

REGULANDO EL CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DEL PAÍS LA REGULACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ

Jorge Liceti Hilbck*
Giancarlo Guardia Gonzalez**

Actualmente vivimos en un escenario en el que la utilización y explotación de los recursos naturales por parte de las empresas privadas se ve amenazada en nuestro país, y viene siendo gravemente afectada en la región. Desde ese punto de vista, los temas abordados en este artículo, son de una importancia gravitante para entender de manera cabal qué derechos asisten, tanto al Estado como a las empresas privadas, en sus relaciones contractuales y legales, para la explotación y comercialización de gas natural.

En ese sentido, los autores analizan todo el proceso legal que lleva consigo el tratamiento de este recurso tan importante, desde su exploración y explotación, hasta su distribución final a los consumidores y exportación. Visto desde una perspectiva contractual y administrativa, este artículo resulta de gran utilidad práctica.

* Jorge Liceti Hilbck es Gerente Legal del Grupo Pluspetrol en el Perú. Profesor del Curso de Derecho de la Energía en la Universidad de Lima. Presidente del Comité Legal Petrolero de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía.

** Giancarlo Guardia Gonzalez es abogado del Grupo Pluspetrol. Profesor Adjunto del Curso de Derecho de la Energía en la Universidad de Lima.

1. INTRODUCCIÓN

El presente artículo tiene por objeto realizar una exposición respecto de los principales aspectos regulatorios relativos a la industria del gas natural en el país.

De tal forma, en las siguientes líneas analizaremos la regulación aplicable a las actividades de exploración y explotación, transporte y distribución de gas natural, los contratos mediante los cuales se otorga a los particulares el derecho a realizar tales actividades, la regalía, el canon gasífero, y la comercialización de gas natural.

Resulta innecesario resaltar la importancia del gas natural para el país, bastando para ello indicar que dicho producto constituye la base para el futuro desarrollo energético del país. Como veremos en las líneas siguientes, la regulación actual de dicho producto constituye una garantía de que dicho desarrollo se realizará en forma segura y ordenada.

2. UNA NECESARIA PRECISIÓN

Para iniciar, nos gustaría realizar una primera aclaración para aquellos que no están relacionados con la industria, en relación a la naturaleza del gas natural, y su diferencia con el gas licuado de petróleo (en adelante GLP).

El gas natural es un hidrocarburo conformado predominantemente por metano, que se encuentra en el subsuelo conjuntamente con el petróleo (gas natural asociado), o en forma independiente (gas natural no asociado).

El GLP es un producto que se obtiene luego de procesar el petróleo o el gas natural, y que se encuentra compuesto básicamente por propano y por butano.

Respecto de sus usos en el país, el gas natural tiene su principal aplicación en la generación de energía eléctrica por parte de las empresas termoeléctricas. Asimismo, es usado en diversos tipos de industrias, sobre todo en las cerámicas, empresas petroquímicas y, en general, como insumo para generar energía.

Asimismo, el gas natural puede ser utilizado para consumo doméstico, proveyendo combustible a las termas, cocinas, lavadoras, secadoras, etcétera. Finalmente, puede ser utilizado en vehículos, a través del denominado "gas natural vehicular".

Por su parte el GLP es un producto utilizado desde cocinas hasta industrias a través de balones

especialmente diseñados para tal efecto, o a granel, mediante tanques. Asimismo, el GLP puede ser utilizado como combustible para automóviles.

Hemos querido realizar esta primera distinción en la medida que, lamentablemente, es usual que se confundan tales productos, cuando en realidad poseen una naturaleza completamente distinta, así como mecanismos de producción, transporte y comercialización completamente distintos.

3. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE GAS NATURAL

3.1. Propiedad de los hidrocarburos

De acuerdo con el artículo 66 de la Constitución Política del país, los recursos naturales, renovables y no renovables, son patrimonio de la Nación y el Estado es soberano en su aprovechamiento.

En consecuencia, los hidrocarburos, como cualquier otro recurso natural, pertenecen al Estado, el cual, tal como lo establece el precepto constitucional, puede definir cómo se realiza la explotación de dicho recurso.

Al respecto, el mencionado artículo 66 señala que el Estado fijará las condiciones de utilización de los recursos naturales mediante Leyes Orgánicas, en las cuales, asimismo, se establecerá los mecanismos para el otorgamiento de tales derechos a particulares.

En tal sentido, la Constitución no reserva la explotación de los recursos naturales al Estado, sino que establece que dicha actividad podrá ser desarrollada por los particulares en el marco que se establezca por Ley Orgánica. Ello resulta concordante con lo indicado en el artículo 60 de la Constitución, según el cual sólo autorizado por ley expresa, el Estado puede realizar subsidiariamente actividad empresarial, directa o indirecta, por razón de alto interés público o de manifiesta conveniencia nacional.

De tal forma, en agosto del año 1993 se promulgó la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley 26221, norma que regula con carácter general las actividades relacionadas con el sub sector hidrocarburos que se realizan en el país.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos desarrolla el precepto constitucional estableciendo lo siguiente:

- Los hidrocarburos *in situ* son de propiedad del Estado.

- El Estado otorga a Perupetro S.A.¹ el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos, a efectos de que pueda celebrar contratos de exploración y explotación o explotación de éstos.
- El derecho de propiedad de Perupetro S.A. sobre los hidrocarburos extraídos, será transferido a los licenciatarios al celebrarse los contratos de licencia.

En tal sentido, dicha norma dispone que los hidrocarburos *in situ*, es decir, aquellos que no han sido objeto de labores de explotación, y, por tanto, permanecen en el subsuelo, son de propiedad del Estado.

Para poder extraer dichos hidrocarburos, Perupetro S.A. tiene la facultad de celebrar contratos con particulares, mediante los cuales, los mismos asumen el compromiso de realizar tales actividades, a cambio de una retribución (contrato de servicios) o a cambio de obtener la propiedad sobre los hidrocarburos extraídos (contrato de licencia), abonando una determinada regalía al Estado.

Sobre la base de lo expuesto en forma previa, resulta incorrecto que actualmente se sostenga la tesis de la *nacionalización de los hidrocarburos*, por cuanto, tal como hemos mencionado anteriormente, los hidrocarburos pertenecen al Estado, con lo cual, resultaría imposible otorgarle al mismo un derecho de propiedad sobre algo que ya es suyo.

Sin embargo, si dicha frase se encuentra referida a la necesidad de dejar sin efecto los contratos de licencia ya suscritos por el Estado, estaríamos ante un grave atentado contra la seguridad jurídica, por cuanto se estaría pretendiendo desconocer contratos libremente suscritos por el Estado, cuya intangibilidad se encuentra consagrada en el artículo 62 de la Constitución Política del Perú.

