un 25%, mientras que el consumo de petróleo sólo ha tenido un incremento del 15%. Convenientemente las reservas mundiales de gas natural también han aumentado debido a la inversión en actividades de exploración que llevan a cabo las empresas petroleras en búsqueda de nuevos potenciales que permitan abastecer la creciente demanda. En el cuadro siguiente se analiza el porcentaje de crecimiento que han tenido las reservas de gas natural hasta el año 2007:



FUENTE: BP Statistical Review 2007

Sin embargo, al igual que el petróleo, el gas natural es un combustible que no se encuentra en todos

los lados, mientras que abunda en algunas partes del mundo, en otras es totalmente inexistente. Además, a diferencia del petróleo, éste no es de fácil almacenamiento para el transporte. Es por dicho motivo que en los últimos años se ha venido desarrollando la industria del LNG (*Liquefied Natural Gas*, por sus siglas en inglés).

El LNG no es otra cosa que el gas natural sometido a una temperatura de menos 160°C. Es decir, el gas natural, extraído de los campos de producción de petróleo, si se trata de gas natural asociado, o de los campos de producción de gas natural, si se trata de gas natural no asociado, conformado principalmente por metano y etano; al ser sometido a temperaturas tan bajas, cambia su estado gaseoso al estado líquido reduciendo significativamente su volumen a casi 600 veces menos. El proceso de licuefacción consiste primero en remover del gas natural cualquier sustancia contaminante que éste pudiera contener (nitrógeno, oxígeno, agua, mercurio, etc.), para luego ser expuesto a un proceso de congelamiento que básicamente consiste en someter el gas natural se encuentra en estado líquido ocupando 1/600 de su volumen original, es almacenado en tanques de gran capacidad que deben mantenerlo a temperaturas muy bajas para que conserve su estado líquido.

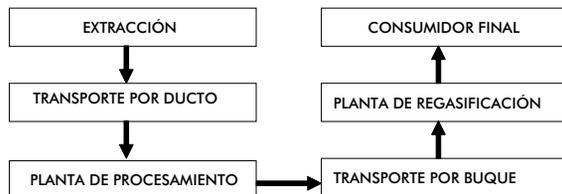
El LNG almacenado luego puede ser transportado a destinos distantes en buques especiales que cuentan con tanques que permiten mantener el gas natural en estado líquido¹. En el destino final, el LNG es sometido a un proceso inverso, a fin de recuperar nuevamente su estado gaseoso, el cual le permite ser transportado y finalmente distribuido a los consumidores finales.

* Gerente Legal de PERÚ LNG S.R.L. Abogada especialista en la industria de hidrocarburos.

1 Los barcos metaneros son barcos construidos especialmente para el transporte de LNG. Las características tecnológicas de estos barcos son muy sofisticadas, ya que el gas debe mantenerse a una temperatura de -160°C para largos recorridos. Son barcos con una capacidad de carga de entre 30.000 m³ y 150.000 m³. En el 2008 la flota de buques metaneros estaba alrededor de los 160, sin embargo, se estima que debido al crecimiento de la industria del LNG, dicho número podría duplicarse en el 2015.

Como hemos visto, el LNG permite que el gas natural pueda ser transportado a destinos distantes a los cuales no podría llegar a través de ductos, dado que resulta ineficiente construir ductos para cubrir distancias mayores a 2,000 O 3,000 kilómetros, dependiendo de la ubicación del terreno, para transportar el gas natural.

Teniendo en cuenta lo señalado, podemos graficar el proceso del LNG desde que es extraído hasta su destino final de la siguiente manera:

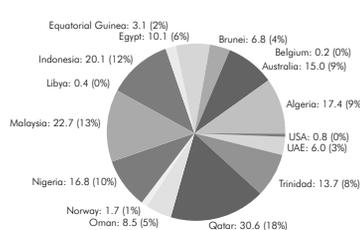


Como hemos visto, la industria del LNG tiene dos actores importantes, los productores de LNG (planta de procesamiento/exportadores) y los consumidores de LNG (planta de regasificación/importadores). A continuación, identificamos a los principales exportadores e importadores de LNG en el mundo incluyendo los volúmenes anuales de comercialización de LNG en millones de toneladas por año:

Table 1: LNG Exports by Country in 2008, mtpa

Exporter	mtpa
Algeria	17.4
Australia	15.0
Belgium	0.2
Brunei	6.8
Egypt	10.1
Equatorial Guinea	3.1
Indonesia	20.1
Libya	0.4
Malaysia	22.7
Nigeria	16.8
Norway	1.7
Oman	8.5
Qatar	30.6
Trinidad	13.7
UAE	6.0
USA	0.8
Total Exports	173.6

Figure 2: LNG Exports by Country in 2008



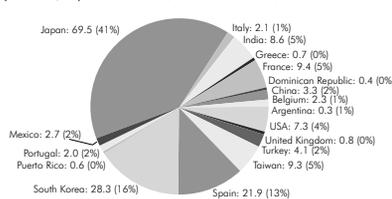
Sources: The Asian Waterborne LNG Reports
The European Waterborne LNG Reports
The U.S. Waterborne LNG Reports
Wood Mackenzie
Industry Sources

Fuente: 24 World Gas Conference Proceedings 2009

Table 2: LNG Imports by Country in 2008, mtpa

Importer	mtpa
Argentina	0.3
Belgium	2.3
China	3.3
Dominican Republic	0.4
France	9.4
Greece	0.7
India	8.6
Italy	2.1
Japan	69.5
Mexico	2.7
Portugal	2.0
Puerto Rico	0.6
South Korea	28.3
Taiwan	21.9
Turkey	9.3
United Kingdom	4.1
USA	0.8
Total Imports	173.6

Figure 5: LNG Imports by Country in 2008



Sources: The Asian Waterborne LNG Reports
The European Waterborne LNG Reports
The U.S. Waterborne LNG Reports
Wood Mackenzie
Industry Sources

Fuente: Key World Energy Statistics 2009

Como vemos, los consumidores de gas natural están localizados a grandes distancias de donde se encuentran las reservas de gas natural. Por ello, la industria del LNG ha cobrado gran importancia en los últimos años. El gas natural fue licuefactado por primera vez en 1845 y desde ese momento esta industria se ha venido perfeccionando. En 1959 se hizo el primer cargo marítimo de LNG de

Lousiana al Reino Unido, lo cual abrió el mercado internacional de LNG haciendo que los productores de gas natural con mercados locales inexistentes o reducidos y, los consumidores de gas natural con inexistente o poca producción, empiecen a considerar el LNG como una opción atractiva.

