

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
ESCUELA DE POSGRADO



TÍTULO

Análisis de la concurrencia entre las actividades de distribución de gas natural por ductos y comercialización de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuefactado (GNL) en el interior del país y su compatibilidad con la política energética de masificación.

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAGÍSTER EN
REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

AUTOR

César Olazábal Sánchez

ASESOR

Ernesto López Mareovich

Diciembre, 2019

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objeto analizar la existencia de un eventual problema respecto a la sostenibilidad de las concesiones de distribución de gas natural por ductos en el interior del país – como es el caso de las concesiones norte y suroeste – derivada de la concurrencia de la actividad de comercialización de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuefactado (GNL) en el segmento industrial en las áreas concesionadas.

Al respecto, la política energética del país tiene como uno de sus objetivos principales lograr la masificación del gas natural en los distintos sectores de consumo y principalmente en el sector residencial, lo cual solo puede darse mediante el desarrollo de infraestructura de redes de transporte y distribución, ya que si bien la comercialización de GNC o GNL permite suplir el acceso al gas natural de consumidores que se encuentran alejados de las redes de distribución, el acceso a esta clase de suministro no resulta viable para los consumidores residenciales.

En ese sentido, del análisis de las condiciones bajo las cuales se desenvuelve la concurrencia entre ambas actividades, se desprende que las concesiones de distribución del norte y suroeste, enfrentarían una estructura de costos mayor a la de los comercializadores, debido a que no se encuentran integradas a una red de transporte; lo que, aunado a determinadas restricciones regulatorias de carácter comercial establecidas a la actividad de distribución por su calidad de monopolio natural, impediría que los concesionarios puedan competir de manera efectiva con los comercializadores en el mercado disputado.

Bajo este contexto, la concurrencia entre estas actividades en el interior del país bajo las condiciones indicadas podría afectar la sostenibilidad de las concesiones de distribución, ya que estas dependen en gran medida de la demanda industrial disputada por los comercializadores; lo cual en última instancia podría perjudicar el desarrollo de las redes de distribución para el acceso al suministro de este recurso en el área de la concesión, afectando con mayor impacto a los consumidores residenciales.

En ese sentido, se analizaron medidas de política regulatoria que permitan limitar los eventuales efectos negativos de dicha concurrencia, concluyéndose en primer lugar que para cualquier efecto se requiere un análisis de competitividad del precio final del gas natural suministrado por el distribuidor respecto al GNC y GNL.

En segundo lugar, en el caso de las concesiones del norte y suroeste, los concesionarios asumieron todos los riesgos derivados de la concurrencia de los comercializadores, por lo que la adopción de medidas restrictivas a dicha concurrencia no resulta viable en términos de eficiencia, así como por razones legales derivadas del régimen contractual. No obstante, sí se considera viable que luego de concluido el primer periodo tarifario contractual – siempre y cuando el análisis de competitividad resulte negativo – el Estado pueda otorgar subsidios a la inversión en infraestructura requerida, a fin de evitar que el concesionario limite los planes de inversión para ampliar la cobertura de la red.

Finalmente, en el caso de los nuevos contratos de concesión que se celebren para la distribución de gas natural en el interior del país, dependiendo del resultado del análisis de competitividad del precio final, el Estado puede optar por establecer mecanismos contractuales de garantía de demanda mínima u otorgar subsidios directos a la inversión; como se viene haciendo, en este último caso, en el diseño del proyecto Siete Regiones.

ÍNDICE

	Pág.
Resumen	ii
Índice	iv
Lista de Tablas	vi
Lista de Gráficos	vi
Introducción	1
CAPÍTULO I	
MARCO CONCEPTUAL	5
1.1. La industria del gas natural en el Perú	5
1.1.1 Exploración y Explotación	6
1.1.2 Transporte por ductos	9
1.1.3 Distribución por ductos	12
1.1.4 Comercialización de GNC y GNL	16
1.2 Política energética del gas natural	17
1.3 La distribución de gas natural por ductos como servicio público	22
1.3.1 El concepto de servicio público en el Perú	23
1.3.2 Características técnicas y económicas de la distribución por ductos	28
1.4 La comercialización de GNC y GNL en el país	34
1.4.1 Características técnicas	34
1.4.2 Características económicas	35

CAPÍTULO II		
CONCURRENCIA ENTRE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR DUCTOS Y DE COMERCIALIZACIÓN DE GNC Y GNL EN EL INTERIOR DEL PAÍS		37
2.1	Interacción de las actividades en el interior del país	38
2.1.1	Concesiones de distribución en el norte y sur del país	40
2.1.2	Proyecto Siete Regiones	46
2.1.3	Comercialización de GNC y GNL en el interior del país	49
2.2	Análisis de la concurrencia entre las actividades	52
2.2.1	Condiciones regulatorias	52
2.2.2	Condiciones de mercado	55
2.3	Compatibilidad con la política de masificación del gas natural	58
CAPÍTULO III		
ANÁLISIS DE OPCIONES DE POLÍTICA REGULATORIA		60
3.1	El problema del descreme del mercado	60
3.2	Opciones de política regulatoria	65
3.2.1	Establecimiento de barrera de entrada a los comercializadores de GNC y GNL	65
3.2.2	Establecimiento del pago de un derecho económico a cargo de los comercializadores de GNC y GNL	72
3.2.3	Inclusión de GNC y GNL en análisis de competitividad de la tarifa final al usuario	74
3.2.4	Otorgamiento de garantía de demanda mínima por parte del Estado	75
3.2.5	Subsidio directo del Estado	76
	Conclusiones	79
	Recomendaciones	83
	Referencias bibliográficas	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Precio Gas Natural Lote 88 (US\$/MMBTU)	9
Tabla 2: Conexiones – Concesiones Lima e Ica 2017.....	13
Tabla 3: Conexiones – Concesiones Norte y Suroeste 2019.....	13
Tabla 4: Costo de transporte – Concesiones Norte y Suroeste	41
Tabla 5: Categorías tarifarias – Concesiones Norte y Suroeste	41
Tabla 6: Tarifas de distribución – Concesiones Norte y Suroeste	41
Tabla 7: Plan de Conexiones – Concesiones Norte y Suroeste	42
Tabla 8: Relación demanda total/industrial – Concesiones Norte y Suroeste.....	43
Tabla 9: Plan Mínimo de Conexiones – Proyecto Siete Regiones.....	48
Tabla 10: Estaciones de Compresión en el interior del país.....	50
Tabla 11: Estaciones de Licuefacción en el interior del país.....	50
Tabla 12: Consumidores Directos de GNC en el interior del país	51
Tabla 13: Centros de Descompresión en el interior del país	51
Tabla 14: Consumidores Directos de GNL en el interior del país.....	51
Tabla 15: Precio final Concesiones - Segmento industrial.....	56
Tabla 16: Precio final GNC	57

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Participación producción Gas Natural por Lotes - Julio 2019	7
Gráfico 2: Interacción GNC/GNL y concesiones de distribución.....	39

INTRODUCCIÓN

El descubrimiento y posterior inicio de la explotación del gas natural de Camisea a partir del año 2004, generó las condiciones para que el Estado establezca medidas para un aprovechamiento masivo de dicho recurso a nivel nacional, con la finalidad de sustituir el uso de otros combustibles fósiles de uso tradicional, respecto de los cuales el gas natural presenta marcadas ventajas económicas, ambientales y de seguridad.

En tal sentido, a través de diversas normas que se fueron dictando a partir del año 1999, el Estado estableció un esquema de promoción para el desarrollo de la infraestructura requerida y el acceso de la población al consumo masivo del gas natural, el cual finalmente fue definido por el Ministerio de Energía y Minas como un objetivo de la Política Energética Nacional al año 2040, aprobada mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM.

Conforme al marco indicado, el Estado promueve el desarrollo de la infraestructura de transporte y distribución de gas natural por ductos, ya que este es el único medio que permite el acceso de la mayor cantidad de consumidores al suministro de esta clase de recurso. No obstante, debido a las limitaciones para el desarrollo de dicha clase de infraestructura en zonas alejadas o dispersas respecto a los puntos de consumo masivo, el Estado previó como un mecanismo alternativo para el acceso al gas natural, la comercialización bajo la modalidad de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuado (GNL) transportado a través de camiones cisterna, con la finalidad de suplir las mencionadas limitaciones del suministro por ductos.

En ese sentido, el Decreto Supremo N° 063-2005-EM, que reguló por primera vez la actividad de comercialización de GNC y GNL, estableció una regla a fin de complementar las actividades de dichos agentes con la de los distribuidores por ductos. De esta manera, el artículo 3 de dicha norma estableció que la actividad de comercialización de GNC o GNL podía ser realizada en áreas donde no existiese una concesión de distribución, así como también en aquellas en las que existiendo un Concesionario, este no contase con

infraestructura de redes para brindar el suministro en una zona en particular; por lo que las autorizaciones de dichos comercializadores quedarían sin efecto cuando el Concesionario informase a la Dirección General de Hidrocarburos la disponibilidad para prestar el servicio en la zona determinada de la Concesión.

Posteriormente, el Reglamento de Comercialización de GNC y GNL, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2008-EM dejó sin efecto la disposición citada anteriormente, estableciendo que la autorización a los Agentes Habilitados para la comercialización de GNC o GNL tendrá validez incluso en aquellas zonas donde existiesen concesiones de distribución, lo cual posibilitó que dichos agentes puedan competir con los concesionarios de distribución por ductos.

La tecnología empleada por los comercializadores de GNC y GNL presentan costos de acceso prohibitivos para la generalidad de consumidores, debido a las facilidades de conversión que se requieren para el uso del gas natural en condiciones físicas estándar. Es por ello que los comercializadores brindan suministro principalmente a los consumidores del segmento industrial.

Por otro lado, debido al estado de desarrollo de la industria del gas natural en el país, las concesiones de distribución de gas natural por ductos que operan en el interior, como es el caso de la Concesión Norte – que comprende los departamentos de Ancash, Cajamarca, La Libertad y Lambayeque – y Suroeste – que brinda suministro a Arequipa, Moquegua y Tacna –, no se encuentran conectadas a un sistema de transporte por ductos, motivo por el cual enfrentan una estructura de costos más altos en comparación con las Concesiones de Lima e Ica, las cuales sí se encuentran conectadas al sistema existente que transporta el gas natural de Camisea a Lima. En la Tabla N° 15 se muestra la comparación de los componentes de los precios finales de las referidas concesiones en el segmento industrial, de la cual se aprecia que los precios de las concesiones del Norte y Suroeste serían hasta un 50% más altos respecto a las concesiones de Lima e Ica.

Componente	Lima	Ica	Norte	Suroeste
Suministro/Transporte	4.20	4.40	5.00	5.00
Transporte virtual GNL	-	-	3.30	3.60
Distribución/Comercialización	0.90	2.00	3.70	3.70
Total (USD/MMMBTU)	5.10	6.04	12.00	12.30

Por su parte, los comercializadores de GNC y GNL se abastecen de gas natural de los concesionarios de Lima e Ica, conforme a los precios finales anteriormente mostrados. Asimismo, se abastecen de manera directa de productores de Lotes noroeste, los cuales no enfrentan costos de tarifas de distribución. Bajo este contexto, los comercializadores adquieren y procesan gas natural y brindan suministro bajo la forma de GNC y GNL a consumidores industriales ubicados en el ámbito geográfico de las Concesiones Norte y Suroeste.

Es necesario tener presente que el nivel de las tarifas fijadas en los respectivos contratos de las Concesiones Norte y Suroeste dependen en un gran porcentaje del volumen de suministro a los consumidores de la categoría industrial; por lo que, teniendo en cuenta la configuración actual del mercado de gas natural, se advierte que la concurrencia entre los distribuidores por ductos y los comercializadores de GNC y GNL en el interior del país, podría afectar la sostenibilidad económica de las referidas concesiones o en su defecto, limitar la cobertura del servicio a los consumidores residenciales que son el objetivo principal de la política de masificación del gas natural.

Teniendo en cuenta lo indicado, en el presente trabajo se realiza el análisis de las condiciones contractuales, regulatorias y de mercado bajo las cuales se desarrollan las actividades de distribución por ductos – concretamente las mencionadas Concesiones Norte y Suroeste – así como la comercialización de GNC y GNL en el interior del país, con la finalidad de verificar a través de datos fácticos, la existencia de la problemática identificada.

Seguidamente, se analiza la viabilidad desde la perspectiva económica y legal, de la implementación de opciones de política regulatoria para enfrentar la referida problemática, como el establecimiento de barreras temporales de entrada a los comercializadores de GNC y

GNL, así como el uso de otras herramientas regulatorias y contractuales que pueden ser empleadas de manera complementaria o alternativa.



CAPÍTULO I

Marco Conceptual

1.1 La industria del gas natural en el Perú

El gas natural es un hidrocarburo de origen fósil, el cual se encuentra compuesto por una mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso, siendo uno de los principales el gas metano (CH₄) que se encuentran presente en un 95% y se trata de la molécula más simple de los hidrocarburos (OSINERGMIN, 2014, p. 22).

Por su parte, conforme al Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2002-EM es la *“Mezcla de Hidrocarburos en estado gaseoso, puede presentarse en su estado natural como Gas Natural Asociado y Gas Natural no Asociado. Puede ser húmedo si tiene Condensado, o ser seco si no lo contiene”*.

Asimismo, el referido Glosario define al Gas Natural Asociado como *“El Gas Natural que se produce conjuntamente con el Petróleo, que estuvo disuelto en él o formó una capa en un reservorio de Petróleo”* y al Gas Natural No Asociado como *“Aquel cuya ocurrencia tiene lugar en un Reservorio natural, en el cual a condiciones iniciales, no hay presencia de Hidrocarburos Líquidos”*.

El gas natural puede tener dos clases de uso, como combustible para uso doméstico, vehicular, industrial y generación eléctrica y como materia prima en industrias de valor agregado, como es el caso de la petroquímica, la producción de fertilizantes o siderurgia.

Por otro lado, el gas natural puede ser medido en términos de volumen, en metros cúbicos (m³) o pies cúbicos (pie³) o en términos de energía. En este último caso, la unidad de medida usualmente empleada en la industria es el BTU (British Thermal Unit), la cual representa el poder calorífico del gas y equivalente a la cantidad de energía requerida para elevar a un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales (Pérez, 2010, p. 4).