Este tema es particularmente sensible en el sector hidrocarburos, ya que las inversiones requeridas para desarrollar un lote petrolero son elevadas (la realización de un pozo exploratorio puede costar entre 10 y 50 millones de dólares), con lo cual, se requieren largos períodos de operación, para poder recuperar las inversiones llevadas a cabo. Por tanto, si nuestro país no cuenta con la estabilidad necesaria para permitir estas inversiones a largo plazo, y no respeta las reglas de juego que posibilitaron tales inversiones, muy difícilmente los particulares van a decidir llevar a cabo una operación petrolera.

3.2. Contratos de licencia y de servicios

En un yacimiento se pueden realizar dos tipos de actividades, la exploración y la explotación de hidrocarburos.

Las actividades exploratorias comprenden el planeamiento, ejecución y evaluación de todo tipo de estudios geológicos, geofísicos o geoquímicos, la perforación de pozos exploratorios, y, en general, todo tipo de actividades necesarias para el descubrimiento de hidrocarburos.

Por su parte, la explotación comprende las actividades de Desarrollo y Producción. El Desarrollo incluye todas las labores necesarias para la producción de hidrocarburos, tales como la perforación de pozos, las actividades posteriores a la perforación necesarias para que el pozo comience a operar, así como el diseño, construcción e instalación de las tuberías para la recolección de los hidrocarburos, así como los tanques de almacenamiento.

La producción es la actividad cuya finalidad es el flujo y manipuleo de hidrocarburos, y que incluye, principalmente, la operación de los pozos, equipos, tuberías e instalaciones de tratamiento y medición de hidrocarburos.

Sin embargo, no cualquier particular que desee desarrollar dichas actividades puede iniciar unilateralmente la ejecución de las mismas, sino que, para poder hacerlo, deberá suscribir un contrato con el Estado, el cual, como hemos analizado en forma previa, es el titular de los hidrocarburos que aún no han sido extraídos.

En tal sentido, la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece dos modalidades contractuales a través de las cuales el Estado, a través de Perupetro S.A., puede otorgar a los particulares el derecho a realizar actividades de exploración o explotación de hidrocarburos:

- a) Contrato de Licencia.- Es el contrato celebrado entre la empresa que pretende realizar la exploración y explotación de los hidrocarburos ("Contratista") y Perupetro S.A., en virtud del cual, el segundo otorga al primero la autorización de explorar y explotar los hidrocarburos en un área determinada. Mediante dicho acuerdo, Perupetro S.A. transfiere al Contratista el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos por éste, el cual, por su

¹ Perupetro S.A. es una empresa estatal de Derecho Privado del Sector Energía y Minas, creada por la propia Ley Orgánica de Hidrocarburos, cuyas funciones son básicamente promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y negociar, celebrar y supervisar los contratos para la realización de estas actividades (a los cuales nos referiremos en el punto 3.2 del presente artículo).

parte, se compromete a pagar una regalía al Estado por los mismos.

- b) Contrato de Servicios.- Es el contrato celebrado entre Perupetro S.A. y el Contratista, en virtud del cual, el segundo se encarga de llevar a cabo las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en una determinada área, recibiendo a cambio una retribución en función a la producción obtenida en la misma.

Luego, ambos contratos autorizarán al Contratista a desarrollar labores de exploración y explotación de hidrocarburos; sin embargo, en uno de los casos, el Contratista adquiere los hidrocarburos que haya extraído, y es libre de realizar la comercialización de los mismos, y, en el otro, el titular de los hidrocarburos extraídos es Perupetro S.A., y el Contratista exclusivamente recibe una retribución por las labores realizadas.

Cabe indicar que la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que el Ministerio de Energía y Minas podrá autorizar otras modalidades de contratación. Sin embargo, hasta la fecha, ello no se ha producido.

Los indicados contratos pueden celebrarse, a criterio de Perupetro S.A., mediante negociación directa o por licitación pública. En forma previa a su suscripción, los contratos deben ser aprobados mediante un Decreto Supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas.

Finalmente, debemos mencionar que los contratos de licencia o de servicios no se encuentran sujetos a la Ley de Contrataciones del Estado, de acuerdo a lo expresamente previsto por la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

3.3. El Contratista

En la medida que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos requieren la realización de grandes inversiones para desarrollarse, así como específicos conocimientos técnicos para llevarse a cabo, no cualquier empresa puede encargarse de las mismas.

Por ello, si una empresa pretende suscribir un contrato de licencia o de servicios, debe seguir un proceso ante Perupetro S.A. denominado "proceso de calificación", en virtud del cual, Perupetro S.A. analiza la capacidad legal, técnica, económica y financiera de una empresa para dar cumplimiento a las obligaciones contractuales que se derivarían de un contrato de licencia o de servicios, en función de las características del área solicitada y las inversiones previsiblemente requeridas.

Una vez que Perupetro S.A. ha comprobado la existencia de dichos requisitos, la empresa se encuentra habilitada para suscribir un contrato de licencia o servicio. Sin embargo, dicha calificación no otorga derecho alguno al Contratista para exigir la suscripción de los mismos.

Por otro lado, debemos indicar que, en un contrato de licencia o de servicios, la condición de Contratista puede ser asumida por más de una empresa. En dicho supuesto, una de ellas deberá ser nombrada como la responsable de conducir la operación u "Operador", sin perjuicio de que todas las empresas que conforman el Contratista sean solidariamente responsables frente a Perupetro S.A. por las obligaciones contenidas en el Contrato, salvo en materia tributaria y contable, en cuyo caso la responsabilidad es individual frente al Estado.

En dicho supuesto, asimismo, entre las empresas que componen el Contratista se deberá suscribir un Acuerdo de Operación Conjunta (o "JOA" por sus siglas en inglés), mediante el cual se regulen las obligaciones y derechos del operador, y, en general, se establezcan los principales términos y condiciones bajo los cuales se llevará a cabo la operación del lote por parte de tales empresas. Este acuerdo es presentado a Perupetro S.A.

Finalmente, debemos resaltar que, en caso el Contratista se encuentre integrado por alguna empresa extranjera, la misma deberá establecer una sucursal en el país o constituir una sociedad en el Perú. El contrato de licencia o servicios será suscrito con dicha sucursal o con la nueva sociedad constituida en el país.

3.4. Principales estipulaciones de los contratos de licencia y servicios

3.4.1. Objeto del contrato

Los contratos de licencia o servicios tienen por objeto autorizar al Contratista a realizar las operaciones necesarias para la exploración y explotación, o la explotación exclusivamente, de los hidrocarburos existentes en un determinado lote.