Debido a que esta industria requiere de grandes inversiones de capital que haga posible la construcción de plantas de procesamiento en el caso de los productores y, de plantas de regasificación en el caso de los consumidores, ambas con largos procesos de construcción; la competencia entre los exportadores es bastante fuerte por asegurar mercados en los cuales puedan colocar su producción. Las reservas mundiales de gas natural, tal como se puede ver en el cuadro adjunto, más de la mitad de las mismas están localizadas principalmente en los siguientes países: Rusia, Irán, Arabia Saudita, Qatar, Indonesia y Australia:

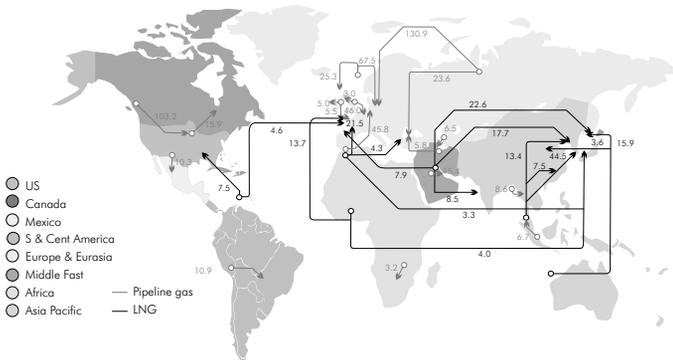
	At end 2008			
	Trillion cubic feet	Trillion cubic metres	Share of total	R/P ratio
US	237.7	6.73	3.6%	11.6
Canadá	57.7	1.63	0.9%	9.3
Mexico	17.6	0.50	0.3%	9.1
Total North AmÉrica	313.1	8.87	4.8%	10.9
Argentina	15.6	0.44	0.2%	10.0
bolivia	25.1	0.71	0.4%	51.0
Brazil	11.5	0.33	0.2%	23.6
Colombia	4.0	0.11	0.1%	12.4
Peru	11.8	0.33	0.2%	98.5
Trinidad & Tobago	17.0	0.48	0.3%	12.2
Venezuela	170.9	4.84	2.6%	*
Other S. & Cent. America	2.4	0.07	•	17.5
Total S. & Cent. America	258.2	7.31	41.0%	46.0
Azerbaijan	42.3	1.20	0.6%	81.3
Denmark	1.9	0.06	•	5.5
Germany	4.2	0.12	0.1%	9.2
Italy	4.2	0.12	0.1%	14.2
Kazakhstan	64.4	1.82	1.0%	60.3
Netherlands	49.1	1.39	0.8%	20.6
Norway	102.7	2.91	1.6%	29.3
Poland	3.9	0.11	0.1%	27.1
Romania	22.2	0.63	0.3%	54.6
Russian Federation	1529.2	43.30	23.4%	72.0
Turkmenistan	280.6	7.94	4.3%	*
Ukraine	32.6	0.92	0.5%	49.2
United Kingdom	12.1	0.34	0.2%	4.9
Uzbekistan	55.8	1.58	0.9%	25.4
Other Europe & Eurasia	15.6	0.44	0.2%	43.2
Total Europe & Eurasia	2220.8	62.89	34.0%	57.8
Bahrain	3.0	0.09	•	6.3
Iran	1045.7	29.61	16.0%	*
Iraq	111.9	3.47	1.7%	*
Kuwait	62.9	1.78	1.0%	*
Oman	34.6	0.98	0.5%	40.7
Qatar	899.3	25.46	13.8%	*
Saudi Arabia	267.3	7.57	4.1%	96.9
Syria	10.0	0.28	0.2%	51.8
United Arab Emirates	227.1	6.43	3.5%	*
Yemen	17.3	0.49	0.3%	*
Other Middle East	1.7	0.05	•	18.4
Total Middle East	2680.9	75.91	41.0%	*

Fuente: BP Statistical Review 2009

El comercio mundial de gas natural y de LNG se ha venido desarrollado principalmente en la Cuenca del Atlántico y la Cuenca del Pacífico. La demanda de la Cuenca del Pacífico ha estado dominada

por los dos principales consumidores de LNG del mundo, Japón y Corea del Sur. La fuente principal de LNG de dichos países proviene generalmente de Australia e Indonesia y recientemente del Medio Oriente. La demanda de la Cuenca del Atlántico ha sido dominada por Europa Occidental (incluyendo el Reino Unido, España y Francia) y los Estados Unidos. La fuente más importante de LNG para los mercados de la Cuenca del Atlántico incluye a Trinidad y Tobago, Argelia y Nigeria.