La principal forma de suministro del gas natural se realiza a través de gasoductos de transporte y redes de distribución que se conectan directamente a los puntos de consumo. Asimismo, debido a los altos costos de esta clase de infraestructuras y las grandes distancias requeridas para atender determinados puntos de consumo, una alternativa para su transporte y comercialización es en la forma comprimida o licuefactada.

Es importante señalar que el consumo de gas natural en el país es atendido íntegramente por la producción nacional, la cual además es excedentaria, por lo que a diferencia de otros combustibles consumidos en el país, la atención de la demanda no depende de fuentes de suministro externas. Esta condición es de mucha relevancia, ya que determina importantes aspectos de la política energética del Estado respecto a este recurso, como se verá más adelante.

La industria del gas natural en el país se encuentra integrada por actividades diferenciadas: i) Producción, que implica la exploración y explotación de yacimientos, ii) Transporte por ductos y ii) Distribución y comercialización por ductos. Asimismo, de manera paralela a las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural por ductos, encontramos las actividades de transporte y comercialización de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuefactado (GNL).

1.1.1 Exploración y explotación

1.1.1.1 Fuentes de producción y suministro

Hasta antes de la entrada en producción de los yacimientos de Camisea ubicados en Cusco, las fuentes de suministro de gas natural se encontraban únicamente en dos zonas del país: i) el Lote 31-C ubicado en Ucayali y ii) el conjunto de lotes petroleros localizados en noroeste que extraen gas natural asociado.

El gas natural proveniente del Lote 31-C se destina principalmente a la generación eléctrica en Ucayali, mientras que el de los lotes del noroeste, también se destina a la generación eléctrica

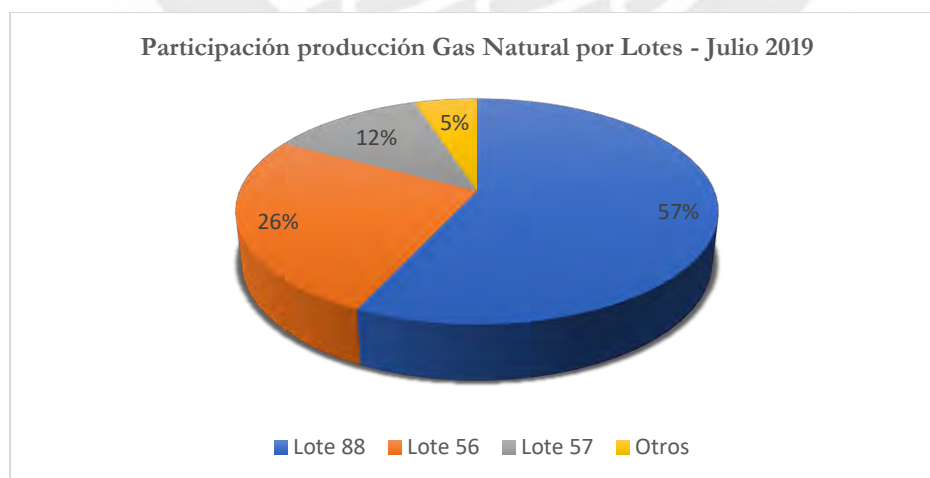
en Piura, a la refinería de Talara y empresas pesqueras. Esta comercialización es realizada directamente por los productores del recurso a través de ductos, ya sean de su propiedad o de los propios consumidores. Asimismo, algunos lotes de la costa norte suministran gas natural a otras empresas para su transformación y comercialización bajo la forma de GNC y GNL.

La producción de gas natural del país se sustenta en un 95 % en tres lotes ubicados entre la selva del departamento de Cusco (Camisea), Ucayali y Junín. El Lote 88 que inició producción en el año 2004, el Lote 56 en producción desde el año 2008, ambos de titularidad del Consorcio Camisea y operados por la empresa argentina Pluspetrol. Asimismo, el Lote 57 operado por la empresa española Repsol cuya producción se inició en el año 2014.

Con la entrada en producción del Lote 88, se introdujo el consumo masivo de gas natural el país. Este gas actualmente se comercializa a través de redes de distribución en los departamentos de Lima, en el sur: Arequipa, Ica, Moquegua y Tacna y en el norte: Ancash, Cajamarca, La Libertad y Lambayeque, para su uso en los segmentos de generación eléctrica, industrial, comercial, residencial y estaciones de Gas Natural Vehicular (GNV).

Por otro lado, el gas natural de los Lotes 56 y 57, se destina a la exportación a través de la Planta de Licuefacción de propiedad de Perú LNG S.R.L (PLNG) ubicada en Cañete.

Gráfico N° 1



Fuente: www.perupetro.com.pe

Finalmente, se tiene el Lote 58, ubicado también en el departamento de Cusco, provincia de La Convención. Este Lote cuenta con reservas confirmadas¹, pero el inicio de su producción aún se tiene previsto para el año 2023².

1.1.1.2 Régimen regulatorio

Conforme a la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, la explotación de Hidrocarburos, entre estos el gas natural, se desarrolla en mérito a un Contrato de naturaleza civil suscrito entre el Contratista y la empresa estatal Perupetro S.A., quien por disposición de la Ley ostenta la propiedad de los Hidrocarburos ubicados en el subsuelo. A su vez estos Contratos pueden ser de tipo Licencia, en cuyo caso el Contratista adquiere la propiedad del gas natural extraído contra el pago de regalías al favor del Estado y de Servicios, en cuyo caso Perupetro S.A. paga una retribución al Contratista por las actividades que realiza, manteniendo bajo su titularidad la propiedad del recurso extraído. Asimismo, la Ley prevé la posibilidad de implementar otras modalidades contractuales bajo aprobación del Ministerio de Energía y Minas. A la fecha, desde la vigencia de dicha Ley no se cuenta con ningún contrato suscrito bajo alguna otra modalidad distinta a la de Licencia o Servicios.

Es necesario resaltar que con excepción de los Lotes I y Z 2-B en el noroeste y costa norte, todos los lotes que actualmente producen gas natural en el país son operados por Contratistas bajo un Contrato de Licencia; por lo que, al detentar la propiedad del recurso extraído, la referida Ley garantiza al Contratista su libre disponibilidad para efectos de su comercialización bajo un régimen de libertad de precios.

Sin perjuicio de lo indicado en el párrafo precedente, es necesario tener presente que a diferencia de otros lotes productores, el Contrato de Licencia del Lote 88 establece que el gas natural producido únicamente puede ser destinado al mercado interno; asimismo, fija un precio

¹ Según el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2016, el Lote 58 contaba con 2,08 Trillones de Pies Cúbicos (TFC) de reservas probadas de gas natural.

² Según el Plan de Desarrollo Inicial presentado por el operador del Lote a Perupetro S.A. en mayo de 2017, al cual se tuvo acceso para la presente investigación.

de venta regulado, sujeto a un factor de actualización anual. Esto debido a que al momento del proceso de licitación para la selección del Contratista en el año 2000 las reservas del Lote 88 ya se encontraban probadas, por lo que mediante la Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural, Ley N° 27133, se habilitó la posibilidad que en los Contratos de Explotación de lotes con dicha condición, se puedan establecer precios máximos para el gas natural, así como garantizar su destino para el consumo interno.

Además, debemos señalar que en el año 2007 el Consorcio Camisea suscribió con la Agencia de Promoción de la Inversión Privada – PROINVERSIÓN el “Contrato sobre el Precio de Gas Natural para las Regiones” que tiene como objeto otorgar un precio promocional al gas del Lote 88 que se destine a proyectos de masificación a través de concesiones de distribución por ductos en regiones en el interior del país, excluyendo a Lima y Callao. Este precio promocional se aplica actualmente a las Concesiones de Ica, Norte (Ancash, Cajamarca, La Libertad y Lambayeque) y Suroeste (Arequipa, Moquegua, Tacna).

Tabla N° 1

Precio Gas Natural - Lote 88 (US\$/MMBTU)

Tipo Precio	Residencial	Otros consumidores	Generación eléctrica
Regular	2,8	2,8	1,6
Promocional	1,3	1,6	1,6

Fuente: (PROMIGAS, 2018)

1.1.2 Transporte por ductos

1.1.2.1 Sistemas de Transporte

Actualmente existen dos sistemas de transporte de gas natural por ductos en el país. Uno de estos es el gasoducto operado por la Concesionaria Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP). Este sistema se origina en la planta de procesamiento del Lote 88 ubicado en Malvinas, Cusco y culmina en la instalación denominada “city gate” ubicada en el distrito de Lurín, en la

cual se inicia el sistema de distribución de la Concesión de Lima y Callao, con una extensión total de aproximadamente 730 kilómetros.

Este sistema contiene además un ramal de 18 kilómetros de longitud, el cual se inicia en un tramo ubicado en el distrito de Chiara de la provincia de Huamanga y llega hasta la ciudad del mismo nombre en el departamento de Ayacucho. No obstante, actualmente este ramal no transporta ningún volumen de gas natural debido a que aún no se han implementado las facilidades para su comercialización en la zona de su terminación.

El otro sistema de transporte existente es el gasoducto de propiedad de PLNG, el cual se inicia en Chiquintirca, Ayacucho, en una derivación del sistema de TGP y culmina en la propia planta de licuefacción de PLNG en Cañete, con una longitud de 408 km.

Es necesario precisar que el gasoducto de PLNG tiene como función transportar el gas natural producido en los Lotes de Camisea con fines de exportación y no se encuentra abierto a la prestación del servicio de transporte a terceros; sin perjuicio de ello, actualmente comparte parcialmente su capacidad con el sistema operado por TGP en virtud al “Acuerdo para el Incremento y Uso de la Capacidad de Transporte del Ducto Principal” suscrito el 14 de diciembre de 2009³.

Finalmente, se debe tener presente que entre los años 2014 y 2017 se encontró en ejecución el Contrato de Concesión del Proyecto “Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”, el cual tenía por objeto la construcción y operación de un sistema de transporte consistente en i) Ductos de reforzamiento del sistema de transporte GN y LGN de TGP y ii) Gasoducto desde un punto del sistema de transporte existente de TGP hasta la costa sur del país, cuyo ámbito de influencia comprendía los departamentos de Cusco, Apurímac, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna.

³ Ver: <http://www.minem.gob.pe/detalle.php?idSector=5&idTitular=2759&idMenu=sub92&idCateg=684>

Como es de conocimiento público, esta Concesión fue objeto de terminación por el Estado en enero de 2017, debido al incumplimiento del Concesionario de la obligación de acreditar el cierre financiero dentro del plazo establecido en el Contrato⁴. No obstante, actualmente el Ministerio de Energía y Minas se encuentra promoviendo un nuevo Proyecto denominado “Sistema Integrado de Transporte de Gas – Zona Sur del Perú”, el cual tiene las mismas finalidades del Proyecto anterior; esto es, desarrollar un sistema de transporte que permita brindar seguridad al consumo de GN y LGN del país y a través de ello a la generación eléctrica y suministrar gas natural al sur del país, comprendiendo los mismos departamentos del ámbito de influencia del referido ex Proyecto.

Conforme a la información difundida en medios por el referido Ministerio, la adjudicación de la Concesión del nuevo Proyecto se tiene prevista para el primer semestre de 2021 y el inicio de la operación de un primer tramo hasta Anta, Cusco para fines de 2022, mientras que la totalidad del Proyecto al sur del país, para fines del año 2023⁵.

1.1.2.2 Régimen regulatorio

Conforme al Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, el servicio de transporte de gas natural prestado a terceros a través de sistemas de transporte es una actividad sujeta al otorgamiento de Concesión por parte del Ministerio de Energía y Minas como autoridad administrativa del Sector, así como a regulación tarifaria a cargo del OSINERGMIN.

Es importante señalar que la Concesión no otorga a su titular ninguna clase de exclusividad para la prestación del servicio de transporte en alguna área geográfica; por lo que, en teoría, es posible la coexistencia de sistemas de transporte que operen de manera paralela bajo

⁴ Mediante Resolución Suprema N° 004-2017-EM publicada en el Diario Oficial el 16 de febrero de 2017, se precisó que la terminación del Contrato de Concesión se produjo el 24 de enero de 2017 al no haber acreditado el Concesionario el cumplimiento del Cierre Financiero dentro del plazo contractual establecido en el numeral 6.7 de la Cláusula Sexta del Contrato de Concesión.

⁵ Ver: <http://www.minem.gob.pe/detallenoticia.php?idSector=9&idTitular=9189>

competencia. No obstante, actualmente en el país, el único sistema de transporte que presta servicio a terceros es el operado por TGP descrito anteriormente.

Por otro lado, dadas las condiciones de facilidad esencial que pueden revestir los sistemas de transporte, el Reglamento de Transporte establece como una de las principales obligaciones del Concesionario el brindar acceso abierto y no discriminatorio a los solicitantes del servicio que cumplan con las condiciones técnicas para tal fin.

En esa misma línea, para efectos de garantizar dicho acceso y teniendo en cuenta la existencia de un único sistema de transporte, mediante el Decreto Supremo N° 016-2004-EM se aprobaron las Condiciones Generales para la Asignación de Capacidad de Transporte de Gas Natural por Ductos, estableciéndose la obligación del Concesionario de realizar ofertas públicas para asignar a los usuarios capacidad de transporte⁶, conforme al procedimiento contemplado en dicha norma.

1.1.3 Distribución por ductos

1.1.3.1 Concesiones de distribución

Actualmente en el país existen cuatro Concesiones de distribución de gas natural por ductos, las cuales brindan servicio en las siguientes zonas geográficas: i) Lima y Callao, operada por Gas Natural de Lima y Callao S.A., ii) Ica, operada por Contugas S.A.C., iii) Arequipa, Moquegua y Tacna (Concesión Suroeste) a cargo de Gas Natural Fenosa S.A. y iv) Ancash, Cajamarca, La Libertad y Lambayeque (Concesión Norte) a cargo de Gases del Pacífico S.A.C.

Las Concesiones de Lima y Callao e Ica iniciaron operación en los años 2004 y 2014, respectivamente. Es necesario precisar que a diferencia de las Concesiones Norte y Suroeste, los respectivos sistemas de distribución se conectan de manera directa al sistema de transporte

⁶ Este procedimiento resulta aplicable únicamente para la asignación de capacidad bajo la condición firme, por lo que el Concesionario puede celebrar libremente contratos de capacidad de transporte bajo la condición interrumpible, en cuyo caso la prestación del servicio queda sujeta a la disponibilidad de capacidad existente en el sistema de transporte.

operado por TGP. A continuación se muestran la cantidad de conexiones de ambas concesiones por tipo de usuario a diciembre de 2017.