Así, las diversas áreas para la explotación de hidrocarburos en el país, se encuentran divididas en bloques o lotes definidos por Perupetro S.A. La delimitación del área se realiza en función al potencial hidrocarburífero del área y el programa de trabajo mínimo garantizado que le correspondería a la misma.

Sin perjuicio de ello, se puede solicitar a Perupetro S.A. la celebración de un contrato de licencia o de servicios en cualquier lugar del territorio nacional, incluyendo

el área comprendida dentro de los cincuenta (50) kilómetros de fronteras.

No obstante que en el contrato se establece un área determinada para realizar las actividades propias del mismo, el Contratista se encuentra facultado para reducir dicha área, hasta llegar a la superficie bajo la cual se encuentren las zonas productoras, más un área circundante de seguridad técnica (proceso que se denomina "suelta de área").

3.4.2. Plazo del contrato

Los plazos máximos de duración de los contratos de licencia o servicios son los siguientes: a) para la fase de exploración hasta 7 años (se podrá autorizar una extensión del plazo por 3 años adicionales, siempre que el contratista haya cumplido con su programa mínimo y se comprometa a la ejecución de un programa de trabajo adicional que justifique la extensión del plazo y que esté garantizado con una fianza); b) para la fase de explotación, tratándose de gas natural no asociado y de gas natural no asociado y condensados (líquidos de gas natural), hasta cuarenta años.

No obstante dichos plazos, el Contratista puede solicitar a Perupetro S.A. un período adicional (período de retención) cuando no existan las facilidades de transporte necesarias para explotar los hidrocarburos descubiertos, o con el propósito de desarrollar el mercado. La suma de los períodos de retención no podrá ser mayor de 10 años.

3.4.3. Plan Mínimo

De acuerdo a la Ley Orgánica de Hidrocarburos, cada período de la fase de exploración deberá tener un programa de trabajo mínimo obligatorio.

El Programa Mínimo normalmente consiste en la ejecución de pozos exploratorios o el levantamiento de información mediante trabajos de sísmica.

Los trabajos del Plan Mínimo se encuentran garantizados con una fianza. Dicha fianza se entrega al inicio de cada período de exploración, garantizando los trabajos correspondientes al mismo.

El monto de la fianza se establece en el contrato. Normalmente, la fianza será solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática en el Perú, sin beneficio de excusión y emitida por una entidad del Sistema Financiero debidamente calificada y domiciliada en el país.

Para la fase de explotación, el Contratista deberá presentar a Perupetro un plan inicial de desarrollo, que

cubra un quinquenio, el mismo que será actualizado anualmente.

El Contratista debe proporcionar, a su propio riesgo, todos los recursos técnicos, económicos y financieros que se requieran para la ejecución de los contratos, siendo de su exclusiva responsabilidad y cargo todas las inversiones, costos y gastos en que incurra por dichos conceptos.

3.4.4. Garantías a la inversión

En los contratos de licencia y de servicios, el Estado garantiza a los contratistas que los regímenes cambiarios y tributarios vigentes a la fecha de celebración del respectivo contrato permanecerán inalterables durante la vigencia del mismo.

Esta estipulación resulta sumamente importante para el Contratista en la medida que las actividades del sector hidrocarburos importan la realización de inversiones que únicamente pueden ser rentables a través de una operación que se extienda a lo largo de muchos años. Por tanto, es importante que las condiciones económicas bajo las cuales se realizó dicha inversión no se vean alteradas, ya que ello podría modificar la economía del negocio y, por tanto, volverlo no rentable.

En tal sentido, si el Estado no le proporciona al inversionista la seguridad de que el régimen tributario aplicable al mismo no va a ser modificado durante el plazo de vigencia del contrato, se reduciría considerablemente el número de inversionistas dispuestos a participar en el sector hidrocarburífero del país, ya que, sin ello, se vería expuesto a la creación de nuevos impuestos o la modificación de los impuestos existentes, lo cual es un riesgo demasiado grande para un negocio a largo plazo.

Lamentablemente, ello es particularmente relevante en una región como la nuestra, en la cual la inestabilidad política es un riesgo que el inversionista debe tratar de mitigar. Sin ello, el inversionista simplemente decidirá invertir en otro país que le otorgue mayores seguridades a su inversión, negando al nuestro los beneficios propios de las inversiones del sector (impuesto a la renta, regalías, canon, generación de empleo, etcétera).

Otro punto importante respecto del otorgamiento de garantías tributarias por medio de los contratos de licencia y de servicios, es el hecho que, en caso el Estado no cumpla con dichas garantías, el Contratista tendrá la posibilidad de demandar al Estado ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI), a fin de solicitar que cumpla las obligaciones asumidas, o que le indemnice por los daños que le haya podido generar.

Finalmente, cabe indicar que en los contratos de licencia y servicios, el Estado también garantiza al Contratista lo siguiente: a) la libre disposición del 100% de las divisas generadas por sus exportaciones de hidrocarburos; b) el derecho a convertir libremente a divisas el 100% de la moneda nacional resultante de sus ventas de hidrocarburos en el mercado nacional; c) el derecho a convertir libremente a divisas el 100% de su retribución pagada en efectivo en los contratos de servicios; d) el derecho a mantener, controlar y operar cuentas bancarias en cualquier moneda, tanto en el país como en el exterior, tener el control y libre uso de tales cuentas, y a mantener y disponer libremente en el exterior de tales fondos sin restricción alguna; y, e) el derecho a disponer libremente, distribuir, remesar o retener en el exterior, sin restricción alguna, sus utilidades netas anuales, después de impuestos.

Para tal efecto, en los contratos mencionados, interviene el Banco Central de Reserva del Perú, a fin de garantizar el cumplimiento de dichas obligaciones por parte del Estado.

3.4.5. Regalía

Quizá una de las principales características de los contratos de licencia lo constituye el hecho de que el Contratista se encuentra obligado al pago de una regalía al Estado.

El monto a pagar en calidad de regalía se calcula aplicando un determinado porcentaje al valor del gas natural producido por el Contratista. Dicho porcentaje se determina de acuerdo a lo indicado en los párrafos siguientes.

Por su parte, el valor del gas natural se determina sobre la base de los precios de venta en el mercado nacional o de exportación, según sea el caso.

En tal sentido, si, por ejemplo, el porcentaje de regalía asciende a 30%, y el precio de venta de gas natural en las operaciones realizadas por el productor en el mercado interno ascienden a US\$ 1.00 por Millón de BTU (British Thermal Unit), la regalía ascenderá a US\$ 0.30 por cada Millón de BTU que se produzca en dicho lote.