Mayor trade movements
Trade flows worldwide (billion cubic metres)



Fuente: BP Statistical Review 2009

Los importadores de LNG evalúan la competitividad de un proyecto de LNG teniendo en cuenta los combustibles alternativos a los que puede acceder el posible mercado. Dado que el gas natural es una alternativa eficiente, sobre todo desde un punto de vista ambiental, las compañías de generación eléctrica buscan fuentes de gas natural, incluyendo LNG, que les aseguren un suministro confiable. Sin embargo, dado que el LNG aún no es un *commodity*, su comercialización está sujeta a la existencia de una serie de compromisos contractuales en los cuales los derechos y obligaciones de las partes se encuentran estrechamente interrelacionadas. Tal como hemos señalado, los proyectos de LNG se estructuran en base a una cadena de comercialización donde participan distintos actores y se desarrollan distintos procesos, que va desde la producción del gas natural hasta el consumidor en el destino final. Este tipo de proyectos requiere inversiones millonarias que dependen de la existencia de compromisos de largo plazo entre los distintos actores de la cadena de comercialización, que le aseguren al consumidor final la existencia de una fuente confiable de suministro y al vendedor la existencia de un mercado estable.

Teniendo en cuenta los altos montos de inversión, la diversidad de actores, la complejidad de la interrelación de derechos y obligaciones y los plazos de ejecución, los proyectos de LNG resultan ser bastante complejos. La interdependencia entre las distintas etapas que conforman un proyecto de exportación hace que todas las partes estén expuestas al riesgo de que alguna de las etapas pueda fracasar. Por esta razón, cada proyecto de LNG se estructura de

manera única, desde la forma de participación de los socios, el suministro de gas, la construcción de las instalaciones, la disponibilidad de los buques, el financiamiento, el precio, etc. Sin perjuicio de ello, una de las estructuras más utilizadas en este tipo de proyectos es la denominada *Project Company*, según la cual los socios constituyen una empresa independiente para que sea la titular del proyecto y dueña de las instalaciones de procesamiento, la cual normalmente es ubicada en el lugar donde se produce el gas natural. Bajo este esquema, la *Project Company* es la entidad que suscribe un contrato de suministro de gas natural con el productor local, procesa el gas en la planta de procesamiento de su propiedad y luego lo vende a un tercero que finalmente lo comercializa al consumidor final. De esta manera, es la *Project Company* la cual recibe los ingresos por la venta del LNG y, por lo tanto, la rentabilidad de dicho negocio es la que finalmente es transferida a los socios como dividendos de la empresa. Este tipo de estructura es bastante conveniente para obtener financiamiento para el proyecto.

Bajo la referida estructura del *Project Company*, será indispensable que dicha empresa cuente con los siguientes documentos y acuerdos que le permitan asegurar la viabilidad del proyecto:

1. Acuerdo que contenga el esquema de desarrollo del proyecto (diseño).
2. Documentos de constitución del *Project Company* en el país productor de gas natural.
3. Contrato entre los inversionistas dueños de la *Project Company* que regule sus derechos y obligaciones.
4. Contratos de asistencia técnica entre los inversionistas y la *Project Company*.
5. Contrato de suministro de gas natural entre la *Project Company* y el productor local.
6. Contrato de venta de LNG entre la *Project Company* y el tercero comercializador de LNG o el consumidor final.
7. Contratos para el financiamiento del proyecto entre los prestamistas y la *Project Company*.
8. Contratos de ingeniería, suministro y construcción para las instalaciones de la planta de procesamiento.
9. Contratos de construcción y operación de los buques metaneros en caso la *Project Company* no fuera la dueña de los mismos.

Otro elemento de gran importancia a tener en cuenta es la relación que deberá tener la "*Project*

«El gas natural ha adquirido un gran protagonismo, no sólo por su alta eficiencia como combustible, pero sobre todo por su gran beneficio ambiental».

Company” con el Estado del país en el cual se constituirá la planta de procesamiento y, sobretodo, de donde se extraerá el insumo principal del proyecto: el gas natural.

Dado que el gas natural es un recurso natural no renovable, los países productores suelen tener ciertas reglas que regulan su extracción y comercialización. Dichas reglas normalmente son de aplicación al productor del gas natural; sin embargo, éstas pueden alcanzar o tener un impacto en grandes consumidores como las plantas de procesamiento de gas natural, más aún cuando la producción de las mismas está destinada a la exportación.

Asimismo, otro aspecto de la participación del Estado local que se debe tener en cuenta en el desarrollo de este tipo de proyectos es el pago de regalías, licencias, canon u otros que se pagan por el derecho de extraer recursos naturales y el pago de tributos, que son el vehículo mediante el cual el Estado local “participa” de la rentabilidad del proyecto, pero que si no se encuentra bien determinado, puede tener un gran impacto en la economía del proyecto. Finalmente, la participación del Estado local también debe tener en cuenta los permisos y autorizaciones que se deberán obtener para iniciar las actividades de construcción y luego de operación de la planta de procesamiento. Dependiendo de los estándares y regulaciones de cada país, la obtención de los permisos y autorizaciones necesarios pueden consistir en una simple resolución gubernamental o en cientos de ellas.

Ahora bien, luego de haber hecho una brevísima descripción de cómo funciona la industria de LNG en el mundo, de cuáles son sus actores y qué se debe tener en cuenta para su estructuración, pasaremos a analizar cómo es que el Perú ha entrado a formar parte de esta exclusiva industria.

En 1999, al amparo de lo establecido en la Ley N° 27133², el Estado Peruano llevó a cabo una Licitación Internacional a fin de desarrollar lo que denominó el Proyecto Camisea. Dicho proyecto consistía en el desarrollo de tres etapas: (i) la explotación de los campos de producción de gas natural ubicados en la provincia de la Convención en el Cuzco (el denominado Lote 88), (ii) el transporte por ductos del gas natural hasta Lima y de los líquidos del gas natural hasta una planta de procesamiento de líquidos y (iii) la distribución por redes de gas natural en Lima y Callao.