Tabla N° 2

Conexiones concesiones Lima e Ica 2019

Tipo cliente	Lima (octubre)	Ica (octubre)
Residencial	916 226	60 022
Comercial	3 093	129
Industrial	586	15
Estaciones de GNV	278	27
Generación eléctrica	24	9
Total	920 207	60 202

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Por otro lado, dado que las zonas geográficas de las Concesiones Norte y Suroeste se encuentran alejadas del sistema de transporte de TGP, los sistemas de distribución de dichas Concesiones fueron diseñados a partir del suministro y transporte de GNL desde la Planta de Licuefacción de PLNG ubicada en Cañete, hacia plantas de regasificación ubicadas en determinadas ciudades de las zonas de Concesión. Los Contratos de Concesión fueron suscritos en octubre del año 2013 e iniciaron operación comercial en diciembre de 2017.

Tabla N° 3

Conexiones concesiones Norte y Suroeste 2019

Tipo cliente	Norte (Agosto)	Suroeste (Setiembre)
Residencial	51 297	11 805
Comercial	2	11
Estaciones de GNV	1	0
Industrial	20	16
Total	51 320	11 832

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Las particulares condiciones de estas Concesiones han determinado que las tarifas de distribución establecidas los Contratos de Concesión respectivos respondan a una composición

de costos distintos a los de un sistema de distribución integrado a un sistema de transporte, como se desarrollará más adelante.

Por otro lado, es necesario mencionar que recientemente el Ministerio de Energía y Minas otorgó nuevas concesiones de distribución en los departamentos de Tumbes⁷ y Piura⁸, las cuales sin embargo aún no se encuentran en operación comercial, motivo por el cual no son consideradas en el análisis de la presente investigación.

Finalmente, es necesario tener presente que actualmente se encuentra en cartera de PROINVERSIÓN el Proyecto “Masificación del Uso del Gas Natural – Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali” (Proyecto Siete Regiones) para la selección de un Concesionario que preste el servicio de distribución por ductos en las mencionadas regiones.

Sobre el particular, debemos señalar que tal como se aprecia de la quinta versión del Contrato de Concesión del proceso de promoción⁹, a diferencia de las otras concesiones de distribución existentes en el país, este proyecto contempla el uso de fondos provenientes de los cargos FISE¹⁰ y SISE¹¹ creados por la Ley N° 29852 para cubrir los costos de la infraestructura requerida para brindar el servicio a un número de usuarios residenciales determinado en el respectivo contrato, en función a la oferta que ofrezca el Concesionario en la licitación.

⁷ Mediante la Resolución Suprema N° 002-2019-EM publicada el 30 de abril de 2019 se otorgó la concesión de distribución de gas natural en el departamento de Tumbes a la empresa Clean Energy del Perú S.R.L.

⁸ Mediante la Resolución Suprema N° 007-2019 publicada el 16 de agosto de 2019 se otorgó la concesión de distribución de gas natural en el departamento de Piura a la empresa Gases del Norte del Perú S.A.C.

⁹ Ver: <https://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=8017>

¹⁰ Fondo de Inclusión Social Energético.

¹¹ Sistema Integrado de Seguridad Energética.

1.1.3.2 Régimen regulatorio

Conforme al Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Decreto Supremo N° 040-2008-EM, la distribución es calificada como un servicio público y se encuentra sujeta a un régimen de otorgamiento de Concesión por parte el Ministerio de Energía y Minas por plazos de hasta sesenta (60) años, así como a regulación tarifaria por parte del OSINERGMIN.

Es necesario precisar que los Contratos de Concesión incorporan planes o programas mínimos de conexiones residenciales como una obligación del Concesionario, los cuales deben ser ejecutados dentro del primer periodo tarifario de la Concesión equivalente a ocho (8) años. Posteriormente, conforme al mencionado Reglamento el Concesionario se encuentra obligado a continuar expandiendo las redes de distribución mediante la ejecución de planes de inversión quinquenales. En virtud a dichos planes de inversión el OSINERGMIN realiza el cálculo de las tarifas aplicables en periodos regulatorios de cuatro (4) años.

Asimismo, tratándose de un servicio público, el Reglamento de Distribución obliga al Concesionario a conectar a cualquier cliente que lo solicite, sin discriminación alguna, siempre que existan las condiciones técnicas y económicas necesarias para ello.

Por otro lado, se debe tener presente la diferenciación entre la actividad de distribución y comercialización del gas natural a través de ductos. La comercialización del gas natural propiamente dicha puede ser realizada por otras empresas bajo régimen de competencia. No obstante, conforme al Reglamento de Distribución, además de la exclusividad en la distribución en el área geográfica, los Concesionarios gozan de una exclusividad para la comercialización por doce (12) años desde la firma del Contrato de Concesión, por lo que, en la práctica, son quienes además comercializan el Gas Natural hacia los consumidores finales mediante el sistema de distribución.

El Reglamento de Distribución contempla dos clases de consumidores: i) independiente (mayor a 30 000 m³/día) y regulado. El consumidor independiente puede contratar de manera

directa el servicio de distribución, el servicio de transporte y el suministro de Gas Natural con los respectivos concesionarios y productores. El consumidor regulado sólo puede contratar con el distribuidor, quien se obliga a prestar de manera integral el suministro al usuario.

Teniendo en cuenta lo indicado, el precio final al usuario del servicio de distribución ya sea independiente o regulado, se compone de los siguientes elementos: i) precio del gas natural en boca de pozo, ii) costo de transporte y iii) tarifa de distribución. Cabe señalar que en el caso del suministro a los consumidores regulados y a los independientes que no contratan de manera directa el transporte o suministro de gas natural, el Concesionario únicamente puede trasladar los costos del gas natural y de transporte al usuario sin agregar algún margen adicional.

1.1.4 Comercialización de GNC y GNL

La distribución por ductos no es el único medio por el cual se puede prestar el suministro de Gas Natural, ya que este también puede ser transformado y transportado bajo la forma de GNC o GNL mediante camiones cisterna para el suministro directo a consumidores que demanden volúmenes considerables que justifiquen los costos asociados a dichas actividades de procesamiento y transporte.

La actividad de comercialización de GNC o GNL implica la adquisición, compresión o licuefacción del gas natural y su transporte mediante camiones cisterna para el suministro en contenedores, a partir de los cuales los propios consumidores realizan la descompresión o regasificación para su uso en condiciones regulares. Es necesario precisar que en el suministro que presta el comercializador de GNC o GNL no interviene el uso de ninguna clase de ducto de transporte o distribución, al contrario de lo que ocurre con la actividad de comercialización de gas natural por ductos.

Conforme a la información del Registro de Hidrocarburos de la página Web del OSINERGMIN, actualmente existen comercializadores de GNC y GNL que cuentan con plantas de compresión y licuefacción ubicadas en las ciudades de Lima, Nazca y Piura. Estos agentes adquieren el gas natural de tres fuentes específicas: i) el Concesionario de distribución

de Lima y Callao; ii) el Concesionario de distribución de Ica y iii) productores de gas natural del noroeste. A partir de estas facilidades los comercializadores transportan y comercializan el GNC y GNL a nivel nacional.

En lo que respecta al régimen regulatorio, se debe precisar que a diferencia de la actividad de distribución por ductos, el Reglamento de Comercialización de GNC y GNL, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2008-EM, establece que esta es una actividad de libre mercado, sujeta únicamente a régimen de autorización administrativa, por lo que los agentes no cuentan con limitaciones de carácter geográfico, económico o comercial para el desarrollo de su actividad.

Por tal motivo, el comercializador de GNC o GNL puede realizar su actividad inclusive en zonas geográficas otorgadas en Concesión a un distribuidor por ductos sin ninguna restricción, bajo régimen de libre competencia.

1.2 Política energética del gas natural

El gas natural es un hidrocarburo cuyo uso como combustible ofrece determinadas ventajas respecto a otras clases de combustibles de consumo masivo en el país como el diésel, las gasolinas o el Gas Licuado de Petróleo (GLP).

En principio, debemos referirnos al aspecto ambiental. Al respecto, es necesario tener presente que el gas metano que compone en mayor proporción una molécula de gas natural, es un gas de efecto invernadero cuya emisión a la atmósfera resulta inclusive más dañina que el propio CO₂, por lo que su emisión o venteo al ambiente en estado natural por parte de los operadores de la industria se encuentra prohibido, salvo excepciones reguladas por la normativa sectorial.

Ahora bien, como se ha indicado anteriormente, la principal forma de aprovechamiento del gas natural es como combustible para la generación de energía calórica, por lo que también resulta necesario referirnos a su desempeño ambiental en este aspecto. En ese sentido, debemos señalar que el gas natural no contiene azufre ni plomo; por lo que, si bien su combustión

genera emisiones contaminantes de CO₂ por unidad de energía producida, estas resultan menores en comparación con los combustibles líquidos (OSINERGMIN, 2014, p. 22).

Por otro lado, en el aspecto de seguridad, podemos resaltar que el gas natural es un combustible no corrosivo ni tóxico y dado que es más liviano que el aire se disipa rápidamente en caso de fuga. Estas características adquieren mayor relevancia en el ámbito del uso doméstico, ya que es un sustituto adecuado del GLP envasado u otros como la leña o bosta, los cuales presentan riesgos elevados para la seguridad y salud de las personas.

Otro aspecto a tener en cuenta es que el gas natural puede ser usado en diversos segmentos de consumo, tanto para fines energéticos como no energéticos. Así, los consumidores residenciales y comerciales pueden emplear el gas natural para cocina, calefacción y secado, mientras que el sector industrial como combustible o insumo en sus procesos productivos. Mención aparte merece la potencialidad del uso del gas natural como combustible para la generación eléctrica o como materia prima para la producción de productos de valor agregado en la industria petroquímica y de fertilizantes.

Como se puede apreciar, las ventajas indicadas favorecen la potencialidad del consumo masivo del gas natural lo que, aunado al hecho que con la explotación del Lote 88 el país contaría con suministro autosuficiente de dicho recurso, se encontraría en la posibilidad de iniciar la sustitución de la matriz energética. Por tal motivo, el Estado estableció a través de diversas normas un esquema de promoción para el desarrollo de la infraestructura requerida y el consumo masivo del gas natural.

Así, mediante la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, publicada el 4 de junio de 1999, se declaró de interés nacional y necesidad pública el fomento y desarrollo de la industria del gas natural, que comprende la explotación de los yacimientos de gas, el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas y condensados, la distribución de gas natural por red de ductos, y los usos industriales en el país. Sobre la base de esta Ley se otorgó el Contrato de Exploración y Explotación del Lote 88, con la previsión de un precio máximo del gas natural regulado en el propio contrato; así como también se

desarrollaron las concesiones de transporte de gas de Camisea a la costa y de distribución en Lima y Callao.

Asimismo, mediante la Ley N° 28849, Ley de Descentralización del Acceso al Consumo de Gas Natural, publicada el 27 de julio de 2006 se establecieron medidas para incentivar el consumo de gas natural en el interior del país tales como: i) otorgamiento de precios promocionales del gas natural en boca de pozo por parte del productor, para el consumo en las regiones, excluyendo a Lima y Callao; ii) integración de circunscripciones en los procesos de promoción de la inversión privada de transporte y distribución por ductos; iii) uso de mecanismos de atribución de costos que permitan fijar tarifas de transporte y distribución competitivas frente a otros energéticos, diferenciándolas por sectores de consumo y iv) tratamiento de especiales respecto a precio de gas y tarifas de transporte y distribución para consumidores iniciales que garanticen demanda de los proyectos.

Todas estas disposiciones tuvieron como finalidad promover el desarrollo de una infraestructura de ductos que permita extender el consumo del gas natural que ya se encontraba en Lima y Callao, hacia las regiones del interior del país. En virtud a dicha norma se diseñaron los procesos de promoción de la inversión para el otorgamiento de las Concesiones de Ica, Norte y Suroeste y se suscribió el Contrato sobre el Precio para las Regiones con el Consorcio Camisea anteriormente mencionado que beneficia a los consumidores de dichas concesiones.

Por su parte, el Decreto Supremo N° 064-2010-EM, publicado el 24 de noviembre de 2010, aprobó la Política Energética Nacional del Perú para los años 2010 a 2040. En el objetivo N° 7 se estableció como una de las políticas *“Desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria (...)”*.

Asimismo, entre los lineamientos de política comprendidos en este objetivo se contemplan las siguientes acciones: i) promover la sustitución de combustibles líquidos derivados del petróleo por gas natural en la industria y el transporte urbano, interprovincial y de carga; ii) facilitar sistemas descentralizados en la distribución del gas natural en todos los sectores de consumo del país; iii) incentivar el uso eficiente y con mayor valor agregado del gas natural; iv)

propender al establecimiento de una tarifa única de gas natural por sector de consumo y v) ampliar y consolidar el uso del gas natural en la población del Perú.

De conformidad con el marco indicado, se puede desprender que es prioridad del Estado masificar el uso del gas natural, para lo cual se requiere el desarrollo de la infraestructura de transporte y distribución por ductos, ya que este es el único medio que permite el acceso de la mayor cantidad de consumidores al suministro de este recurso.

Ahora bien, la instalación y operación de redes de transporte y distribución por ductos requiere naturalmente un desarrollo progresivo, sujeto además a la viabilidad técnica y económica de su extensión a determinadas zonas alejadas de los centros de consumo masivo. Por tal motivo, a efectos de no limitar el acceso de consumidores en zonas alejadas a las redes de transporte o que no cuentan con redes de distribución, el Estado previó como mecanismo alternativo para el acceso al gas natural, la comercialización bajo la modalidad de GNC y GNL.

En tal sentido, el Decreto Supremo N° 063-2005-EM reguló por primera vez la actividad de comercialización de GNC y GNL, con el objeto, según la propia norma de *“promover el uso masivo (del gas natural) en los mercados industrial, comercial, doméstico y vehicular de todo el territorio nacional”*. No obstante, dicha norma estableció una regla para compatibilizar dicha actividad con la distribución por ductos. Así, el artículo 3 precisó que la actividad de comercialización de GNC o GNL podía ser realizada en zonas donde no existiese concesión de distribución y respecto a aquellas en que ya existiesen concesiones otorgadas, únicamente en las que el concesionario no contase con infraestructura de redes para brindar el suministro; por lo que las autorizaciones de dichos comercializadores quedarían sin efecto cuando el Concesionario informase a la Dirección General de Hidrocarburos la disponibilidad para prestar el servicio en una zona determinada de la Concesión.