Cabe precisar que no toda la producción del lote se encuentra afecta al pago de regalías, sino únicamente aquella que pase por el punto de fiscalización instalado por Perupetro S.A. en el lugar de las operaciones. Así, por ejemplo, el gas natural que el Contratista pueda utilizar en sus operaciones, y que, por tanto, no pasa por el punto de fiscalización, no paga regalías.

La determinación del porcentaje de regalía se realizará bajo las metodologías siguientes:

- Metodología del Factor "R".
- Metodología de Producción Acumulada.
- Metodología por Escalas de Producción.
- Metodología por Resultado Económico.

La más usual es la metodología del Factor "R", la cual tiene por objetivo compensar las desviaciones en los supuestos de producción, inversión, costos operativos, incertidumbre en cuanto a los precios de los hidrocarburos en el mercado internacional, crecimiento del mercado nacional de Gas Natural y posibilidades de éste último en el mercado internacional.

Sin perjuicio de lo anterior, para el caso del gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea (Lote 88), el monto a pagar en calidad de regalía se estableció sobre la base de las ofertas presentadas por los postores en el Concurso Público Internacional convocado para otorgarlos en explotación.

Con motivo de la creación de las regalías mineras, surgió la discusión en torno a la naturaleza jurídica de las regalías, discusión en la cual se podían identificar, básicamente, dos posiciones, la primera, que la regalía es un tipo particular de impuesto, y la segunda, que la regalía es una contraprestación por la extracción de recursos naturales.

La primera teoría era abonada por el hecho de que la regalía no cuenta con una contraprestación específica por parte del Estado (lo cual coincide con la definición de impuesto) y por el hecho de que haya sido creada en virtud del *ius imperium* del Estado.

La segunda se encontraría abonada por el hecho de que los recursos naturales son patrimonio de la Nación, lo cual implica que los beneficios derivados de su utilización deben alcanzar a la Nación en su conjunto. Así, de acuerdo con dicha teoría, al igual que con cualquier otro bien, sería irracional que los recursos naturales sean traspasados gratuitamente. Por tanto, las acciones que el Estado lleve a cabo respecto a los bienes que son patrimonio de la Nación, únicamente se encuentran legitimados en la medida que impliquen un beneficio para el bien común.

Esta última posición ha sido adoptada por el Tribunal Constitucional al momento de resolver sobre la acción de inconstitucionalidad que se planteara en contra de la norma que aprobó las regalías para el sector minero.

3.5. El Canon

El canon gasífero es la participación de la que gozan los gobiernos regionales y locales en los ingresos y rentas obtenidos por el Estado por la explotación económica del gas natural.

El canon es distribuido entre los gobiernos regionales y locales de acuerdo a los porcentajes establecidos legalmente y los índices de distribución que fije el Ministerio de Economía y Finanzas. Los índices se elaboran en base a criterios de población y pobreza.

Los recursos que los gobiernos regionales y gobiernos locales reciban por concepto de canon deben ser utilizados exclusivamente para el financiamiento o cofinanciamiento de proyectos u obras de infraestructura.

Asimismo, los gobiernos regionales deben entregar el 20% del total percibido por canon a las universidades públicas de su circunscripción, monto que deberá ser destinado exclusivamente a la inversión en investigación científica y tecnológica que potencien el desarrollo regional.

El canon gasífero se compone del 50% del Impuesto a la Renta percibido por el Estado de las empresas que realizan actividades de explotación de gas natural y del 50% de las regalías por la explotación de dicho recurso natural.

Cabe indicar que, en el año 2004, el Estado ha creado el Fondo de Desarrollo Socioeconómico del Proyecto Camisea (en adelante FOCAM), un fondo intangible destinado a contribuir al desarrollo sostenible de los departamentos por donde pasa el sistema de transporte a cargo de Transportadora de Gas del Perú S.A. (en adelante TGP).

El FOCAM se encuentra compuesto por el 25% de las regalías que abonan al Estado los lotes en los cuales se produce el gas que es transportado por el Sistema de Transporte a cargo de TGP.

Resulta necesario resaltar la importancia del canon gasífero y el FOCAM para las localidades que reciben dicho beneficio. Así, solamente entre enero y setiembre de 2005, se distribuyó en calidad de canon más de 71 millones de dólares en calidad de canon y cerca de 17 millones de dólares en calidad de FOCAM.

4. TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS

Por su naturaleza, el gas natural solamente debe ser transportado de dos formas, mediante ductos especialmente diseñados para conducir dicho hidrocarburo, o mediante proyectos de gas natural licuefactado, a los cuales nos referiremos posteriormente cuando analicemos los procesos de exportación de gas natural.

En tal sentido, existen dos clases de ductos para el transporte de hidrocarburos: los ductos de uso propio,

en los cuales, como su nombre lo indica, solamente se transporta el gas natural del titular de dicha instalación, y las concesiones de transporte, en las cuales, el titular de la infraestructura presta el servicio de transporte a terceros. A continuación realizaremos una breve exposición de dichas concesiones.

4.1. La Concesión de transporte

La concesión de transporte se otorga mediante un contrato a ser celebrado entre una persona natural o jurídica, nacional o extranjera, interesada en prestar el servicio de transporte y el Ministerio de Energía y Minas.

El procedimiento para la suscripción de un contrato de concesión se puede iniciar a través de un concurso o licitación pública, a través de la solicitud del propio interesado.

Los contratos de concesión no otorgan exclusividad geográfica al titular del sistema de transporte sobre una determinada área, por lo cual, nada impediría que exista más de un concesionario de transporte en una misma zona. Sin embargo, ello sería poco razonable si el concesionario original tiene capacidad de transporte suficiente para atender los requerimientos de dicha área (Capacidad Disponible), toda vez que, tal como veremos más adelante, los concesionarios se encuentran obligados a prestar el servicio de transporte a todo aquel que lo solicite.

4.2. El contrato de concesión

Mediante el contrato de concesión, el Estado otorga al concesionario el derecho de prestar el servicio de transporte de gas natural por ductos, en una determinada zona.

El plazo de dicho contrato no podrá ser mayor a 60 años, incluyendo prórrogas, ni menor a 20 años. Ello es así, toda vez que, al igual que en el caso de los contratos de licencia o de transporte, la implementación de un sistema de transporte requiere la realización de cuantiosas inversiones que solamente pueden ser recuperadas a través de muchos años de operación.

En el contrato de concesión, el concesionario se obliga a realizar la ejecución de un determinado sistema con sus propios recursos técnicos y financieros, para lo cual deberá entregar al Estado una garantía de fiel cumplimiento de dicha obligación.