La primera etapa del proyecto requería la suscripción de un Contrato de Licencia³ con el Estado Peruano que autorizara al inversionista a explorar y explotar el gas natural del Lote 88 y, en virtud al cual el inversionista adquiriría el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos, a cambio del pago de una regalía⁴ a favor del Estado Peruano. El referido Contrato de Licencia no sólo incluía el derecho a extraer los hidrocarburos, sino también la obligación de construir las instalaciones necesarias para su procesamiento. La segunda y tercera etapa requerían la suscripción de un Contrato de Concesión⁵ con el Estado Peruano, en virtud del cual el inversionista adquiriría el derecho de prestar un servicio de transporte o distribución a cambio del derecho de cobrar una tarifa regulada, pero principalmente la obligación de construir las facilidades necesarias que permitieran la prestación de los referidos servicios (sistema de transporte por ductos y distribución por redes).

Si bien el proyecto resultaba atractivo por la producción y comercialización de los líquidos asociados al gas natural, era necesario crear los incentivos suficientes para efectos de sustentar la inversión en las facilidades asociadas a la explotación, transporte y distribución del gas natural. Dentro de dichos incentivos se encontraba básicamente la existencia de un mercado que permitiera recuperar la referida inversión. En ese sentido, el proyecto promovió la suscripción de contratos de suministro de gas natural con los que se denominaron los “consumidores iniciales”⁶, que fueron industriales que se comprometieron a adquirir determinados volúmenes de gas natural cuando el proyecto entrara en operación. Si bien se suscribieron algunos contratos, los volúmenes comprometidos no fueron suficientes, al extremo que el mismo Estado a través de Electroperú S.A.⁷, suscribió un contrato de compra venta de gas

2 Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, publicada el 4 de junio de 1999.

3 De acuerdo a lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, es el contrato celebrado por el Estado Peruano a través de la empresa estatal PERUPETRO S.A. con un inversionista debidamente calificado para realizar actividades de hidrocarburos en el país.

4 La regalía es un porcentaje de la valorización de la producción fiscalizada de los hidrocarburos extraídos.

5 Derecho que otorga el Estado a una persona natural o jurídica para prestar el servicio de transporte de hidrocarburos por ductos o de distribución de gas natural por red de ductos, incluyendo el derecho de utilizar los bienes de la concesión para la prestación de dicho servicio.

6 Alicorp S.A., Sudamericana de Fibras S.A., Cerámica Lima S.A., Vidrios Industriales S.A., Corporación Cerámica S.A. y Cerámica San Lorenzo S.A.C.

7 Este contrato fue posteriormente cedido a ETEVENSA.

natural por volúmenes considerables. Sin embargo, previendo que probablemente dicho mercado podría no ser suficiente para sustentar una inversión de esta magnitud, en el Contrato de Licencia se incluyó una disposición que dejaba la puerta abierta para la búsqueda de otras opciones por parte del inversionista que facilitarían la viabilidad del proyecto. Dicha disposición se encuentra en el acápite 8.6 que establece lo siguiente:

“En el caso que el contratista decida llevar a cabo proyectos especiales relacionados con plantas de Gas Natural Licuefactado (GNL), Gas Natural a Líquidos (GTL) o instalaciones petroquímicas, las partes realizarán sus mejores esfuerzos para negociar regímenes de regalía para tales proyectos”.

La citada disposición regula la posibilidad de que adicionalmente a las actividades propias del Contrato de Licencia se lleven a cabo otras actividades entre las cuales se encuentran los proyectos especiales relacionados con plantas de gas natural licuefactado (LNG); es decir, desde la concepción del denominado Proyecto Camisea ya se tenía prevista la posibilidad de llevar a cabo un proyecto de exportación de LNG. Sin embargo, si bien tal como hemos señalado se había pensado que este tipo de proyecto sería desarrollado por el inversionista titular del Contrato de Licencia al amparo de dicho contrato, en la práctica no todas las empresas inversionistas del Contrato de Licencia decidieron invertir en un proyecto de LNG. En este sentido, al no tratarse de las mismas empresas, no era posible que el proyecto se realizara como una actividad dentro del Contrato de Licencia, lo cual hacía imposible la ejecución de un proyecto de estas dimensiones que tal como hemos mencionado en la primera parte de este artículo, requiere una serie de garantías y seguridades, especialmente en lo que respecta a la actuación del Estado del país de donde provendría el gas natural y donde se desarrollaría la inversión.

Es así que el Estado Peruano, interesado en promover mayor inversión en el sector que además ayudaría a asegurar la existencia de un mercado para el Proyecto Camisea, desarrolló el marco legal que actualmente gobierna el proyecto de exportación de gas natural en el Perú.

El 24 de febrero del 2004 se publica la Ley de Promoción de la Inversión de Plantas de Procesamiento de Gas Natural, Ley N° 28176 (Ley N° 28176), cuyo objetivo principal consistía en hacer posible

que los inversionistas que decidieran desarrollar proyectos de LNG pudieran contar con las garantías y seguridades que originalmente se había previsto cuando se diseñó el Proyecto Camisea, es decir, con el régimen aplicable a las actividades de exploración y explotación contenido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221 (Ley N° 26221). Es así que mediante la referida Ley N° 28176 se modificó el Artículo 74° de la Ley N° 26221 agregándole un segundo párrafo de la siguiente manera:

“Artículo 74°.- Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímica, con sujeción a las normas que establezca el Ministerio de Energía y Minas.

Mediante Contrato-Ley el Estado podrá otorgar a las plantas de procesamiento de gas los beneficios que la presente Ley y sus normas reglamentarias conceden.” (El subrayado es nuestro”).