Sin embargo, como se señaló anteriormente al repasar el marco normativo vigente de la comercialización de GNC y GNL bajo el marco del Decreto Supremo N° 057-2008-EM, esta regla fue suprimida para dar lugar a una libre concurrencia entre esta actividad y la distribución por ductos. Si bien la Exposición de Motivos de dicha norma no ofrece un fundamento para

dicha modificación, no es difícil apreciar que el marco inicial no ofrecía las condiciones necesarias para incentivar a los agentes en realizar inversiones para el desarrollo de esta clase de actividad.

Por otro lado, a través de la Ley N° 29969 se dictaron disposiciones para la promoción de la masificación del gas natural a través del desarrollo de sistemas de transporte por ductos y de transporte de GNC y GNL en las regiones del país. Así, la Exposición de Motivos del Decreto Supremo N° 018-2013-EM que reglamentó la referida ley señaló que *“es interés del Estado Peruano el fomento y desarrollo de la industria del gas natural en sus diversos usos, buscando que sea accesible a todos los consumidores independientemente que estos se ubiquen dentro o fuera del área de concesión de distribución de gas natural por red de ductos, por lo que ante la necesidad de disponer de nuevas formas de abastecimiento de dicho combustible a los usuarios finales resulta necesario desarrollar sistemas alternativos como el Gas Natural Comprimido y el Gas Natural Licuefactado, a fin de que se pueda atender también a aquellos consumidores alejados del Sistema de Distribución”*.

Posteriormente, a través del Decreto Supremo N° 033-2013-EM se establecieron modificaciones al Reglamento de Distribución por Ductos, en virtud de las cuales se habilitó la posibilidad que las redes de los concesionarios de distribución puedan ser abastecidos mediante GNC o GNL, cuando no sea económica ni técnicamente viable llegar a determinadas áreas de la concesión a través del sistema de distribución o de transporte por ductos. Es necesario resaltar que sobre la base de esta disposición se diseñó el proceso de promoción para el otorgamiento de las Concesiones Norte y Suroeste, las cuales fueron descritas anteriormente.

Como se puede observar, si bien los lineamientos del objetivo de política de desarrollo de la industria del gas natural se encuentran dirigidos a la masificación del suministro mediante la infraestructura de ductos de transporte y distribución, la modalidad de GNC y GNL se habilitó como un mecanismo alternativo que permite abastecer el mercado interno con gas natural en zonas no atendidas por concesionarios de distribución. En ese sentido, consideramos que la actividad de comercialización del GNC y GNL es también un medio que permite alcanzar los fines de la política de masificación, bajo una lógica de complementariedad.

En efecto, debido a las características económicas de la actividad de distribución de gas natural por ductos que serán desarrolladas a continuación, esta es calificada y por ende regulada como un monopolio natural. Por tal motivo, en principio, cualquier otra modalidad de suministro que pudiese estar desarrollándose con anterioridad a la operación de una concesión de distribución en una zona geográfica determinada, debería poder ser desplazada por el distribuidor debido a los inferiores costos derivados de las economías de escala de las industrias de red, los cuales se reflejan en tarifas competitivas.

No obstante, es necesario resaltar el hecho que actualmente los monopolios tradicionalmente calificados como naturales enfrentan la presencia de competencia en el mercado debido a distintos factores. Como señala Vásquez *“El margen para el suministro competitivo de los servicios de infraestructura ha variado mucho de un sector a otro, dentro de un mismo sector o entre distintas tecnologías puesto que han aparecido en los últimos tiempos algunos acontecimientos tanto el lado de la demanda como por la oferta (costos), que han posibilitado que la competencia aparezca en ciertos segmentos industriales”* (Vásquez, 2002, p. 145)

Como se desarrollará en los capítulos posteriores, en el caso de las concesiones de distribución en el interior del país y particularmente, las Concesiones Norte y Suroeste, existen determinadas condiciones derivadas del estado de desarrollo del mercado del gas natural que impiden que los concesionarios puedan enfrentar costos que le permitan contar con tarifas lo suficientemente competitivas frente a los comercializadores de GNC y GNL, en el segmento industrial en el cual concurren.

1.3 La distribución de gas natural por ductos como servicio público

La Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, califica a la distribución de gas natural por ductos como un servicio público. Por tal motivo, resulta necesario desarrollar este concepto a efectos de delimitar el alcance de esta institución, sus características, el régimen aplicable y la justificación que subyace a la calificación de la actividad de distribución dentro de esta categoría.

1.3.1 El concepto de servicio público en el Perú

El concepto de servicio público ha sido históricamente desarrollado por los tratadistas del Derecho Administrativo, pero ello no quiere decir que se trate de un concepto exclusivamente jurídico; de hecho desde sus orígenes su naturaleza estuvo ligada con criterios de carácter social y sobre todo político. Como señala Zambrano *“la noción de servicio público estuvo determinada en su nacimiento, por la consideración imperante sobre el Estado, en un preciso momento histórico”* (Zambrano, 2008, p. 118).

El concepto presenta además una estrecha vinculación con consideraciones de carácter económico. Como apunta Zegarra, siguiendo a Bassols, *“el servicio Público ha sido el punto de referencia en torno al cual ha gravitado el fenómeno más decisivo para la transformación del sistema jurídico a partir de los últimos años del siglo XIX: la intervención del Estado en la economía”* (Zegarra, 2012, p. 13).

La teoría del servicio público se desarrolla en Francia con el surgimiento del Estado moderno, a partir del cual los gobernantes asumen la función de realizar actividades que tienen como finalidad satisfacer necesidades de interés social, en el marco de un régimen de Derecho Público.

En este contexto surge la denominada escuela del servicio público, según la cual el concepto comprende a una actividad que debe ser asegurada por el Estado, por ser indispensable para la realización y el desenvolvimiento de la interdependencia social, de tal manera que solo puede ser cumplida mediante la intervención de la fuerza gobernante (Dugüit, citado por Lazarte, 2003, p. 70).

El desarrollo de los derechos individuales y la corriente del liberalismo forjada a partir del surgimiento del Estado moderno limitaron su ámbito de acción a las funciones propias de la actividad de policía; no obstante, el avance tecnológico generó el surgimiento de nuevas necesidades colectivas, por lo que el Estado asumió la prestación de nuevos servicios de carácter económico a la colectividad, como es el caso de los ferrocarriles, la telefonía, energía, entre otros (Zegarra, 2012, p. 15,16).

Debido a la naturaleza de esta nueva clase de servicios, el Estado organiza su prestación ya sea de manera directa o a través de entes de naturaleza privada bajo la figura de la concesión administrativa, con lo cual el concepto del servicio público evoluciona para centrar su atención en su funcionalidad antes que en la naturaleza pública del ente encargado de su prestación.

No obstante lo indicado, se debe tener presente que en la concepción tradicional del servicio público el Estado siempre retiene su titularidad. Al respecto, señala Rebollo que en sentido estricto el servicio público consiste en una actividad que ha sido formalmente declarada como tal por el Estado y asumida por este debido a razones de orden social o económico. Apunta además el referido autor que dicha declaración implica la extracción de la actividad del ámbito de la iniciativa privada de los particulares y su retención por parte del Estado, lo cual supone un carácter monopolístico de la actividad bajo titularidad estatal (Rebollo, 2008, p. 361).

Como señala Lazarte *“los servicios públicos pasaron a ser entendidos como actividades de especial importancia y necesidad para la población, que eran asumidas por el Gobierno y que, en tal virtud, sólo podían ser prestadas directamente por él, o por los particulares a quienes el Gobierno delegara tal facultad mediante el otorgamiento previo de una concesión”* (Lazarte, 2003, p. 73).

En ese sentido, una definición más completa de servicio público sería aquella expresada por Zegarra, quien parafraseando a Souviron señala que es *“toda actividad de interés general dependiente de la administración, y, desarrollada de modo regular y continuo conforme a un régimen jurídico exorbitante y bajo la responsabilidad de la administración que goza de un poder discrecional en su organización”* (Zegarra, 2012, p. 19).

De manera más específica, una definición del servicio público moderno puede ser recogida de Lazarte, para quien el concepto puede ser entendido como toda actividad susceptible de ser explotada económicamente, respecto de la cual el Gobierno cuenta con la facultad discrecional de conceder o no su explotación en el mercado, de manera que este puede ser explicado a través de los siguientes elementos: i) Una actividad explotable económicamente, esto es, aquellas en las que el sector privado mantiene un interés económico y puede individualizar a los destinatarios del servicio a fin de atribuir la carga económica del servicio; ii) Una actividad

concesionable, en razón de su titularidad estatal y iii) La discrecionalidad para otorgar en concesión, que reside en la facultad que ostenta el Estado para extraer del acceso al mercado la prestación de una actividad (Lazarte, 2003, pp. 74–76).

Si bien dicha concepción comprende todos los elementos que caracterizan a un servicio público y en particular a los de carácter económico, en las últimas décadas esta se ha visto sometida a discusiones que han llevado a una redefinición del concepto bajo la denominación de servicios de interés general y de interés económico general en el ámbito del Derecho comunitario europeo. Esta modificación surge principalmente por el influjo del liberalismo económico predominante en los sistemas políticos del mundo, sobre cuyos principios se basa además la integración económica europea y su normativa.

Los servicios de interés general se refieren a las actividades públicas o privadas que cumplen misiones de interés general y están sometidas a obligaciones de servicio público en atención a diversas razones que plasman valores colectivos como la cohesión social, el medio ambiente, la protección de los consumidores o la garantía de un mínimo común de bienestar (Rebollo, 2008, p. 372).

Dentro del concepto general, se identifica el de los servicios de interés económico general, bajo el cual se agrupan aquellos servicios que siendo de interés general son susceptibles de ser explotados económicamente y por ende sometidos a la disciplina del mercado. Según el Libro Blanco de los servicios de interés general de la Unión Europea estos servicios son definidos como *“aquellos de naturaleza económica a los que los Estados miembros o la Comunidad imponen obligaciones específicas de Servicio Público en virtud de un criterio de interés general. Por consiguiente, entran en este concepto ciertos servicios prestados por las grandes industrias de redes, como el transporte, los servicios postales, la energía y las comunicaciones (...)”*. En ese mismo sentido, Sorace señala que pueden entenderse como tales *“todos los servicios susceptibles de disfrute económico en el sentido de los servicios que pueden ser producidos y distribuidos en el mercado para así obtener un beneficio y que por tanto puede ser objeto de negocio”* (Zegarra, 2012, p. 38, 39).

Según Rebollo, el principal impacto de la liberalización en el concepto tradicional del servicio público, atañe a la ruptura de los monopolios y la apertura del mercado a actividades anteriormente retenidas por el Estado. Agrega que con la idea de los servicios de interés económico general se trata de compaginar el mercado y el interés colectivo, rompiendo la identificación entre servicio público y su titularidad pública, resaltando que en dicha desvinculación reside la clave y la diferencia con el planteamiento tradicional del servicio público (Rebollo, 2008, pp. 367, 371).

En tal sentido, la noción actual del servicio público en el ámbito europeo, no se identifica con la propiedad pública ni con el monopolio, por lo que requiere el despliegue de procedimientos de regulación distintos a los que usualmente emplea el Estado en sus relaciones con los actores económicos del mercado (Zegarra, 2012, p. 31).

La idea general de esta nueva concepción es la disociación entre los conceptos de servicio público y sector público, lo cual implica el abandono de la concesión administrativa como instrumento jurídico para el acceso al mercado de las empresas prestadoras de servicios, por lo que la concesión tradicional es sustituida por una autorización que verifique la idoneidad de la empresa, aunque dicha autorización no equivale exactamente a la naturaleza de la autorización tradicional, ya que el Estado asume con mayor relevancia las tareas de regular y vigilar las condiciones de la prestación (Rebollo, 2008, p. 375).

Si bien esta nueva concepción propugna la apertura a la competencia en la prestación de los servicios públicos, también reconoce que el interés general no puede ser satisfecho por el solo funcionamiento del mercado, por lo que a fin de evitar los efectos naturales de un esquema de liberalización en la satisfacción de los intereses de los consumidores, surge de manera complementaria el concepto de servicio universal.

Según Rebollo, el servicio universal comprende *“el conjunto de exigencias mínimas que cabe imponer a las empresas que presten actividades de interés general para garantizar a todos ciertas prestaciones básicas de calidad y a precios asequibles”* (Rebollo, 2008, p. 372). En esta misma línea, Zegarra señala que el servicio universal comprende un régimen jurídico propio de los servicios de interés económico

general y consiste en un *“conjunto mínimo de servicios de buena calidad, que debe ser prestado (...) a un precio accesible a todos los usuarios, independientemente de la localización geográfica”* (Zegarra, 2012, pp. 39, 40).

En nuestro país, el modelo imperante en los sectores de interés general es el del servicio público tradicional, ya que el Estado retiene su titularidad. Para ello, interviene en su prestación ya sea de manera directa a través de empresas públicas para servicios como saneamiento o electricidad (principalmente en el interior del país) o a través de concesiones otorgadas a particulares para servicios de transmisión (o transporte) y distribución de electricidad e hidrocarburos, así como la prestación de infraestructura de transportes a través de carreteras, puertos y aeropuertos.

No obstante ello, es necesario resaltar que debido a sus marcadas características tecnológicas, el sector telecomunicaciones ha venido evolucionando hacia un esquema liberalizado, principalmente en el ámbito de la telefonía celular. En este caso, el Estado interviene mediante el otorgamiento a los particulares del uso del espectro radioeléctrico por tratarse de un bien público escaso necesario para la prestación del servicio, más no otorga una concesión para la actividad de prestación del servicio, por lo que la entrada de las empresas al mercado es libre, sin perjuicio de las autorizaciones administrativas del sector y la regulación de la calidad del servicio por parte del organismo regulador.

En el caso específico de la actividad de distribución de gas natural por ductos, podemos afirmar que se mantiene el concepto tradicional del servicio público, esto es que la titularidad del mismo le corresponde al Estado. No obstante, el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM excluye la posibilidad que el Estado preste de manera directa el servicio, ya que establece un esquema de otorgamiento de concesión a particulares que reúnan las condiciones establecidas, con carácter de exclusividad en su respectiva área geográfica, lo cual implica que la prestación se encuentra sujeta a un régimen de monopolio legal bajo regulación económica por parte del Estado.