Una vez concluida la ejecución del sistema de transporte por parte del concesionario, el mismo se encontrará obligado a mantenerlo y operarlo durante todo el plazo de vigencia del contrato de concesión.

Por otro lado, en los contratos de concesión se establece que el concesionario deberá asumir las pérdidas de hidrocarburos por encima del 1% del volumen transportado, y a responder por cualquier daño que pudiera generar a terceros durante su operación. En este punto, adicionalmente, el concesionario se compromete a relevar de responsabilidad al Estado respecto de cualquier reclamación que se pueda realizar con relación al sistema de transporte. Ello en la medida que, eventualmente, algún tercero afectado por las operaciones del concesionario podría decidir demandar al Estado en su calidad de concedente del servicio de transporte.

El contrato de concesión concluirá, entre otras, por las siguientes causas: a) vencimiento del plazo del contrato; b) si el concesionario no ejecuta las obras comprometidas; c) si el concesionario deja de operar el sistema de transporte sin causa justificada por 876 horas acumuladas durante un año calendario, afectando como mínimo al 25% del volumen transportado promedio del año anterior; d) en caso de quiebra o disolución del concesionario; e) en caso de la imposición de multas durante un año que superen el 10% de los ingresos anuales de la empresa; y, f) en caso de aceptación de la renuncia a la concesión.

Producido alguno de dichos eventos, el Estado nombrará un interventor de la concesión, el cual se encargará de asegurar la continuidad de las operaciones del sistema de transporte, mientras se adjudica la concesión a un nuevo concesionario.

4.3. Tarifas del sistema de transporte

Las tarifas a ser cobradas por la prestación del servicio de transporte pueden ser libremente establecidas por el concesionario y su cliente. Sin embargo, dicha compensación no podrá superar la tarifa máxima aprobada por OSINERG para el correspondiente sistema de transporte.

En líneas generales, la tarifa de transporte para un período de regulación es determinada por OSINERG mediante el cociente entre el ingreso total aplicable a ese servicio y el valor presente correspondiente a la demanda prevista para ese servicio.

A su vez, el ingreso total se calcula teniendo en consideración, entre otros criterios, los siguientes: a) la amortización del capital de inversión realizado por el concesionario; b) la amortización de la inversión en nuevas instalaciones durante el período de regulación; y, c) el costo de operación y mantenimiento incurridos en la prestación del servicio.

De tal forma, teniendo en consideración que probablemente el concesionario será el único prestador del servicio de transporte de gas natural, al momento de calcular las tarifas, OSINERG tratará de establecer cuál sería la retribución que le correspondería al concesionario en un mercado competitivo.

Así, la tarifa que reciba el concesionario no debería cubrir las ineficiencias del concesionario (como exceso de personal o sobrecostos innecesarios para la prestación del servicio), sino que únicamente debería generar un ingreso que sea suficiente para cubrir los costos eficientes involucrados en la prestación del servicio, y a lograr una operación segura y confiable del sistema de transporte, más una utilidad de alrededor de 12% anual.

4.4. La Garantía de Red Principal

La Ley de Promoción a la Industria del Gas Natural estableció una serie de mecanismos específicos para la promoción de la industria, entre ellos, creó la Garantía por Red Principal (en adelante GRP).

Por red principal se debe entender la red de ductos destinada al transporte de gas natural y a la distribución de gas natural en alta presión. Sin embargo, no cualquier proyecto de red principal puede acceder a la garantía prevista por la norma, sino que éste debe cumplir los siguientes requisitos:

- a) Que sea de uso público.
- b) Que por lo menos 50% de la capacidad garantizada esté destinada a generadores eléctricos.
- c) Que promueva el desarrollo de la competencia energética.

Así, dicha norma fue emitida con la finalidad de posibilitar el desarrollo del Proyecto Camisea, de forma tal que a los inversionistas en dicho proyecto, el Estado les aseguró la recuperación de la inversión realizada para la prestación del servicio de transporte y distribución en alta presión, garantizándoles un determinado nivel de ingresos anuales.

En tal sentido, mediante la GRP el Estado garantiza al concesionario unos determinados ingresos anuales, de manera que, si con la prestación del servicio de transporte el concesionario no llega a cubrir dicho monto, el Estado le abona al concesionario dicha diferencia. La racionalidad de dicha garantía se encuentra en el hecho de que la demanda del servicio de transporte en el mercado peruano no resulta lo suficientemente significativa como para cubrir el monto

de la inversión necesaria para desarrollar un determinado sistema de transporte, así como sus costos de operación y mantenimiento. Luego, a fin de posibilitar la existencia del mismo, el Estado garantiza temporalmente unos determinados ingresos al concesionario, de forma tal que dicha garantía pueda desaparecer una vez que la demanda del servicio de transporte pueda cubrir directamente los costos e inversiones del concesionario.

Los fondos necesarios para que el Estado pueda cumplir con dicha obligación son obtenidos de los usuarios del servicio eléctrico. Así, las empresas generadoras de electricidad cobran una suma adicional a cada usuario eléctrico, que sirve para cumplir con el pago de la garantía otorgada por el Estado.

El fundamento de dicho cobro se encuentra en el hecho de que los usuarios del servicio eléctrico se benefician con la existencia de un sistema de transporte de gas natural, toda vez que el mismo posibilita el abastecimiento de gas natural a las empresas de generación termoeléctrica, las cuales producen electricidad a un costo mucho menor que las empresas que generan electricidad con combustibles de costos variables más altos (diesel, carbón, residuales, etcétera.), permitiendo de esta manera que el precio promedio de la potencia y la energía se reduzcan de manera significativa.

En consecuencia, en la medida que los grandes beneficiados con la entrada en operación de un sistema de transporte y distribución de gas son los usuarios eléctricos, ya que obtienen una rebaja considerable en las tarifas correspondientes al servicio de electricidad, resulta razonable que sean ellos los que contribuyan al financiamiento de la garantía otorgada por el Estado.

4.5. El servicio de transporte

El servicio de transporte puede ser contratado en las siguientes modalidades: a) firme y b) interrumpible.

En el Servicio Firme, el usuario contrata una determinada capacidad diaria de transporte (Capacidad Contratada), la cual queda reservada por el transportista a favor de dicho usuario. Como contraprestación por dicho servicio, el usuario debe abonar al concesionario el denominado "cargo por reserva de capacidad", el cual deberá ser abonado por el usuario independientemente del uso efectivo de la capacidad de transporte contratada. En tal sentido, sea que el usuario utilice o no la totalidad de la capacidad contratada, deberá abonar el monto total correspondiente a la misma.