El artículo 74° de la Ley N° 26221 ya regulaba las actividades de instalación, operación y mantenimiento de plantas de procesamiento de gas natural, pero dicha norma no otorgaba ningún beneficio que hiciera posible proyectos de inversión con un largo plazo de recuperación (los regímenes generales de protección a la inversión regulados por los Decretos Legislativos N° 662 y N° 757 resultaban insuficientes), por lo tanto, mediante el agregado se incluyó la posibilidad de que el Estado Peruano pudiera otorgar los referidos beneficios mediante la suscripción de un “contrato-ley”.⁸

Asimismo, la referida Ley N° 28176 en su artículo 2° también incluyó la relación de los beneficios contenidos en la Ley N° 26221 que resultarían de aplicación a las plantas de procesamiento de gas natural respecto de las cuales se suscriba un Contrato-Ley, entre los cuales se encontraban las normas correspondientes al régimen y naturaleza del contrato-ley, al régimen tributario del Impuesto a la Renta, a la estabilidad tributaria y cambiaria, a la contabilidad en moneda extranjera, entre otros. Los artículos 3° y 4° de la Ley N° 28176 incluyeron tres garantías adicionales: (i) el régimen de recuperación anticipada del Impuesto General a las Ventas regulado por el Decreto Legislativo 818⁹, (ii) la no aplicación de los dos puntos porcentuales del Impuesto a la Renta regulado en la Ley N° 27343¹⁰

8 Contrato suscrito por Estado Peruano al amparo de lo establecido en el Artículo 62° de la Constitución y del Artículo 1357° del Código Civil, se rige por el derecho privado según el cual el Estado participa como parte al mismo nivel del inversionista limitando su *ius imperium*.

9 A la fecha este régimen ha sido reemplazado por el régimen del Decreto Legislativo N° 973 (Régimen Especial de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas).

10 Esta norma impuso una suerte de “penalidad” a cambio de obtener el beneficio de estabilidad jurídica bajo un contrato-ley, la cual consiste en que la tasa del Impuesto a la Renta estabilizado en el correspondiente contrato sería la tasa vigente a la fecha de la suscripción del contrato más dos puntos porcentuales. Sin embargo, la misma norma establece que mediante Decreto

y (iii) la posibilidad de contar con un “Ducto Principal”, del cual hablaremos más adelante.

Los referidos beneficios fueron regulados en detalle en el Reglamento de la Ley de Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento de Gas Natural, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 031-2004-EM (Reglamento de la Ley N° 28176). A continuación, haremos una breve descripción de los aspectos más relevantes contenidos en el referido reglamento.

II. NATURALEZA DEL CONVENIO DE INVERSIÓN

El Reglamento de la Ley N° 28176 establece que el “Convenio” es el instrumento que permitirá materializar el otorgamiento, por parte del Estado, de las garantías que el titular de una planta de procesamiento de gas natural requerirá para hacer viable la inversión. Es importante tener en cuenta que este documento es distinto a los Convenios de Estabilidad Jurídica que se suscriben al amparo de los Decretos Legislativos N° 662 y N° 757, que otorgan un régimen de protección menor al que se requiere para este tipo de proyecto que, como ya hemos señalado, estaba previsto para ser ejecutado bajo el régimen otorgado por la Ley N° 26221 para las actividades exploración y explotación. Es por esta razón, que a diferencia de la ejecución de otras actividades de inversión, en este caso, una vez suscrito un Convenio al amparo de la Ley N° 28176 y su Reglamento, no es necesaria la suscripción de un Convenio de Estabilidad Jurídica al amparo de los Decretos Legislativos N° 662 y N° 757.

De acuerdo a lo mencionado en el citado artículo 74° de la Ley N° 26221, para instalar, operar y mantener una planta de procesamiento de gas natural no se requiere obtener un título de “Concesión” u otra autorización administrativa por parte del Estado. En tal sentido, cualquier persona natural o jurídica, puede instalar, operar y mantener una planta de procesamiento de gas natural, con sujeción a las normas legales que sobre dicha materia resulten aplicables. Sin embargo, si lo que se busca es obtener ciertas seguridades y garantías por parte del Estado, entonces será necesario suscribir un Convenio; es decir, únicamente para poder gozar de los seguridades y garantías se requiere contar con un Convenio con el Estado, pero no para llevar a cabo las actividades reguladas en el artículo 74°. En ese sentido, terminado el Convenio, el dueño de la planta de procesamiento de gas natural podrá continuar realizando sus actividades de conformidad al citado artículo y con las demás disposiciones que sobre la materia resulten aplicables, sólo que ya no gozará de las seguridades y garantías que le otorgaba el Convenio, debiendo llevar a cabo su actividad sujeto a la legislación común.

El Convenio, al igual que los contratos regulados por la Ley N° 26221 para la ejecución de actividades de exploración y explotación, debe ser suscrito por el Estado Peruano, en este caso a través de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas y, debe ser aprobado por un Decreto Supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas.

En cuanto a su naturaleza, como ya se ha mencionado, se trata de un Contrato-Ley, que según lo señalado en el artículo 62° de la Constitución Política del Perú y del artículo 1357° del Código Civil, otorga al inversionista la seguridad jurídica de que los beneficios y garantías que decida otorgar el Estado Peruano no serán unilateralmente modificados.

Ahora bien, desde el punto de vista del inversionista, la importancia de suscribir un Convenio radica en poder contar con un Contrato-Ley en el que se incluyan las seguridades, garantías y derechos necesarios para viabilizar el proyecto, sin embargo, resulta justo que, a cambio de obtener dichas garantías y derechos, el inversionista se comprometa a ejecutar un programa de inversiones conforme a cierto cronograma. Asimismo, el Reglamento de la Ley N° 28176 establece como plazo máximo para la vigencia del Convenio, cuarenta años, los cuales coinciden con el plazo previsto en Ley N° 26221 respecto de los Contratos para la explotación de gas natural.

III. CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

La definición de Planta de Procesamiento de Gas Natural no sólo incluye al conjunto de instalaciones y equipos necesarios para realizar los procesos físicos y químicos para procesar el gas natural, sino también, los servicios y facilidades conexas requeridas por dichos procesos, incluyendo los sistemas de almacenaje, las facilidades portuarias y marítimas requeridas para el despacho y embarque de los productos obtenidos de la planta, pero sobre todo los sistemas de transporte que permitan llevar el gas natural desde el punto de producción hasta la planta de procesamiento.

En lo que respecta a los referidos sistemas de transporte, la definición de planta de procesamiento incluye al denominado ducto principal. Al respecto, cabe precisar que, debido a la falta de sistemas de transporte de gas natural existentes en el país, se optó por aplicar una figura similar a la contemplada para los contratos de exploración y explotación regulados por la Ley N° 26221, según la cual el titular de la actividad puede construir y operar sistemas de transporte de gas natural para uso propio, sin

Supremo se puede autorizar el otorgamiento de la estabilidad impositiva en la suscripción de contratos con el Estado, al amparo de la Ley N° 26221 para la exploración y explotación del gas natural, no siéndole de aplicación los dos puntos porcentuales.

requerir para ello la obtención de una concesión o autorización por Estado, en tanto el referido sistema de transporte no preste servicios de transporte a terceros, sino que sea utilizado únicamente para el transporte de la producción propia. La inclusión de esta figura no solo facilitaba la ejecución de un proyecto de procesamiento de gas natural al permitir al inversionista que habilite su propio sistema de transporte sin tener que esperar que un tercero obtenga una concesión para la instalación y operación de un sistema de transporte público, sino que además, permitía a largo plazo la ampliación de la capacidad de transporte público, puesto que tal como lo señala esta definición, al ducto principal que se pudiera construir al amparo de un Convenio, le sería de aplicación, entre otras, la regla que establece que transcurrido cierto plazo, el titular de un ducto principal debe permitir el acceso abierto a terceros que requieran capacidad de transporte, en cuyo caso su autorización de operación se deberá sujetar al régimen de la concesión.

La importancia de esta definición radica en que a través de ella se delimitará el ámbito de protección que otorgará el Convenio al inversionista, es decir, toda aquella inversión que forme parte de las instalaciones que según esta definición constituyan la planta de procesamiento de gas natural, se encontrará dentro del ámbito de protección del Convenio, incluyendo la instalación de un ducto principal.

IV. RÉGIMEN IMPOSITIVO ESTABILIZADO

Uno de los objetivos principales del Convenio o de cualquier acuerdo que otorga "estabilidad jurídica" es poder "congelar" el régimen impositivo vigente a la fecha de suscripción del contrato con el Estado de tal manera que los impuestos que puedan crearse con posterioridad a dicha fecha, no resulten de aplicación al inversionista, ni los cambios que se efectúen en el hecho generador de la obligación tributaria, la cuantía de los impuestos, las exoneraciones, los beneficios, incentivos e inafectaciones. El Reglamento de la Ley N° 28176 establece que el régimen de estabilidad para el inversionista durante el plazo del Convenio, será respecto de todos los tributos que tengan la naturaleza de "impuestos" de los que sea contribuyente, sólo la naturaleza trasladable respecto de los impuestos al consumo (estabilizando, respecto de estos últimos, el régimen de las exportaciones y el régimen de la recuperación anticipada contenida en el Decreto Legislativo N° 818), así como la estabilidad para el titular, socio o accionista, nacional o extranjero, del inversionista, por las rentas por dividendos o cualquier otra forma de distribución de utilidades provenientes de la ejecución del Convenio.

Es importante señalar que el referido régimen de estabilidad resulta de aplicación a las actividades

de instalación, operación y mantenimiento de la planta de procesamiento que se lleven a cabo de conformidad con el Convenio, incluyendo los ingresos provenientes de la venta o exportación de los productos obtenidos en la planta de procesamiento.

El Reglamento de la Ley N° 28176 también incluye el beneficio del régimen de la importación temporal¹¹. Este es un régimen aduanero que permite importar equipos con la suspensión del pago de los impuestos, siempre y cuando dichos equipos después de un determinado tiempo sean exportados del país. En el régimen común el plazo máximo durante el cual el equipo puede permanecer en el país sin pagar los impuestos a la importación es de dieciocho meses. Sin embargo, al igual que en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, las actividades relacionadas a la instalación, operación y mantenimiento de una planta de procesamiento de gas requieren importar equipos para la ejecución de las actividades por plazos que definitivamente superan el plazo máximo del régimen común. La naturaleza de dichos equipos harían que fuera totalmente ineficiente y costoso que dicha importación temporal esté sujeta al plazo del régimen común, por lo tanto, el reglamento regula la posibilidad de importar equipos temporalmente, por períodos de dos años con la posibilidad de extender dicho plazo por periodos de un año hasta dos veces, lo cual hace un total de hasta cuatro años. El referido procedimiento de importación temporal está sujeto a los requisitos y garantías necesarias para la aplicación del régimen común de importación temporal.

Otra de las disposiciones relevantes del Reglamento de la Ley N° 28176 y probablemente la más importante para una planta que produce LNG para la exportación, es la que se refiere a la libre disponibilidad de los productos obtenidos en la planta de procesamiento, según la cual el inversionista tiene garantizado el derecho a exportarlos inafectos de todo tributo.

Ahora bien, teniendo en cuenta el funcionamiento de la industria del LNG en el mundo y el marco legal creado por el Estado Peruano en el 2004 para promover las actividades de procesamiento de gas natural, pasaremos a ver lo que en la práctica viene ocurriendo.