1.3.2 Características técnicas y económicas de la distribución por ductos

1.3.2.1 Características técnicas

El servicio de distribución de gas natural por ductos se brinda a través de un sistema de distribución, el cual se encuentra conformado por los siguientes componentes operados por el Concesionario: i) estaciones de regulación de puerta de ciudad (City Gate), ii) redes de distribución y iii) estaciones reguladoras de presión.

Como ya se ha señalado anteriormente, el Concesionario de distribución puede recibir el gas natural de un sistema de transporte por ductos, como es el caso de las Concesiones de Lima y Callao e Ica o a través de GNC o GNL transportado por otros medios, siendo este último el caso de las Concesiones Norte y Suroeste.

En el primer caso el sistema de distribución inicia en el City Gate que tiene como función regular las altas presiones en que el gas es transportado y entregado al distribuidor. En el segundo caso el sistema se inicia en las estaciones de descompresión o licuefacción a las cuales es entregado el GNC o GNL. A partir del City Gate o las referidas estaciones, el Concesionario despliega las redes de distribución que pueden ser de material acero o polietileno, según las presiones de funcionamiento del sistema.

Un sistema de distribución típico puede comprender hasta tres (3) niveles de redes, según su capacidad y presión de funcionamiento. La red primaria traslada el gas hacia los puntos locales de distribución con presiones de hasta 35 bar. La red secundaria opera a presiones de hasta 10 bar hacia los nodos de derivaciones y finalmente la red terciaria lleva el gas desde los nodos hacia los consumidores finales a presiones de 4 bar (Gaetovic & Sanhueza, 2015, p. 12).

Finalmente, el suministro al consumidor requiere de elementos técnicos adicionales, como son la acometida que registra los volúmenes de consumo y regula la presión de entrada al punto de consumo y las redes o internas que trasladan el gas dentro del punto de consumo.

Adicionalmente, cuando los equipos o aparatos del consumidor no han sido originalmente fabricados para operar con gas natural, se requiere su conversión.

1.3.2.2 Características económicas

1.3.2.2.1 Respecto a la oferta

Una característica importante de la distribución de gas natural por ductos, como es común a todas las industrias de red, es que el costo unitario de producir el servicio (la capacidad de las redes) baja a medida que aumenta la tasa de producción (el consumo de los usuarios conectados al sistema de distribución), por lo que en principio, el Concesionario podría producir lo que requiere el mercado a menor costo que otros eventuales competidores, motivo por el cual esta actividad es regulada como un monopolio natural.

Por otro lado, las inversiones en infraestructura que se requiere desarrollar para poder prestar el servicio tienen la particularidad de ser irrecuperables y específicas al giro del negocio, debido a que no es posible convertir o trasladar a otros usos la infraestructura instalada por lo que constituyen costos hundidos irreversibles, que provocan una asimetría esencial entre las empresas ya establecidas y las potenciales entrantes (OSINERGMIN, 2014, p. 20).

Spiller y Levy, citados por Gallardo, señalan que el monopolio natural se caracteriza por tres aspectos: i) importantes economías a escala o de diversificación, ii) necesidad de invertir considerables sumas en activos específicos de difícil recuperación y iii) la producción de bienes o servicios finales que son consumidos masivamente (Gallardo, 1999, p. 6,7).

En ese sentido, en el caso de la distribución por ductos, los costos de inversión para implementar el sistema de distribución son altos, mientras que los costos marginales para interconectar a consumidores adicionales son reducidos, lo cual implica la existencia de economías de escala significativas con respecto al tamaño de la demanda, así como la existencia de subaditividad de costos que es una característica esencial de los monopolios naturales (OSINERGMIN, 2014, p. 20).

Como señala Vásquez *“Las economías de escala en la industria de servicios públicos aparecen cuando los costos unitarios de prestar los servicios a un usuario adicional declinan cuanto más amplio es el tamaño de la producción para un rango relevante de cantidades determinado por la demanda”* (Vásquez, 2002, p. 139).

No obstante, es necesario tener presente que si bien ante los costos medios son decrecientes esta condición es más marcada en los primeros tramos de la curva de producción, empezando a crecer en determinado momento, por lo que es posible que la función de costos de la firma pueda presentar tramos donde se presenten economías de escala y otros donde no (Okomura, 2008, p. 368).

En ese mismo sentido, se ha señalado que la curva de costo marginal de largo plazo en la industria de distribución de gas por red es creciente, por lo que las economías encontrarían su límite por debajo del tamaño de mercado relevante. Así, Gaetovic y Sanhueza apuntan que el costo de llegar a un determinado punto de consumo aumenta con al largo del frente del predio por lo que se necesitan más extensión de red terciaria, mientras que por otro lado, el costo cae en función al volumen de consumo y el nivel de penetración de la red en una misma manzana o calle y finalmente, aumenta con el costo de la conversión, de lo cual concluyen que en el largo plazo las economías de escala se agotan ante la presencia de costos crecientes (Gaetovic & Sanhueza, 2015, p. 7).

Ahora bien, la existencia de economías de escala no definen por sí sola la calificación de una industria como monopolio natural, sino que se requiere además que su función de costos cumpla con la condición de subaditividad, la cual implica que una firma puede producir una determinada cantidad requerida por el mercado a costos totales menores que otras firmas.

En términos de Vásquez, la subaditividad de costos en esta clase de industrias se debe a la existencia de redes con puntos de intercambio y comunes a diversos usuarios, por lo que el costo de producir dos o más tipos de servicios públicos en una sola firma es menor que el costo de producir el mismo conjunto de servicios en diferentes empresas (Vásquez, 2002, p. 140).

No obstante, es necesario tener presente que en el caso de una empresa monoproducción - como lo sería la distribución por ductos - la existencia de economías de escala implican de por sí la de subaditividad, más no a la inversa; de manera que, dado que la subaditividad no garantiza la existencia de costos medios decrecientes, es posible por ende que existan costos medios crecientes y subaditividad (Gallardo, 1999, p. 9).

Por otro lado, es importante tener en cuenta que la subaditividad es un concepto dependiente de la tecnología de producción de un bien o servicio, por lo que la calificación del monopolio natural y la pertinencia de las políticas regulatorias cambia de acuerdo a las innovaciones tecnológicas. En ese sentido, Gallardo señala que antiguamente el agua era provista por vendedores que competían entre sí para abastecer a las poblaciones llevando agua hasta los mismos barrios en recipientes, mientras que el cambio tecnológico permitió el surgimiento de un sistema de venta del servicio a través de una red pública de cañerías a un precio sustancialmente menor, dando lugar a la formación de monopolios locales, así como la necesidad de regular la industria.

En el lado opuesto, los cambios tecnológicos experimentados por la industria de las telecomunicaciones en las últimas décadas han disminuido los segmentos de monopolio natural convirtiendo gradualmente a la industria en una en la que existe un mayor margen para la existencia de competencia (Gallardo, 1999, p. 14).

1.3.2.2.2 Respecto a la demanda

En lo que respecta a la demanda del suministro de gas natural por ductos, es necesario tener presente que en el mercado de energéticos existe una relativa sustituibilidad de fuentes de energía por parte de los consumidores, por lo que el gas natural compite con otros derivados de los hidrocarburos que se comercializan en mercados libres e incluso con la energía eléctrica. En ese sentido, es importante tener en cuenta que la demanda de los consumidores no es por el combustible en sí mismo, sino por su contenido calórico; por lo que, si bien los costos de sustitución del natural por red pueden atenuar la intensidad de la competencia en precios, en la medida que dichos costos no sean prohibitivos, la tasa marginal de sustitución entre el gas

distribuido por red debería ser cercana a la unidad, dado que el consumidor preferirá el combustible que proporcione la unidad calórica (BTU) más barata (Gaetovic & Sanhueza, 2015, p. 6).

Teniendo en cuenta ello, en lo que respecta a la distribución de gas natural por ductos se ha señalado que en su etapa inicial presenta características que la diferenciarían de lo que se conoce como una “utility” propiamente dicha (Ministerio de Energía y Minas, 2017, p. 13), debido a los siguientes factores:

“(…)

- *Ausencia de poder monopólico, ya que los clientes deben ser “seducidos”.*
- *Alta exposición financiera en los primeros años con fuerte inversión inicial y reducida facturación.*
- *Incertidumbre en los ingresos, ya que la penetración y futuros hábitos de consumo de gas natural dependen en una gran medida de factores culturales y socioeconómicos, de las acciones individuales de los competidores y de la política energética del Estado”.*

1.3.2.2.3 Respetto a las tarifas

Como se ha señalado anteriormente, debido a su condición de monopolio natural la distribución por ductos se encuentra sujeta a procedimientos de regulación tarifaria por parte del OSINERGMIN, cuya finalidad principal es establecer las tarifas mediante el ajuste de los ingresos tarifarios previstos a los costos regulados de la empresa concesionaria, de manera que permita garantizar el equilibrio económico financiero de la empresa regulada.

Asimismo, la asignación del nivel de tarifas se realiza de manera diferenciada, en función a categorías determinadas previamente según su volumen de consumo, dentro de las cuales se encuentran típicamente las viviendas, comercios, industria, la generación eléctrica y otras categorías especiales que pueden ser propuestas por el Concesionario y aprobadas por el regulador.

El mecanismo regulatorio empleado para estos efectos es el de “empresa modelo eficiente” que corresponde a un modelo de regulación por incentivos. Mediante este mecanismo se crea una empresa referencial que opera con los menores costos técnicamente posibles, en base a los cuales se fija el nivel de tarifas. En tal sentido los costos medios de la empresa modelo comprenden los costos eficientes de distribución y comercialización para una demanda proyectada dentro de los siguientes cuatro (4) años, por lo que se aproximan al costo marginal de largo plazo (OSINERGMIN, 2014, p. 95).

La tarifa media de distribución viene a ser el producto de la división del valor presente de la suma de la anualidad de los costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema de distribución y el volumen de demanda estimado en el periodo, traída a valor presente. Posteriormente, la tarifa media es distribuida entre las distintas categorías tarifarias identificadas, según el nivel tarifario atribuido a cada una de estas, en función de los combustibles sustitutos.

En ese sentido, se debe tener presente que la tarifa distribución es un componente del precio final del suministro al usuario, el cual incluye el costo del gas natural, la tarifa de transporte y la tarifa de distribución propiamente dicha. Por tal motivo, el regulador debe procurar que la tarifa de distribución sea lo suficientemente competitiva respecto al precio de los combustibles sustitutos en cada categoría tarifaria, en función al precio final al usuario; ello a fin de garantizar la sostenibilidad económica de la Concesión e incentivar la conversión del consumidor al uso del gas natural.

Ahora bien, se debe tener presente que la finalidad del establecimiento de un adecuado nivel de tarifas, es el logro de una equitativa y justa estructura tarifaria “(...) de modo que pague más el que más tiene o el que más utilidad obtiene del servicio, pero manteniendo siempre la regla de que el conjunto de los ingresos cubra globalmente la totalidad de los gastos”. En ese sentido, el concepto de estructura tarifaria, dentro de los límites de la eficiencia y cumpliendo el principio de suficiencia, permite alcanzar objetivos de promoción económica o protección social de algunos grupos de usuarios (Quintana, 2002, p. 77).

Teniendo en cuenta lo expuesto, se puede advertir que una adecuada fijación de tarifas de distribución requiere que la tarifa aplicable a los consumidores que demandan menores volúmenes de consumo, como es el caso del segmento residencial, cuenten con una tarifa competitiva y socialmente asequible, lo cual depende de la posibilidad de atribuir en mayor o menor medida, a la tarifa de los consumidores que demandan mayores volúmenes, parte de los costos de suministro a los consumidores deficitarios, hasta un límite marcado por el ahorro respecto al combustible sustituto.

1.4 Comercialización de GNC y GNL en el país

1.4.1 Características técnicas

El GNC es el gas natural que ha sido sometido a altas presiones, a partir de lo cual se consigue comprimir su volumen hasta en 100 veces.

Conforme al Reglamento de Comercialización de GNC y GNL, el GNC, es el *“Gas Natural que ha sido sometido a compresión en una Estación de Compresión, a una presión máxima de 25 MPa (250 bar), para su posterior almacenamiento, transporte y/o comercialización. Debido al proceso adicional de compresión, el GNC se considera como un producto diferente al Gas Natural que el Concesionario suministra por la red de distribución”*.

De similar manera que el GNL, el gas natural es comprimido principalmente para fines de ser almacenado y transportado exclusivamente por vía terrestre hasta un rango limitado de distancias de hasta 600 km, luego de los cuales resulta más eficiente el transporte de GNL.

Asimismo, el GNC no puede ser aprovechado directamente en estado comprimido, por lo que debe ser descomprimido mediante las facilidades respectivas, ya sea en el punto de recepción o de consumo.

Por su parte, el GNL se obtiene a través del cambio físico del Gas Natural de su estado gaseoso a líquido, a través de un procedimiento denominado *“criogenización”*, por el cual es

sometido a una temperatura de -161°C con lo que se consigue reducir su volumen hasta en 600 veces.

Conforme al Glosario Siglas y Abreviaturas del Sub Sector Hidrocarburos el GNL *“Es el Gas Natural Convertido al estado líquido por procesos criogénicos u otros que sólo le cambian su naturaleza física, siendo considerado para todos sus efectos como Gas Natural”*.

Asimismo, encontramos una definición más amplia en el Reglamento de Comercialización de GNC y GNL, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2008-EM, según la cual el GNL es el *“Gas Natural que ha sido sometido a un proceso criogénico y licuefactado a presión atmosférica, en una Estación de Licuefacción, para su posterior almacenamiento, transporte y/o comercialización. Debido al proceso adicional de licuefacción, el GNL se considera como un producto diferente al Gas Natural que le Concesionario suministra por la red de distribución”*.

El gas natural es convertido en GNL principalmente para efectos de poder ser almacenado y transportado a grandes distancias a partir de 600 km en adelante, ya sea por vía terrestre o por vía marítima. Asimismo, se debe tener presente que el GNL tampoco puede ser aprovechado de manera directa en dicho estado, por lo que debe ser convertido a estado gaseoso a través de determinadas facilidades para regasificación en el punto de recepción o de consumo.