Por su parte, el Servicio Interrumpible es aquel en el cual el usuario únicamente paga por los volúmenes de

gas natural efectivamente transportados por el concesionario, mediante una retribución denominada "cargo por uso". El inconveniente de esta clase de contratos reside en que el servicio se encuentra sujeto a reducción o interrupción en caso se requiera de capacidad de transporte para atender al Servicio Firme.

En tal sentido, cuando no exista una demanda considerable, y existe suficiente capacidad de transporte no utilizada, los usuarios preferirán realizar contratos interrumpibles, por cuanto no será necesario que abonen el monto total de la capacidad reservada, sino que únicamente pagarán el transporte efectivamente realizado. Por otro lado, cuando la capacidad disponible en el sistema de transporte sea escasa, los usuarios tenderán a suscribir contratos firmes, a fin de garantizar que el servicio de transporte recibido no sufra reducciones o interrupciones.

De acuerdo con la legislación nacional, la contratación del servicio de transporte se debe realizar sobre la base del volumen de gas natural a ser transportado, el cual será medido en m³ standard en el Punto de Entrega (lugar donde el transportista devuelve el gas natural al usuario).

El volumen de gas natural que el concesionario deberá entregar al usuario en el Punto de Entrega será el que corresponda a la energía que le fue entregada en el Punto de Recepción (lugar donde el usuario le entrega al transportista el gas natural a ser transportado). En tal sentido, el transportista no necesariamente entregará al usuario el mismo volumen recibido, sino que podría existir una diferencia de volumen si el gas natural recibido tiene un poder calórico (energético) diferente al entregado. La ley no establece una solución para dichas diferencias de volumen, indicando que las mismas deberán ser resueltas en el correspondiente contrato.

A efectos de la ejecución del contrato de transporte, el usuario deberá presentar al concesionario, en forma diaria, una solicitud de transporte indicando los volúmenes de gas natural que pretende entregarle en el Punto de Recepción. El mismo día, antes de una determinada hora, el concesionario deberá evaluar la solicitud de transporte y dar su conformidad al usuario. En caso el usuario omita presentar la solicitud de transporte diaria, el transportista considerará como válidos los volúmenes requeridos en la última solicitud.

El Concesionario está obligado a permitir el acceso no discriminatorio por parte de los solicitantes a la capacidad de transporte contenida en el ducto (Principio de Acceso Abierto), siempre que sea económica y técnicamente viable, y el solicitante haya suscrito el correspondiente contrato de transporte.

A fin de garantizar el cumplimiento de ello, la asignación de capacidad de transporte se realiza mediante una oferta pública, la cual deberá efectuarse cada 12 meses como mínimo, en caso de existir capacidad disponible en el sistema de transporte.

Asimismo, en dichas ofertas públicas se propondrá la realización de ampliaciones al sistema de transporte, las cuales serían llevadas a cabo de existir interesados en contar con el correspondiente servicio.

Sin perjuicio de ello, a fin de posibilitar el desarrollo del Proyecto Camisea, la legislación nacional ha establecido que durante los 10 primeros años contados a partir de la puesta en operación comercial de Sistema de Transporte de Gas Natural a cargo de Transportadora de Gas del Perú S.A., toda la capacidad de la red de transporte de dicho concesionario deberá ser destinada a transportar el gas natural producido en el Lote 88 (Camisea).

Igualmente, se ha previsto que las ofertas públicas que se realicen durante dicho período se efectuarán como mínimo en forma semestral.

5. LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR DUCTOS

5.1. Concepto

La Distribución de Gas Natural por Ductos consiste en el suministro de gas natural por red de ductos a través de un determinado Sistema de Distribución. Así, mientras que el objetivo del concesionario de transporte de gas natural es exclusivamente posibilitar que el gas natural llegue a los mercados en los cuales se encuentran los usuarios de dicho producto, el distribuidor tiene por objetivo realizar el suministro efectivo de gas natural a tales consumidores.

En tal sentido, si el concesionario de transporte tiene como función llevar el gas natural hasta la entrada de una determinada ciudad (*City Gate*), el distribuidor es el encargado de llevar dicho producto a las viviendas o instalaciones industriales que componen la misma.

El Sistema de Distribución se encuentra conformado por las estaciones de regulación de puerta de ciudad o *City Gate* (lugar en el cual el concesionario de transporte entrega el gas natural al concesionario de distribución), las redes de distribución, las estaciones reguladoras y las acometidas (instalación que permite el suministro de gas desde las redes de regulación hasta las instalaciones internas existentes en cada inmueble).

La distribución de gas natural, al igual que la distribución de energía eléctrica, es un servicio público,

y al igual que éste, para poder llevarse a cabo requiere de un contrato de concesión.

La concesión de distribución se otorga respecto de un área determinada, en la cual el distribuidor tendrá el derecho exclusivo de prestar el servicio de distribución.

La concesión se otorga por un plazo determinado, el mismo que no podrá ser mayor de 60 años (incluyendo prórrogas), ni menor de 20 años.

5.2. Otorgamiento de la Concesión

Al igual que en el caso del concesionario de transporte, el contrato de concesión de distribución se suscribe con el Ministerio de Energía y Minas.

La concesión del servicio de distribución puede ser otorgada por licitación, concurso público o a solicitud de parte. Si la solicitud es admitida, el solicitante deberá publicar un aviso para que puedan formularse oposiciones a la solicitud de concesión dentro de los 10 días contados a partir de la publicación.

Para la procedencia del otorgamiento de la concesión, OSINERG deberá haber emitido un informe técnico favorable respecto de las instalaciones a ser ejecutadas por el solicitante, y aprobado las tarifas aplicables al nuevo sistema de distribución.

Posteriormente, el respectivo contrato será aprobado mediante Resolución Suprema y se procederá a su suscripción. Luego de ello, el concesionario gestionará la inscripción de la concesión en el Registro de Concesiones para la Explotación de los Servicios Públicos.

Cabe indicar que, a la fecha, únicamente existe un distribuidor de gas natural, el correspondiente a la ciudad de Lima y Callao. Sin embargo, se encuentra en proceso de licitación el otorgamiento de concesiones de distribución en Ica, Ayacucho y Junín.

5.3. El Contrato de Concesión

El Contrato de Concesión deberá contener un calendario de ejecución de las obras a cargo del nuevo distribuidor, las cuales se encontrarán debidamente respaldadas por una garantía de fiel cumplimiento equivalente al 1% del presupuesto de las obras. Para tal efecto, el concesionario tendrá a su cargo el diseño, construcción, operación y mantenimiento del sistema de distribución.