En marzo del 2003, dos de los inversionistas que venían llevando a cabo actividades en dos de las etapas del denominado Proyecto Camisea, deciden estructurar un proyecto de LNG en el Perú. Para dicho fin constituyen una sociedad de responsabilidad limitada en el país para que actúe como la *Project Company* del proyecto. Sin embargo, como hemos señalado en la primera parte de este artículo,

11 Actualmente este régimen se denomina "Admisión Temporal para reexportación en el mismo estado".

uno de los principales elementos a considerar para desarrollar este tipo de proyectos es la existencia de un suministro confiable de gas natural. En ese sentido, se evaluó que los volúmenes de los cuales disponía el Lote 88 para un proyecto de exportación, no eran suficientes para cubrir el volumen total que el proyecto requeriría para ser viable, por lo tanto, se identificó un lote adyacente al Lote 88 que pudiera tener la capacidad de producir los volúmenes de gas natural que resultaban necesarios (Lote 56). Sin embargo, dado que en dicho momento la capacidad de producción del Lote 56 aún no se encontraba confirmada y, a fin de asegurar el suministro confiable de gas natural en el volumen necesario para la ejecución del proyecto de exportación, se decidió invertir en el desarrollo del Lote 56 y comprometer un porcentaje de los volúmenes del Lote 88 que pudieran resultar necesarios para completar el volumen total que se requería para la viabilidad del proyecto.

En ese sentido, durante la evaluación para la suscripción de los referidos contratos de suministro, se identificó que el marco legal que regulaba la producción de gas natural en el Lote 88, no permitiría contar con un suministro confiable de gas natural que asegurara la inversión en el proyecto de LNG, teniendo en cuenta que su rentabilidad dependía de la existencia de un suministro continuo de gas natural por plazo mínimo de veinte años.

Efectivamente, la Ley N° 27133 que sirvió de marco para la suscripción del Contrato de Licencia para la explotación de gas natural en el Lote 88, establecía en el inciso a) de su Artículo 4° lo siguiente:

“Adicionalmente a los procedimientos contenidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, el otorgamiento de derechos de explotación de reservas probadas de gas natural, se podrá efectuar según los procedimientos previstos en el Texto Único Ordenado¹² y el Decreto Legislativo N° 674¹³

En todos los casos, se deberá tomar en cuenta lo siguiente:

a) Garantizar el abastecimiento al mercado nacional de gas natural, por un período mínimo definido en el Contrato”.

La citada norma estableció una limitación a la libre disponibilidad de los hidrocarburos contenida en el artículo 39° de la Ley N° 26221 y delegó la determinación de la referida obligación (período mínimo durante el cual se debería garantizar el abastecimiento al mercado local) a los respectivos contratos

de licencia que se pudieran firmar al amparo de la misma. Sin embargo, el artículo 2° del Reglamento de la Ley N° 27133, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 040-99-EM al regular la referida disposición, incluyó una limitación adicional:

“De acuerdo con lo dispuesto en el inciso a) del artículo 4° de la Ley:

2.1 Se considera garantizado el abastecimiento de Gas Natural al mercado nacional, cuando las reservas probadas del Productor alcancen para abastecer la demanda futura, determinada según lo señalado en el Contrato de otorgamiento de derechos de explotación de las reservas probadas de Gas Natural, el cual no podrá ser menor a un horizonte permanente de veinte años. El Productor podrá incrementar sus reservas adicionando las obtenidas en nuevos yacimientos.”

Tal como lo señala la norma citada, el Reglamento estableció que el período mínimo durante el cual debía garantizarse el abastecimiento del mercado local no podía ser menor a “un horizonte permanente de veinte años”. Por su parte, el Contrato de Licencia que firmó el productor del Lote 88 con el Estado Peruano al amparo de lo dispuesto en la Ley N° 27133 y su Reglamento, contenía en su Artículo 5.11 la siguiente disposición:

“El Contratista tiene el derecho de exportar los Hidrocarburos producidos en el Área de Contrato y la obligación de abastecer la demanda de Gas Natural del mercado interno, conforme a las normas legales vigentes. La exportación de Gas Natural producido en el Área de Contrato se podrá realizar siempre que el abastecimiento del mercado interno para los siguientes veinte años se encuentre garantizado, de acuerdo a los pronósticos de demanda de Gas Natural, así como con los niveles de reservas probadas de Gas Natural del país, publicados anualmente en el “Plan Referencial de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas”.

«Dado que el gas natural es un recurso natural no renovable, los países productores suelen tener ciertas reglas que regulan su extracción y comercialización».

12 Texto Único Ordenado de las Normas con Rango de Ley que regulan la Entrega en Concesión al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, aprobadas por Decreto Supremo N° 059-96-PCM y sus normas complementarias.

13 Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado.

La citada disposición de alguna manera complementó lo señalado en el Reglamento de la Ley N° 27133, estableciendo que para determinar que el abastecimiento del mercado interno se encontraba garantizado había que tomar en cuenta los pronósticos de demanda y niveles de reservas de gas natural publicados anualmente en el Plan Referencial de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas. Esta disposición, interpretada conjuntamente con lo establecido en la Ley N° 27133 y en su Reglamento, implicaba que cada año debería evaluarse los pronósticos de demanda y niveles de reservas de gas natural, haciendo una proyección de la misma a veinte años, a fin de determinar si era posible llevar a cabo actividades de exportación. Es decir, si durante dicha evaluación anual se concluía que del pronóstico de la demanda local y los niveles de reserva no se encontraba garantizado el abastecimiento al mercado local para los próximos veinte años, ese año no sería posible contar con volúmenes disponibles de gas natural para la exportación. Es evidente que esta situación no podría garantizar la existencia de “una fuente de suministro confiable de gas natural” que hiciera viable un proyecto de exportación de LNG.