1.4.2 Características económicas

Debido al costo adicional que el consumidor debe asumir en las facilidades de descompresión o regasificación para usar el gas natural en condiciones físicas estándar, únicamente pueden acceder a esta tecnología aquellos que cuentan con altos volúmenes de consumo, que a su vez les permitan diluir dichos costos. Teniendo en cuenta ello, los principales consumidores de GNC y GNL corresponden al segmento industrial.

Es necesario precisar que a diferencia de las características económicas de la distribución por ductos, que implica la existencia de costos hundidos, las inversiones que realizan los comercializadores de GNC y GNL en facilidades de compresión o licuefacción y medios de

transporte tienen cierta movilidad, por lo que no cuentan con altas restricciones para el acceso ni la salida del mercado, a diferencia de lo que ocurre en la actividad de distribución por ductos.

En tal sentido, dado que la actividad de comercialización de GNC y GNL no presenta ninguna característica técnica o económica que justifique alguna clase de tratamiento fuera del marco legal que rige la libre competencia, entendida como la libertad de entrada y salida al mercado, el Reglamento de Comercialización reconoce que esta actividad se desarrolla conforme a dicho régimen, sujeta al cumplimiento de las autorizaciones administrativas respectivas y a la observancia de las normas de seguridad aplicables.



CAPÍTULO II

Concurrencia entre las actividades de distribución de gas natural por ductos y de comercialización de GNC y GNL en el interior del país

En la actualidad se presenta una problemática relacionada con un eventual riesgo respecto a la sostenibilidad económica de las concesiones de distribución por ductos en el interior del país, particularmente las concesiones Norte y Suroeste, como consecuencia de los mayores costos que enfrentan respecto a los comercializadores de GNC y GNL para el suministro al segmento industrial.

Como se desarrollará a continuación, las concesiones Norte y Suroeste no se encuentran conectadas directamente a una red de transporte de gas por ductos, por lo que los concesionarios emplean un sistema de suministro a través de GNL, lo cual implica que deban enfrentar mayores costos por concepto de procesamiento (licuefacción y regasificación) y transporte virtual hacia las respectivas áreas de concesión, respecto a un sistema común de distribución que sí se encuentre conectado a una red de transporte.

Por otro lado, si bien los comercializadores de GNC y GNL también realizan el procesamiento y transporte virtual, se abastecen de gas natural a través de los concesionarios de Lima e Ica – los cuales sí se encuentran conectados al sistema de transporte de TGP – así como también mediante el suministro directo de productores del noroeste. Estas condiciones principalmente, aunadas a otras de carácter regulatorio que se explicarán más adelante, han determinado que con motivo de la concurrencia de esta actividad y la distribución por ductos en el interior del país, los comercializadores se hayan encontrado en la posibilidad de ofertar precios más competitivos que los distribuidores por ductos, captando a clientes importantes del segmento industrial, cuyos volúmenes fueron inicialmente considerados en los estudios para la determinación de las tarifas de los contratos de Concesión.

Estos mismos inconvenientes podrían ser replicados también durante la futura operación de la concesión de distribución del Proyecto Siete Regiones que comprende diversos departamentos de la sierra centro y sur, cuya licitación se encuentra próxima a ser efectuada por el Estado a través de Proinversión.

El objetivo de este capítulo es evidenciar, a través del análisis de las condiciones contractuales, regulatorias y de mercado existentes, la existencia de la problemática descrita y determinar sus causas, a fin de contar con un diagnóstico que permita, en el capítulo posterior, adoptar la opción regulatoria más adecuada para abordar la solución del problema identificado.

2.1. Interacción de las actividades en el interior del país

Como se señaló en el desarrollo del marco conceptual, en el país existen fuentes de suministro de gas natural en los Lotes del noroeste, así como en el Lote 31-C de Ucayali, cuyo aprovechamiento se da principalmente de manera local. Por otro lado, la principal fuente de suministro, a partir de la cual se abastece casi la totalidad de la demanda nacional de gas natural proviene de los Lotes de Camisea, específicamente del Lote 88.

En ese sentido, en las actividades de distribución por ductos y comercialización de GNC y GNL en el interior del país, se presenta un factor común, esto es, que el suministro proviene de una misma fuente como lo es el referido Lote 88; no obstante, si bien existe una fuente principal común de gas natural para ambas clases de actividades, las diferencias entre estas se perfilan a partir de la ubicación del punto de dicho suministro.

En tal sentido, a continuación se grafican las interacciones que se presentan entre las actividades que realizan los comercializadores de GNC y GNL y las concesiones de distribución en el interior del país, tomando como referencia el punto de suministro de gas natural.

Gráfico N° 2

Interacción GNC/GNL y concesiones de distribución



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Como se puede apreciar, los comercializadores de GNC adquieren el gas natural de los concesionarios de distribución de Lima e Ica, que es suministrado por ductos a sus respectivas plantas de compresión y a partir de allí es comprimido, transportado y suministrado principalmente a industrias en el norte y sur del país. Adicionalmente, algunos lotes del noroeste también suministran gas natural a comercializadores de GNC y GNL cuyas facilidades de compresión y licuefacción se encuentran ubicadas en dichas zonas.

Por su parte, en el caso de las concesiones Norte y Suroeste, el punto de suministro de gas fue contemplado a partir de una facilidad de carga de GNL, ubicada en la Planta de Licuefacción de Perú LNG, desde la cual el producto es transportado por los concesionarios a sus respectivas áreas de concesión para su regasificación y distribución mediante ductos.

Seguidamente, procedemos a describir las condiciones contractuales, económicas y legales particulares, bajo las cuales se desarrollan las concesiones de distribución y la comercialización de GNC y GNL en el interior del país, incluyendo el Proyecto Siete Regiones.

2.1.1. Concesiones de distribución en el norte y sur del país

Estas concesiones se otorgaron en el marco del proyecto denominado “Masificación del Gas Natural a Nivel Nacional”, el cual fue adjudicado por Proinversión a dos postores distintos – uno para cada concesión – en el mes de julio de 2013, suscribiéndose los contratos con el Estado, a través del Ministerio de Energía y Minas en el mes de octubre del mismo año.

Este proyecto fue estructurado bajo el esquema de Asociación Público Privada, por lo que, a diferencia de una concesión tradicional, se distribuyeron riesgos entre las partes. No obstante, es necesario tener presente que ambos contratos son de tipo autofinanciado, ya que el Estado no aportó recursos públicos, así como tampoco garantías – financieras o no – a favor de los concesionarios. Asimismo, los principales riesgos de carácter técnico, económico, financiero y comercial fueron asumidos por los concesionarios. En ese sentido, las cláusulas 2.1 y 13.1 de los Contratos establecen que:

“2.1 La Sociedad Concesionaria será responsable por el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y operación del Sistema de Distribución, incluyendo su mantenimiento y reparación, y por la prestación del Servicio de conformidad con las Leyes Aplicables y el Contrato. Adicionalmente, será responsable del Transporte Virtual al Área de la Concesión”.

“13.1 La Sociedad Concesionaria asume la Concesión y las obligaciones en este Contrato a su propio riesgo técnico, económico y financiero, y es responsable por el cumplimiento de todas y cada una de sus obligaciones establecidas en este Contrato y en las Leyes Aplicables durante el Plazo del Contrato (...)”.

Como se describió en el desarrollo del marco conceptual, la concesión norte comprende el área geográfica de los departamentos de Ancash, Cajamarca, La Libertad y Lambayeque, mientras que la concesión sur a los departamentos de Arequipa, Moquegua y Tacna. Debido a que en el momento de la formulación del proyecto y hasta la actualidad no existen sistemas de transporte que permitan el suministro de gas del Lote 88 hacia el norte y sur y que tampoco era viable que el suministro sea brindado por los concesionarios de Lima o Ica, el proyecto se diseñó bajo un esquema particular, con el fin de obtener la solución más eficiente para el suministro de gas natural.

En ese sentido, en el marco de la estructuración del proyecto, Proinversión suscribió un contrato – que luego de la adjudicación sería cedido a los concesionarios – para asegurar el suministro de gas natural para el proyecto. Este suministro se prestaría desde la Planta de Licuefacción de Perú LNG, bajo la forma de GNL a un precio compuesto por diversos factores, los cuales, en términos simplificados, consisten en la suma de: i) el precio del gas del Lote 88, sobre la base del Contrato de Precio de Gas Natural para las Regiones, ii) la tarifa de transporte de TGP y iii) un margen por el procesamiento del gas natural y iv) un margen comercial por el suministro de GNL.

Por otro lado, los contratos de concesión incorporan los costos regulados del transporte de GNL hacia las áreas de concesión y las tarifas de distribución por categoría tarifaria según consumo mensual, conforme al siguiente detalle:

Tabla N° 4

Costo de transporte – Concesiones Norte y Suroeste

Concesión	US\$/MMBTU
Norte	3,32
Sur Oeste	3,38

Tabla N° 5

Categorías tarifarias – Concesiones Norte y Suroeste

Categorías	m3/mes
A	Hasta 100
B	101 a 19 000
C	GNV
D	Mayor a 19 000

Tabla N° 6

Tarifas de distribución – Concesiones Norte y Suroeste

Concesión Suroeste					
Descripción	Unidad	A	B	C	D
Margen de comercialización					
Margen Fijo (MCF)	US\$/cliente-mes	0,43	134.95		
Margen por Capacidad (MCC)	US\$/(m3-día)-mes			0.33	2.08

Margen de distribución					
Margen Variable (MDV)	US\$/mil m3	53,98	226.06	22,05	137.23

Concesión Norte					
Descripción	Unidad	A	B	C	D
Margen de comercialización					
Margen Fijo (MCF)	US\$/cliente-mes	0,44	135.74		
Margen por Capacidad (MCC)	US\$/(m3-día)-mes			1.33	2.10
Margen de distribución					
Margen Variable (MDV)	US\$/mil m3	55,30	227.38	88,18	138.55

Las tarifas de distribución fueron establecidas en los contratos con una vigencia de ocho (8) años, que corresponde al plazo del primer periodo tarifario. Estas tarifas responden a un estudio efectuado por Proinversión sobre la base de un modelo de negocio que contempla las inversiones estimadas para la instalación de las plantas de regasificación y construcción de las redes de distribución en las ciudades de las áreas de concesión, así como la demanda esperada de los segmentos de consumo identificados.

Es importante señalar que la mayor parte de las inversiones contempladas se dirigen a la cobertura de suministro de los sectores de consumo residencial, ya que ambos contratos incorporan como obligación el cumplimiento de un Primer Plan de Conexiones para este segmento (Categoría A). El número de conexiones finalmente comprometidas en cada contrato de concesión fue producto de la oferta presentada por los postores en función al factor de competencia previsto en las bases.

Tabla N° 7

Plan de Conexiones – Concesiones Norte y Suroeste

Concesión Suroeste	
Localidad	Total (Año 7)
Arequipa	40,162
Moquegua	3,443
Tacna	15,917
Ilo	4,478
Total	64,000

Concesión Norte	
Localidad	Total (Año 4)
Chimbote	25,323
Chiclayo	37,734
Trujillo	51,764
Huaraz	9,368
Cajamarca	17,500
Lambayeque	5,862

Pacasmayo	2,586
Total	150,137

Por otro lado, se debe tener presente que si bien los consumidores residenciales comprenden la mayor cantidad de clientes potenciales de la concesión, representan a su vez los menores volúmenes de consumo y las mayores inversiones debido a la extensión requerida de las redes. En tal sentido, las tarifas establecidas para este sector no reflejan el costo real de la infraestructura requerida para su atención, de lo cual se desprende que el modelo tarifario fue diseñado bajo el mecanismo de subsidios cruzados.

Conforme a lo señalado por Quintana, el mecanismo de subsidios cruzados implica el cobro de tarifas distintas entre grupos de usuarios, a fin que unos cubran parte de los costos de prestación del servicio a otros, por razones de equidad. Bajo estas condiciones, los precios que pagan algunos consumidores se encuentran por debajo de los costos promedio de producción, mientras que para otros consumidores, los precios se encuentran por encima de los costos promedio (Quintana, 2002, p. 78).

En ese sentido, en el caso de estas concesiones, el nivel de tarifas establecido en los contratos está fuertemente ligado a la demanda de los sectores de mayor consumo, específicamente al sector industrial. Como se desprende de los cuadros que se muestran a continuación, extraídos del estudio de Proinversión que determinó las tarifas de los contratos, la demanda estimada del sector industrial representa en ambos casos, no menos del 70% de la demanda total durante el Primer Periodo Tarifario, así como hacia el final del plazo de la concesión.

Tabla N° 8

Relación demanda total/demanda industrial – Concesiones Norte y Suroeste

Concesión Suroeste (MMPCD)					
Categoría	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5 – Año 19
Residencial	0.00	0.04	0,18	0.37	0.57
Comercial	0.00	0.03	0.14	0.28	0.43
Vehicular	0.00	0.00	0.27	0.55	0.67
Industrial	4.61	4.61	4.61	4.61	4.61
Total	4.61	4.68	5.02	5.81	6.28

% Industrial	100%	99%	92%	79%	73%
---------------------	-------------	------------	------------	------------	------------

Concesión Norte (MMPCD)					
Categoría	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5 – Año 19
Residencial	0.0	0.1	0.42	0.86	1.31
Comercial	0.0	0.14	0.62	0.62	0.62
Vehicular	0.0	0	1.21	1.21	1.21
Industrial	10.59	10.59	10.59	10.59	10.59
Total	10.59	10.83	12.84	13.28	13.73
% Industrial	100%	98%	82%	80%	77%

De lo expuesto, se puede colegir la viabilidad económica de estas concesiones, por lo menos durante el Primer Periodo Tarifario, dependen de la demanda industrial estimada para este fin.

No obstante lo indicado, es necesario resaltar que en estos contratos, el Estado no garantizó ningún nivel de demanda a los concesionarios; por el contrario, como se señaló anteriormente, estos asumieron todos los riesgos técnicos, económicos, financieros y comerciales derivados de sus obligaciones, por lo que deben cumplir con construir la infraestructura y efectuar las conexiones en el número y plazo comprometidos en su oferta del Primer Plan de Conexiones, así como prestar el servicio conforme a las tarifas máximas establecidas para el Primer Periodo Tarifario.