El concesionario se encontrará obligado a prestar el servicio de distribución a quien lo solicite dentro del área de concesión, en un plazo no mayor de 60 días

en caso existiera la infraestructura necesaria en la zona, o de un año si no la hubiera, siempre que el suministro se considere técnica y económicamente viable (de acuerdo a los criterios aprobados por OSINERG).

Sin perjuicio de ello, el concesionario de distribución deberá permitir la utilización de su sistema por parte de terceros, en la capacidad no comprometida del mismo, pero siempre y cuando esta utilización no afecte el sistema, ni las condiciones de calidad y confiabilidad del servicio.

A fin de asegurar el abastecimiento de gas a los usuarios del sistema, el concesionario deberá haber suscrito contratos con productores de gas natural, que le garanticen el suministro de dicho producto por 24 meses como mínimo.

El concesionario también se encuentra obligado a mantener al Estado indemne de cualquier responsabilidad que pudiera originarse del ejercicio del derecho de concesión, y a mantener vigentes seguros de responsabilidad civil extracontractual y contra daños a los bienes de la concesión.

El Contrato de Concesión caducará, entre otros casos, cuando: a) el concesionario no ejecute las obras e instalaciones en los plazos establecidos; b) el concesionario deje de operar el sistema de distribución, sin causa justificada, por 876 horas acumuladas durante un año calendario, afectando como mínimo al 25% del consumo promedio del año anterior; c) el concesionario, luego de habersele aplicado una determinada sanción, no cumpla con las obligaciones relacionadas con la misma; d) el concesionario no acredite la garantía de suministro de gas por parte de los productores; o, e) la imposición de multas durante un año calendario al concesionario, por un monto total que supere el 10% de sus ingresos anuales del año anterior.

A la terminación de la concesión, el sistema de distribución y los derechos que son indispensables para prestar el servicio de distribución serán transferidos o devueltos al Estado. Junto con la caducidad se nombrará un interventor de tales bienes, a fin de asegurar la continuidad de sus operaciones, y el Estado convocará a subasta pública para transferir la concesión. De la suma obtenida en la subasta y hasta donde dicha suma alcance, el Estado pagará al concesionario hasta un máximo equivalente al valor contable de los bienes de la concesión.

5.4. El servicio de distribución

Previo al inicio de la prestación del servicio de distribución, el cliente deberá suscribir un Contrato de

Suministro con el concesionario. Dicho contrato es un contrato de adhesión, cuyo modelo ha sido previamente aprobado por la Dirección General de Hidrocarburos (en adelante DGH) del Ministerio de Energía y Minas. El contrato suscrito por un consumidor que no se sujete al modelo aprobado por la DGH carece de validez.

El Contrato de Suministro debe contener, entre otros, los requisitos siguientes: a) la ubicación del punto en que se realizará el suministro; b) la capacidad contratada, es decir, el volumen de gas que será transportado por el distribuidor en las redes de distribución y entregado al usuario; c) el plazo de vigencia y las condiciones de suministro; y, d) la tarifa aplicable.

El concesionario está autorizado a suspender el servicio de distribución a los usuarios que no cumplan con el pago de dos facturas, y a resolver el contrato, si dicha situación se prolongara por un período superior a 6 meses.

Cuando el consumidor considere que la prestación del servicio de distribución no cumpla con adecuados estándares de calidad o cuando no esté de acuerdo con los montos que le han facturado, puede presentar sus reclamaciones al concesionario. Si el usuario no estuviese conforme con el pronunciamiento del concesionario, podrá acudir a OSINERG a fin que éste emita pronunciamiento como última instancia administrativa.

Como contraprestación por el servicio de distribución, el concesionario cobrará una tarifa de distribución. La tarifa puede ser libremente acordada por el consumidor y el distribuidor, sin embargo, respecto de cada sistema de distribución, OSINERG establece una tarifa máxima que no puede ser superada por el concesionario.

La tarifa de distribución estará compuesta por el Margen de Distribución y el Margen Comercial.

El Margen de Distribución se determinará, básicamente, teniendo en consideración el Valor Nuevo de Reemplazo de las Inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución, y el costo de operación y mantenimiento de las redes y estaciones reguladoras.

El Valor Nuevo de Reemplazo de las Inversiones representa la retribución que garantiza la recuperación y la rentabilidad de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución.

Los costos de operación y mantenimiento corresponderán a costos eficientes de la distribución y comercialización, comparables con valores estándares internacionales.

El Margen Comercial se determinará, básicamente, teniendo en consideración el Valor Nuevo de Reemplazo que se requiere para el desarrollo de la actividad comercial, los costos de operación y mantenimiento asociados a la atención del consumidor y los costos de facturación y cobranza (lectura, procesamiento, emisión de recibos, reparto y cobranza).

Cabe indicar que las facturas que el distribuidor emita a los consumidores deberán expresar separadamente los rubros correspondientes al precio del gas natural, la tarifa de transporte, el cargo por Margen de Distribución, el cargo por Margen Comercial y cargo por la acometida. Asimismo, se expresará por separado los impuestos aplicables e intereses compensatorios y moratorios cuando corresponda, a fin de que el consumidor pueda determinar cuál es la retribución que abona por cada uno de dichos rubros, y pueda realizar el reclamo correspondiente, de ser el caso.

6. COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

6.1. Clases de consumidores

La legislación nacional ha establecido que existen dos tipos de consumidores en el mercado de gas natural:

- El Consumidor Regulado, el cual adquiere gas natural por un volumen igual o menor a treinta mil Metros Cúbicos Estándar por día (30 000 m³/día).
- El Consumidor Independiente, el cual adquiere gas natural en un volumen mayor a treinta mil metros cúbicos estándar por día (30 000 m³/día) y por un plazo contractual no menor a seis (6) meses.

La diferencia entre ellos reside en que el consumidor regulado exclusivamente puede comprar gas natural del concesionario de distribución o a los comercializadores. Los comercializadores son empresas que se dedican a la intermediación de gas natural. Por expresa disposición legal, dichas actividades no podrán realizarse hasta el año 2012.

Por su parte, el consumidor independiente puede adquirir gas natural directamente del productor de gas natural (el Contratista), el concesionario de distribución, o los comercializadores.

Dicho tratamiento diferenciado reside en el hecho de que los consumidores independientes, por el volumen a adquirir y su eventual experiencia en el mercado de gas natural, se encuentran en mejores condiciones que los consumidores regulados para negociar el suministro de gas natural con los productores del mismo y, por tanto, podrán adquirir mejores condiciones de suministro.