Teniendo en cuenta lo expuesto y dentro del marco promotor a la inversión en plantas de procesamiento de gas natural que, como hemos visto, había promovido el Estado Peruano, se identificó la necesidad de modificar lo establecido en el Reglamento de la Ley N° 27133 y en el Contrato de Licencia del Lote 88 a fin de proporcionar la seguridad necesaria para desarrollar un proyecto de LNG que implicaría una inversión millonaria en la construcción de una planta de procesamiento de gas natural, en un ducto principal y un terminal marítimo.

Es así que mediante el Decreto Supremo N° 031-2003-EM, publicado el 28 de septiembre de 2003, se modificó el artículo 2° del Reglamento de la Ley N° 27133 quedando redactado de la siguiente manera:

“Artículo 2°.-

2.1 Se considera garantizado el abastecimiento de Gas Natural al mercado nacional, cuando las reservas probadas del Productor alcancen para abastecer la demanda futura, determinada según lo señalado en el literal a) del artículo 4° de la Ley N° 27133, para un período mínimo definido en el Contrato de otorgamiento de derechos de explotación de la reservas probadas de Gas Natural, el cual será determinado a partir de la fecha de suscripción del respectivo contrato de venta de gas para exportación. El Productor podrá incrementar sus reservas adicionando las obtenidas en nuevos yacimientos.”

De esta manera se reemplazó la referencia al “horizonte permanente” por una fórmula que permitiera definir en un momento determinado la

disponibilidad de volúmenes de gas natural para la exportación: la fecha de suscripción del respectivo contrato de venta de gas para exportación. Sin embargo, aún era necesario adecuar lo establecido en el Contrato de Licencia del Lote 88 de tal manera que fuera consistente con el Reglamento de la Ley N° 27133.

Mediante el Decreto Supremo N° 050-2005-EM de fecha 2 de diciembre de 2005, se autorizó a Perupetro S.A. a negociar la modificación del Contrato de Licencia para asegurar el abastecimiento del mercado local durante un periodo de veinte años ante cualquier operación de exportación de gas natural, de acuerdo a los pronósticos de demanda y niveles de reserva establecidos en el Plan Referencial de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas vigente a la fecha de suscripción del contrato de compraventa de gas natural para exportación. De esta manera, mediante el Decreto Supremo N° 006-2006-EM, se aprobó la modificación del acápite 5.11 del Contrato de Licencia del Lote 88, el mismo que quedó redactado de la siguiente manera:

“Las empresas que conforman el Contratista tendrán libre disponibilidad de los Hidrocarburos que les correspondan conforme al Contrato. El Contratista tiene el derecho de exportar los Hidrocarburos producidos en el Área de Contrato y la obligación de abastecer la demanda de Gas Natural del mercado interno, conforme a las normas legales vigentes. La exportación de Gas Natural producido en el Área de Contrato se podrá realizar siempre que el abastecimiento del mercado interno para los siguientes veinte (20) años se encuentre garantizado, de acuerdo a los pronósticos de demanda de Gas Natural, así como con los niveles de reservas probadas de Gas Natural del país, publicados en el “Plan Referencial de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas”, vigente a la fecha de suscripción del contrato de compraventa de gas natural para exportación”.

Con este nuevo marco legal y contractual, ya era posible suscribir contratos de suministro que aseguraran una fuente confiable de gas natural que sustentara, entre otros, el desarrollo de un proyecto de LNG.

Ahora bien, una vez definido el marco legal mediante el cual el Estado Peruano otorgaría las garantías y seguridades necesarias para la ejecución del proyecto y asegurada una fuente confiable de suministro de gas natural, era necesario completar la cadena de comercialización del LNG con la búsqueda de un comprador que asegure el consumo del LNG a producir. De esta manera la *Project Company* en lugar de salir en busca de algún mercado que pudiera estar interesado en adquirir su producción futura de LNG, encontró un comprador interesado en adquirir el volumen total de la producción de

LNG en la planta de procesamiento, asumiendo la responsabilidad de colocar y transportar dicha producción a los mercados que él considere apropiado¹⁴. Es así que se estructuró el proyecto de exportación de LNG en el Perú que a la fecha aún se encuentra en la etapa de construcción, habiéndose suscrito acuerdos que, regulan la forma en la cual los socios participarán en el negocio, contemplando los derechos y obligaciones de cada uno de ellos, que contienen la ingeniería básica del diseño del proyecto, que otorgan las garantías y seguridades del Estado necesarias para su viabilidad, que aseguran el suministro de gas natural y finalmente,

que aseguran la existencia de un mercado que consumirá la producción de LNG.

Tal como hemos descrito a través de este artículo, los proyectos de LNG son operaciones cuya estructuración es bastante compleja, puesto que dependen de la estrecha interrelación de cada una de las fases y de los actores que las conforman, de tal manera que una vez estructurados los elementos esenciales del proyecto, no pueden ser alterados sin que ello tenga un efecto en cada fase de la cadena, pero sobretodo en la economía integral del proyecto. CA

14 A la fecha el comprador ya ha suscrito un contrato de suministro de gas natural para la venta de una parte del total de la producción de LNG.

ESTUDIO MARIO CASTILLO FREYRE

ARBITRAJE
CIVIL
CONTRATACIÓN PÚBLICA

CORPORATIVO
PROPIEDAD INTELECTUAL
SEGUROS

Avenida Arequipa 2327
Lince, Lima 14 - Perú
Teléfono y faxes:(00-51-1) 422-6152
(00-51-1) 441-4166
e-mail: estudio@castillofreyre.com
web site: <http://www.castillofreyre.com>

REPRESENTACIÓN EN LA UNIÓN EUROPEA
Paseo de Gracia 12, 1º planta C.P. 08007
Barcelona - España
Teléfono y faxes:(00-34-93) 492-0353
(00-34-93) 492-0351
e-mail: europa@castillofreyre.com
web site: <http://www.castillofreyre.com>