En este contexto, es importante resaltar que el Informe de Riesgos del Proyecto elaborado por Proinversión identificó la existencia previa de la actividad de comercialización de GNC en las áreas de concesión, calificándola como un factor de riesgo de mercado relevante.

En ese sentido, en el numeral 3.4 “Abastecimiento y Mercado” del referido Informe de Riesgos se señala lo siguiente:

“(…) Actualmente existe transporte virtual de GN, bajo la forma de Gas Natural Comprimido, constituyéndose en una extensión virtual de los gasoductos que operan actualmente y representa una fuente de potencial competencia al Proyecto. El transporte y la comercialización virtual

puede capturar los segmentos más rentables de clientes sin obligación de conectar a los segmentos menos rentables como los clientes residenciales (...)”

Este riesgo finalmente fue asignado a los concesionarios, teniendo en cuenta que conforme a lo establecido por el marco regulatorio vigente descrito en el Capítulo I, la actividad de comercialización de GNC y GNL se desarrolla bajo el marco de libre competencia. Así, la cláusula 2.1 de los contratos delimitó el derecho de exclusividad de los concesionarios únicamente a la prestación del servicio de distribución por ductos, más no al transporte ni la comercialización virtual.

“2.1 Exclusividad de Servicio

El Servicio de Distribución será prestado en exclusividad por la Sociedad Concesionaria en toda el Área de la Concesión durante la vigencia del Contrato. Los alcances de la exclusividad son definidos por las Leyes Aplicables. A menos que las Leyes aplicables dispongan otra cosa, la exclusividad no alcanza a la comercialización de gas natural, ni al Transporte Virtual hacia las Localidades comprendidas en la Concesión”.

Teniendo en cuenta la exposición a la competencia con los comercializadores de GNC y GNL, los contratos de concesión establecieron que los concesionarios también podían comercializar de manera directa GNL o GNC a los consumidores que así lo requiriesen; por lo que, cuando menos en el ámbito formal, estos se encuentran habilitados a brindar suministro bajo la misma modalidad que los comercializadores, además del suministro mediante ductos, propio de la naturaleza de su actividad. Así, en la sección “Definiciones” de los contratos, se señala que:

“Solamente si un Consumidor requiriese un sistema de recepción, almacenamiento y regasificación, entonces dicho consumidor podrá acordar lo conveniente a sus intereses, en cuyo caso dicha estación no forma parte del Sistema de Distribución. Para tal efecto, el Concesionario deberá tramitar las autorizaciones y permisos sectoriales que correspondan, para comercializar GNL o GNC con dicho consumidor”.

Asimismo, la cláusula 2.4 de los contratos de concesión establece que:

“La Sociedad Concesionaria puede libremente llevar GNL o GNC a cualquier Consumidor ubicado dentro del Área de la Concesión, para lo cual el referido Consumidor debe pagar el flete de Transporte Virtual y las respectivas Tarifas de Distribución, ambos regulados como topes máximos a través del presente Contrato”.

Teniendo en cuenta lo expuesto en el presente numeral, podemos señalar a manera de corolario que si bien los concesionarios de distribución del norte y suroeste asumieron todos los riesgos asociados al cumplimiento de sus obligaciones contractuales, es un hecho fáctico que estas se desarrollan en un escenario de competencia con los comercializadores de GNC y GNL en el segmento industrial, por lo que considerando que las tarifas fijadas en los contratos fueron determinadas principalmente en función de la demanda estimada de dicho segmento, los resultados de esta interacción, en una determinada escala, eventualmente podrían generar impactos en la viabilidad económica de las referidas concesiones.

2.1.2. Proyecto Siete Regiones

El proyecto tiene como objetivo brindar el servicio de distribución de gas natural por redes de ductos en las regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali a través de la selección de un concesionario que efectúe el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de distribución en las ciudades de Andahuaylas, Abancay, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Quillabamba, Juliaca, Puno y Pucallpa ubicadas en las regiones mencionadas.

Actualmente este proyecto se encuentra en proceso de promoción de la inversión privada a cargo de Proinversión y conforme a la información difundida en los medios por el Ministerio de Energía y Minas se tiene prevista su adjudicación para enero del año 2020¹².

Para este Proyecto no se ha establecido contractualmente un punto específico para el suministro de gas natural, por lo que el concesionario será el responsable de obtener los

¹² Ver: <https://larepublica.pe/economia/2019/10/17/gas-natural-proyecto-siete-regiones-se-adjudicara-en-enero-del-2020/>

contratos respectivos. En el caso que el suministro del gas natural provenga del Lote 88, este se daría bajo las condiciones del Contrato sobre el Precio de Gas Natural para todas las regiones comprendidas en el proyecto, con excepción de Ucayali, cuya fuente de suministro provendría del Lote 31-C ubicado en esa misma región. El suministro del Lote 88 puede darse a través de dos puntos: i) la Planta de Perú LNG – de manera similar a las concesiones del norte y suroeste – bajo la forma de GNL y ii) el ramal del sistema de transporte de TGP ubicado en Ayacucho, a partir del cual el concesionario deberá definir si los sistemas de distribución en las distintas ciudades se abastecerán a través de GNC o GNL.

Al igual que las concesiones norte y suroeste, el proyecto se ha estructurado como una APP de carácter autofinanciada en los términos del Decreto Legislativo N° 1362. No obstante, en realidad el proyecto no es económicamente sustentable con los propios ingresos que se generarían por la explotación de la concesión. Por tal motivo, el diseño económico financiero contempla el aporte por parte del concedente de recursos provenientes de FISE y/o SISE creados por la Ley N° 29852, a fin de cubrir el costo de la infraestructura.

Tal como se aprecia de la quinta versión del Contrato de Concesión publicada por Proinversión¹³, se contempla un “Mecanismo de Ingresos Complementarios”, definido como el *“producto de la Oferta y el número de Consumidores Conectados del Plan Mínimo de Conexiones para cada Año de Operación”*.

Así, a diferencia de los contratos de las Concesiones Norte y Suroeste, en los cuales el factor de competencia estuvo relacionado con la mejor oferta de consumidores residenciales conectados, en este contrato se establece un Plan Mínimo de Conexiones para esta categoría de consumidores, las cuales el concesionario debe ejecutar en catorce (14) ciudades del área de concesión, durante el primer periodo tarifario.

¹³ Ver: <https://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=8017>

Tabla N° 9

Plan Mínimo de Conexiones – Proyecto Siete Regiones

Localidad	Año de Operación							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Puno	161	574	1,042	1,310	1,310	1,309	1,149	735
Juliaca	352	1,260	2,286	2,872	2,873	2,872	2,521	1,614
Cusco	508	1,821	3,302	4,148	4,148	4,149	3,641	2,331
Quillabamba	61	221	401	503	504	503	442	283
Calca	32	115	208	261	261	261	229	148
Huancayo	394	1,413	2,561	3,219	3,218	3,218	2,824	1,808
Jauja	29	102	185	234	234	233	204	131
Huancavelica	46	162	295	370	371	371	325	208
Ayacucho	276	989	1,794	2,254	2,254	2,253	1,977	1,267
Huanta	50	178	323	406	406	406	356	228
Andahuaylas	48	171	311	390	389	390	343	220
Abancay	63	227	411	516	516	517	453	290
Pucallpa	354	1,267	2,299	2,888	2,889	2,888	2,534	1,624
Padre Abad	26	95	171	214	213	215	189	121
Total Conectados/año	2,400	8,595	15,589	19,585	19,586	19,585	17,187	11,008
Total Acumulado/año	2,400	10,995	26,584	46,169	65,755	85,340	102,527	113,535

Fuente: Proinversión

Por su parte, conforme a la definición de “oferta” del contrato, el factor de competencia para este caso corresponde al *“monto ofrecido por el Adjudicatario como Monto por Consumidor Conectado a la fecha de presentación de Ofertas en el Concurso”*. En tal sentido, el numeral 11.4 del contrato establece que el Mecanismo de Ingresos Complementarios será calculado y desembolsado trimestralmente al concesionario, como el producto de la multiplicación del monto ofertado y el número de consumidores conectados del Plan Mínimo de Conexiones durante dicho periodo.

Como se puede apreciar, la existencia de este mecanismo revela que el proyecto no es sostenible por sí mismo, ya que el factor de competencia del concurso busca obtener la oferta

que refleje el menor valor asignado por los postores al costo de la infraestructura requerida para la atención de los consumidores residenciales del referido Plan de Conexiones.

Teniendo en cuenta lo indicado, si bien no se cuenta con la información de los estudios de demanda del proyecto, debido al estado actual del proceso de promoción, no es difícil concluir que el nivel estimado de la demanda industrial es insuficiente para permitir que las tarifas establecidas en el contrato puedan remunerar por sí mismas las inversiones exigidas al concesionario para la atención de las categorías de menor consumo, como lo es la residencial.

Ahora bien, es importante señalar que el referido mecanismo ha sido previsto para ser aplicable únicamente durante la ejecución del Plan Inicial de Conexiones y el primer periodo tarifario en los ocho primeros años de la concesión, por lo que se espera que luego de ello, el concesionario pueda contar con un nivel de demanda que permita dotar de condiciones de sostenibilidad a la concesión.

En tal sentido, se desprende que más allá de la intervención del concedente respecto al Mecanismo de Ingresos Complementarios, al igual que en el resto de las concesiones, todos los riesgos económicos del negocio son asumidos por el concesionario, en particular el riesgo de demanda. En ese contexto, un eventual escenario de competencia con los comercializadores de GNC y GNL en el segmento industrial, eventualmente podría generar, en una determinada escala, impactos en la viabilidad económica de la concesión.

2.1.3. Comercialización de GNC y GNL en el interior del país

Conforme a la información del Registro de Hidrocarburos de la página Web del OSINERGMIN, actualmente existen comercializadores de GNC y GNL que cuentan con estaciones de compresión y licuefacción ubicadas en las ciudades de Lima, Nazca y Piura. Estos agentes adquieren el gas natural de tres puntos de suministro: i) el Concesionario de distribución de Lima y Callao; ii) el Concesionario de distribución de Ica y iii) productores de gas natural del noroeste. A partir de estas facilidades transportan y comercializan el GNC y GNL en distintos lugares del interior del país.

Tabla N° 10**Estaciones de Compresión (GNC) en el interior del país**

N°	Registro	Razón Social	Provincia	Departamento	Fecha Emisión
1	83232-607-190418	Limagas Natural Perú S.A.	Lima	Lima	20/04/2018
2	88162-607-190914	Gas Comprimido del Perú S.A.	Talara	Lima	23/09/2014
3	102848-607-2013	Clean Energy del Perú S.R.L.	Paita	Piura	6/05/2013
4	114865-607-120515	Clean Energy del Peru S.R.L.	Paita	Piura	13/05/2015
5	117237-607-310518	Limagas Natural Perú S.A.	Nazca	Ica	31/05/2018

Tabla N° 11**Estaciones de Licuefacción (GNL) en el interior del país**

N°	Registro	Razón Social	Provincia	Departamento	Fecha Emisión
1	139484-608-071118	Lantera Energy S.A.C	Paita	Piura	7/11/2018

Ahora bien, las industrias que adquieren el GNC o GNL de los comercializadores requieren descomprimir o regasificar el gas natural para su uso en condiciones físicas estándar. Ello implica que dichos clientes deban contar con determinadas instalaciones para tal fin, para lo cual el Reglamento de Comercialización les exige contar con una autorización del Registro de Hidrocarburos como Consumidores Directos. Asimismo, existen comercializadores que operan las instalaciones de descompresión de los consumidores que atienden con GNC, las cuales también se pueden identificar a través del Registro de Hidrocarburos como Centros de Descompresión.

A continuación se presenta los listados de los Consumidores Directos de GNC y Centros de Descompresión, así como de los Consumidores Directos de GNL, registrados ante el OSINERGMIN en la actualidad, a partir de lo cual se puede apreciar la cantidad y ubicación de los consumidores de GNC y GNL atendidos por los comercializadores en el interior del país.

Tabla N° 12

Consumidores Directos de GNC en el interior del país

N°	Registro	Razón Social	Provincia	Departamento	Fecha emisión
1	102877-627-2013	Inkabor S.A.C	Arequipa	Arequipa	8/05/2013
2	106962-627-240314	Gloria S.A.	Arequipa	Arequipa	27/03/2014
3	106963-627-270214	Agroindustrial del Perú S.A.C.	Caylloma	Arequipa	7/03/2014
4	108175-627-160414	Ladrillera El Diamante S.A.C.	Arequipa	Arequipa	24/04/2014
5	109736-627-270614	Alicorp S.A.	Arequipa	Arequipa	30/06/2014
6	110576-627-220814	Unión de Cervecerías Peruanas Backus y Johnston S.A.A.	Arequipa	Arequipa	25/08/2014
7	102642-627-181213	Gandules Inc. S.A.C	Lambayeque	Lambayeque	19/12/2013
8	106623-627-090114	Inmobiliaria e Inversiones San Fernando S.A.	Lambayeque	Lambayeque	10/01/2014
9	117380-627-021115	Agroindustrias AIB S.A.	Lambayeque	Lambayeque	11/11/2015
10	132751-627-201117	Virú S.A.	Viru	La Libertad	20/11/2017
11	138364-627-071118	Empresa Siderúrgica del Perú S.A.A.	Santa	Ancash	8/11/2018

Tabla N° 13

Centros de Descompresión en el interior del país

N°	Registro	Razón Social	Provincia	Departamento	Fecha emisión
1	97681-611-2012	Especialistas en Gas del Perú S.A.C - Sider Perú	Santa	Ancash	8/08/2012
2	104933-611-240913	Clean Energy del Perú S.R.L.	Paita	Piura	3/10/2013
3	113725-611-190215	Especialistas en Gas del Perú S.A.C.	Sechura	Piura	20/02/2015
4	123429-611-020117	Especialistas en Gas del Perú S.A.C.	Sechura	Piura	11/01/2017

Tabla N° 14

Consumidores Directos de GNL en el interior del país

N°	Registro	Razón Social	Provincia	Departamento	Fecha emisión
1	139554-651-	Empresa Siderúrgica del Perú	Santa	Ancash	9/11/2018

	081118	S.A.A.			
--	--------	--------	--	--	--

Como se puede apreciar, en la actualidad existen consumidores de GNC y GNL atendidos por los comercializadores, en algunos de los departamentos que conforman las áreas geográficas de las concesiones Norte y Suroeste. Asimismo, se puede apreciar que en la mayoría de casos estos consumidores empezaron a ser atendidos por los comercializadores en años anteriores a la entrada en operación de las referidas concesiones, en diciembre de 2017.