6.2. La Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural

La Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural declaró de interés nacional y necesidad pública el fomento y desarrollo de la industria del gas natural, en sus componentes de explotación, transporte de gas y distribución. Dicha norma y su reglamento establecen una serie de condiciones que regulan la comercialización del gas natural en el país.

En primer lugar, establecen que en los contratos para el otorgamiento de derechos de explotación de las reservas probadas de gas natural, deberán incluir un precio máximo del gas natural en boca de pozo. En tal sentido, la norma prescribe que, cuando se vaya a suscribir un contrato de licencia o de servicio respecto de un área en la cual se haya comprobado la existencia de gas natural, en el mismo deberá incluirse un precio máximo para la venta del gas natural producido en dicho lote. Por tanto, en los contratos de exploración de hidrocarburos, en los cuales aún no existe certeza sobre la existencia de gas en un determinado lote (por cuanto las reservas son posibles o probables), no será necesario incluir este precio tope.

Evidentemente ello no implica que el precio del gas natural quede congelado durante todo el plazo de vigencia del contrato de licencia, sino que en el contrato se incluirá una fórmula de reajuste de dicho precio. Al respecto, cabe indicar que en el contrato de licencia del Lote 88 (Camisea) dicho ajuste se realiza teniendo en consideración una canasta de precios internacionales de hidrocarburos.

Al respecto, debemos resaltar que el precio máximo es establecido en boca de pozo, es decir, en el yacimiento productor. Ello por cuanto, de acuerdo al propio reglamento de la Ley de Promoción a la inversión, los usuarios de la Red Principal que adquieran el Gas Natural al productor lo deberán hacer en boca de pozo. En tal sentido, todos aquellos consumidores que vayan a utilizar una red principal (transporte o distribución de gas natural en alta presión), deberán adquirirlo en el propio yacimiento, y el transporte de dicho gas hasta sus instalaciones correrá por cuenta de ellos.

Asimismo, a fin de asegurar que no se violen las disposiciones sobre libre competencia, las normas bajo comentario han establecido que los productores, comercializadores o distribuidores no podrán aplicar condiciones desiguales para prestaciones equivalentes, que coloquen a unos competidores en situación desventajosa frente a otros.

La excepción a dicha regla la constituyen los consumidores iniciales que participaron en el proceso

de licitación correspondiente al Proyecto Camisea, a los cuales se les otorgó una serie de beneficios comerciales en los correspondientes contratos de suministro de gas (como descuentos en el precio del gas natural o mayores plazos para la recuperación de los volúmenes de gas natural pre-pagados). Ello por cuanto dichos consumidores iniciales sirvieron para asegurar a las empresas que invirtieron en el desarrollo del Proyecto Camisea y al Estado la existencia de un mercado mínimo para el consumo de gas natural.

Con la finalidad que el Estado pueda controlar que en los contratos que celebre el Contratista, el Distribuidor o el Comercializador se cumpla con las condiciones indicadas en forma previa, se encuentra prohibida la inclusión de cláusulas de confidencialidad en dichos acuerdos y, asimismo, aquellos deben ser entregados a la DGH del Ministerio de Energía y Minas, Perupetro S.A. y OSINERG, a más tardar 15 días después de su suscripción

3.3. Exportación del gas

De acuerdo a los contratos de licencia y la Ley Orgánica de Hidrocarburos, el Contratista tendrá la libre disponibilidad de los hidrocarburos que le correspondan conforme a un contrato de licencia. En tal sentido, el Contratista es libre de decidir entre comercializar el gas natural producido en su lote o exportar el mismo.

El proceso de exportación de gas natural comprende la construcción de una planta de licuefacción, el transporte del producto licuefactado mediante buques tanque y la construcción de una planta regasificadora.

La planta de licuefacción tiene por objetivo someter al gas natural a temperaturas bajo cero (menos de 163°C) para convertirlo en líquido, y así poder almacenarlo. Ello por cuanto el gas natural licuado ocupa un volumen de aproximadamente 1/600 del volumen equivalente de gas natural, con lo cual solamente en dicho estado sería posible almacenarlo.

Posteriormente, el producto es embarcado en grandes barcos metaneros, los cuales mantienen el gas natural en estado líquido. Finalmente, el producto llega a una planta regasificadora, en la cual el gas natural es regresado a su estado original y comercializado en dicho mercado.

Sin embargo, la exportación de gas natural se encuentra sujeta a ciertas limitaciones. Así, de acuerdo a la Ley de Promoción de la Industria del Gas, en los contratos para el otorgamiento de

derechos de explotación de las reservas probadas de gas natural, se deberá garantizar el abastecimiento al mercado nacional de dicho producto por un período mínimo definido en el respectivo contrato. El cálculo de dicho abastecimiento se realizará de acuerdo a los pronósticos incluidos en el Plan Referencial de Hidrocarburos elaborado por el Ministerio de Energía y Minas que se encuentre vigente al momento de la suscripción del correspondiente contrato de suministro de gas.

Luego, en la medida que de acuerdo a las proyecciones de demanda del mercado local exista un excedente de dicho producto, no se presentaría una restricción legal para que se desarrollen proyectos de exportación de gas natural en el país.

Finalmente, cabe indicar que, a fin de apoyar el desarrollo de los proyectos de exportación de gas, el Estado emitió la Ley de Promoción en Plantas de Procesamiento, mediante la cual se les otorga a los titulares de tales plantas las mismas garantías de estabilidad tributaria y cambiarias que a los titulares de los contratos de licencia.

La emisión de dicha norma resulta razonable si tenemos en consideración las inversiones que se requieren para desarrollar un proyecto de esta naturaleza. Así por ejemplo, el proyecto de exportación que actualmente se desarrolla en el país, tiene un componente de inversión de aproximadamente 2150 millones de dólares en el Perú (y aproximadamente 1150 millones de dólares adicionales para las demás etapas del mismo como transporte marítimo y regasificación), inversión que no podría realizarse de no encontrarse mitigado el riesgo tributario y cambiario sobre la misma.

7. CONCLUSIÓN

Una exposición sobre la regulación del gas natural quedaría incompleta si no advirtiésemos al lector que dicha regulación resulta muy vulnerable a las tendencias políticas nacionales.

Así, tal como se puede apreciar en toda la región, la regulación del sector hidrocarburos en cada país dependerá en gran medida de la línea política del gobernante de turno, haciendo que la misma se convierta en una promotora de la inversión privada en el sector, o fortaleciendo la participación estatal en desmedro de aquella.

La actual regulación del sector hidrocarburos resulta concordante con la concepción constitucional de la subsidiariedad de la actuación estatal en la actividad empresarial.