Por otro lado, se verifica que en los departamentos que comprenden el área geográfica del proyecto Siete Regiones no existen consumidores de GNC o GNL en la actualidad, de lo cual se desprende que por el momento el futuro concesionario no enfrentaría competencia efectiva, lo cual sin embargo no implica que posteriormente no puedan surgir entrantes en los mercados de dichas zonas.

2.2. Análisis de la concurrencia entre las actividades

2.2.1 Condiciones regulatorias

Como se señaló en el desarrollo del marco conceptual, las actividades de comercialización de GNC y GNL se encuentran sujetas a un régimen de libre competencia, por lo que no existen restricciones de entrada o salida de carácter legal para su ejercicio en el mercado. Las condiciones exigibles consisten en la obtención de las autorizaciones administrativas para las instalaciones de compresión o licuefacción y los medios de transporte, así como el cumplimiento de los requisitos técnicos y de seguridad establecidos por el Reglamento de Comercialización aprobado por Decreto Supremo N° 057-2008-EM.

En virtud al régimen mencionado, los agentes son libres de fijar sus respectivos objetivos comerciales y precios, por lo que ante un escenario de competencia con los concesionarios de distribución, los comercializadores de GNC y GNL no cuentan con alguna disposición de índole regulatorio que condicione directa o indirectamente el diseño de sus estrategias comerciales para afrontar el mencionado escenario de competencia.

Por su parte, el régimen regulatorio de las concesiones de distribución ha sido diseñado bajo la consideración que la actividad se trata de un servicio público que solo puede ser prestado de manera exclusiva por una empresa por tratarse de un monopolio natural. Este tratamiento trae consigo determinadas restricciones impuestas a los concesionarios, en concordancia con el objetivo de impedir que abusen del poder de mercado que ostenta debido a su condición monopolística. Entre las condiciones más importantes establecidas por el marco regulatorio de la distribución por ductos encontramos:

- a) El concesionario está obligado a brindar servicio a cualquier persona que lo solicite dentro del área de concesión en un plazo determinado, siempre que el suministro se considere técnica y económicamente viable¹⁴. Como se puede apreciar, esta disposición es una expresión de los principios de igualdad y no discriminación en el acceso al servicio público.
- b) El concesionario está obligado a aplicar las tarifas, cargos e importes que se fijen de acuerdo a la normativa vigente¹⁵. Si bien esta disposición obliga al concesionario a aplicar las tarifas establecidas por el contrato o el regulador, según corresponda; es necesario precisar que las tarifas son consideradas montos máximos que el concesionario puede cobrar por la prestación del servicio¹⁶, por lo que nada impide que este pueda cobrar a los consumidores montos menores a dichas tarifas.
- c) El concesionario debe desarrollar sus actividades en observancia de las normas de libre competencia y antimonopolio, por lo que se encuentra impedido de ofrecer u otorgar ventajas o privilegios entre los consumidores por la misma clase de servicio¹⁷. Como se puede apreciar, esta disposición tiene por finalidad impedir que por efecto de la posición de dominio que ejerce en un mercado monopólico, el concesionario pueda afectar la competencia aguas abajo mediante tratamientos diferenciados a los consumidores por una misma clase de servicio, así como preservar los principios de igualdad y no discriminación

¹⁴ Literal b) del artículo 42 del Reglamento de Distribución

¹⁵ Literal h) del artículo 42 del Reglamento de Distribución

¹⁶ Conforme al artículo 106 del Reglamento de Distribución, la tarifa de distribución "(...) es la retribución máxima que recibirá el Concesionario y que se aplicará al consumidor (...)".

¹⁷ Literal g) del artículo 42 del Reglamento de Distribución.

anteriormente indicados.

En esta misma línea, la norma de Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural aprobada por el OSINERGMIN establece de manera más precisa que *“Dentro de una misma categoría tarifaria no debe ejercerse ningún tipo de discriminación en la prestación del servicio entre los consumidores”*¹⁸.

Asimismo, como se indicó anteriormente, los contratos de concesión incorporan obligaciones de ejecución de planes mínimos de conexiones residenciales dentro del plazo del primer periodo tarifario. Posteriormente, conforme al Reglamento de Distribución, el concesionario se encuentra obligado a continuar expandiendo las redes de distribución mediante la ejecución de planes de inversión quinquenales, en base a los cuales el regulador realiza el cálculo de las tarifas para los posteriores periodos regulatorios.

Las condiciones regulatorias de las actividades de comercialización de GNC y GNL y de distribución por ductos descritas permiten identificar diferencias relevantes que inciden en la dinámica de dichas actividades ante un escenario de concurrencia en el mercado.

En tal sentido, el comercializador puede fijar libremente sus objetivos comerciales, por lo que solo se dirige a los mayores consumidores del mercado, como es el caso del segmento industrial. Por su parte, el concesionario se encuentra obligado a atender a todos los consumidores del área de concesión que lo soliciten, independientemente de su nivel de consumo, incluyendo el compromiso del plan de conexiones del contrato; para lo cual debe ejecutar inversiones en infraestructura a lo largo del plazo de la concesión.

Por otro lado, se ha señalado que el comercializador tiene libertad para fijar precios tomando en cuenta únicamente las condiciones de mercado, mientras que los concesionarios se encuentran regidos por las tarifas de distribución, las cuales se tratan de precios máximos, por

¹⁸ Artículo 7 de las Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final, aprobada por Resolución del Consejo Directivo OSINERGMIN N° 054-2016-OS/CD.

lo que en un escenario de competencia con los comercializadores, no existe impedimento para que puedan ofrecer tarifas menores a las establecidas para captar a los clientes disputados.

No obstante, conforme a las disposiciones regulatorias citadas, en el supuesto que el concesionario pretenda ofrecer algún descuento a un consumidor en particular como parte de su estrategia comercial, se encuentra obligado a aplicar esa misma condición comercial a todos los consumidores que se encuentren dentro de la misma categoría tarifaria, mientras que el comercializador no tiene restricciones legales que le impidan discriminar precios de manera indistinta entre sus clientes.

La existencia de estas condiciones, en el caso concreto de la concurrencia en el segmento industrial, sitúan al concesionario en una posición de desventaja frente a los comercializadores de GNC y GNL, dado que para efectos de poder disputar un cliente en particular, se verían obligados a sacrificar ingresos en la totalidad de la categoría tarifaria a la que corresponda. Esto en el caso particular de las Concesiones Norte y Suroeste puede adquirir mayor relevancia, dada su alta dependencia económica respecto al segmento industrial.

2.2.2 Condiciones de mercado

Dado que el desarrollo de este apartado implica analizar las condiciones que rigen la interacción de las actividades de distribución por ductos y de comercialización de GNC y GNL en el interior del país en concreto, nos referiremos a las características de mercado que rigen la concurrencia entre los comercializadores y los titulares de las Concesiones Norte y Suroeste en el segmento industrial.

Como se identificó anteriormente, actualmente existen consumidores que son atendidos por los comercializadores de GNC y GNL en el área de las referidas concesiones. En el caso de la Concesión Suroeste existen consumidores de GNC en Arequipa y en el área de la Concesión Norte, en los departamentos de Lambayeque, La Libertad y Ancash, este último en el cual se ubica además un consumidor de GNL.

Es necesario precisar que los comercializadores que suministran GNC en las áreas de ambas concesiones ya se encontraban establecidos con anterioridad a su entrada en operación, la cual se dio en diciembre de 2017. No obstante, es importante resaltar que el suministro de GNL en Ancash se inició en noviembre de 2018, cuando la Concesión Norte ya se encontraba a casi un año de haber iniciado operaciones, lo cual denota que el comercializador de GNL se encontraba en condiciones de poder ofrecer un precio final más competitivo que el referido concesionario.

Asimismo, se debe tener en cuenta que los comercializadores mantienen contratos de mediano a largo plazo con sus respectivos clientes, por lo que los concesionarios únicamente podrían captarlos si pueden ofrecer tarifas menores al precio del GNC o GNL y los costos que implican abandonar los contratos suscritos.

Dado que las concesiones Norte y Suroeste no se conectan directamente a un sistema de transporte por ductos, enfrentan mayores costos en comparación con las concesiones de Lima e Ica, cuyos sistemas de distribución sí se encuentran conectados al gasoducto de TGP. Como se puede apreciar en la siguiente tabla, la estructura del precio final para el segmento industrial de las Concesiones Norte y Suroeste, supera en más del 100% al de las concesiones de Lima e Ica.

Tabla N° 15
Precio final Concesiones - Segmento industrial (*)

Componente		Lima	Ica	Norte	Suroeste
		USD/MMBTU			
SUMINISTRO	Suministro	2.80	1.60	1.60	1.60
	Transporte ducto	1.40	2.80	1.65	1.65
	Licuefacción	-	-	1.75	1.75
	TOTAL SUMINISTRO	4.20	4.40	5.00	5.00
TRANSPORTE VIRTUAL	TRANSPORTE VIRTUAL	-	-	3.30	3.60
DISTRIBUCIÓN	MARGEN DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	0.90	2.00	3.70	3.70
PRECIO FINAL	TOTAL (USD/MMBTU)	5.10	6.40	12.00	12.30

Fuente: (PROMIGAS, 2018)

(*) Valores al 2017.

Este dato es relevante, ya que como se indicó al inicio del presente capítulo, existen comercializadores de GNC que adquieren el gas natural de las concesiones de Lima e Ica, a partir de lo cual adicionan los costos de compresión, transporte y el respectivo margen comercial para obtener el precio final de venta a sus clientes.

Por otro lado, para efectos de la presente investigación se ha accedido a un informe presentado por el concesionario de la Concesión Norte ante el Ministerio de Energía y Minas para sustentar una solicitud de adenda al Contrato de Concesión en el año 2017¹⁹, en el cual se estiman los componentes del precio final del GNC con suministro de gas natural en Lima e Ica. Como se puede apreciar, los precios finales de esta tecnología serían menores a los de las Concesiones Norte y Suroeste.

Tabla N° 16
Precio final GNC

	Lima	Ica
Concepto	USD/MMBTU	
Suministro	5.10	6.40
Compresión	0.60	0.60
Transporte virtual	1.00	1.00
Comercialización	2.35	2.35
Total	9.05	10.35

Fuente: Estudio elaborado por BA Energy Solutions para Gases del Pacífico S.A.C

Por otro lado, se tiene a los comercializadores que adquieren gas natural en los lotes del noroeste y suministran GNC en la zona geográfica de la Concesión Norte. Sobre el particular, dado que el gas natural no es adquirido a un concesionario, sino de manera directa a los productores, el costo de suministro no involucra el pago de una tarifa de distribución, por lo cual se estima que el precio final del GNC a partir de esta fuente pueda ser incluso inferior al proveniente de Lima.

¹⁹ La adenda fue aprobada mediante Resolución Suprema N° 001-2019-EM publicada con fecha 09 de abril de 2019.

Finalmente, para el caso de la comercialización de GNL en Ancash, se tiene que el gas natural también es adquirido por el comercializador en Piura a un productor de manera directa, por lo que tampoco asume el costo de una tarifa de distribución. Si bien en este caso los costos de licuefacción y transporte serían mayores respecto al GNC debido a la tecnología involucrada, el precio final del GNL no llegaría a superar el precio final del gas natural de la Concesión Norte, ya que de lo contrario el consumidor de GNL hubiese sido captado por dicho concesionario y no por el comercializador.

Como se puede apreciar, conforme a las condiciones del mercado del gas natural en el interior del país, los comercializadores de GNC y GNL enfrentarían costos menores a los concesionarios del norte y suroeste, lo cual les permitiría ofertar precios más competitivos y de esta manera capturar a los clientes del segmento industrial que representan la mayor demanda de gas natural para las referidas concesiones.

De lo expuesto líneas arriba, es posible afirmar que en la dinámica del mercado de gas natural en el interior del país, los comercializadores de GNC y GNL enfrentarían ventajas en costos respecto a los concesionarios de distribución por ductos del norte y suroeste, por lo que teniendo en cuenta que ambas actividades se dirigen a objetivos distintos en el marco de la política de masificación, resulta necesario analizar la compatibilidad de estas condiciones con la referida política.

2.3 Compatibilidad con la Política de Masificación del Gas Natural

Es posible que la particular configuración del mercado no se encuentre alineada con los fines de la masificación del gas natural, que es un objetivo del Estado conforme a la Política Energética Nacional 2010-2040, en virtud a la cual se busca garantizar el acceso al gas natural de los distintos sectores de consumo, con especial énfasis en el sector residencial.

Como se ha señalado anteriormente, este sector únicamente puede ser atendido por un concesionario de distribución por ductos, ya que los requerimientos tecnológicos y económicos del suministro de GNC o GNL resultan excluyentes para el mismo.

Por otro lado, si bien el concesionario se encuentra obligado a ejecutar el Plan de Conexiones del contrato de concesión y únicamente puede cobrar la tarifa máxima establecida para cada categoría tarifaria, estas tienen como vigencia máxima al Primer Periodo Tarifario equivalente a ocho (08) años. Luego de dicho plazo el concesionario ejecuta la expansión de la red de distribución según los Planes Quinquenales de inversión, cuyo alcance es determinado por este mismo, en atención a las condiciones del mercado existentes.

Es necesario tener en cuenta que en términos abreviados, las tarifas de distribución son el producto de la división del componente de costos que asume el concesionario en inversión, operación y mantenimiento del sistema de distribución y el volumen de demanda óptimo que posibilite que la tarifa final pueda ser lo suficientemente competitiva frente a los combustibles sustitutos de los diferentes segmentos de consumo, por lo que a mayor volumen que atienda el concesionario, la tarifa será menor, mientras que en el caso opuesto la tarifa tendería a incrementarse o en el caso de mantenerse, indefectiblemente se debería restringir el crecimiento de cobertura de las redes, lo cual impactaría en cualquiera de los casos, con mayor incidencia, en el consumidor residencial.

Teniendo en cuenta ello, al enfrentar el concesionario un escenario de concurrencia con el comercializador de GNC y GNL bajo las condiciones descritas precedentemente, es posible que este pueda enfrentar problemas de sostenibilidad económica o que, culminado el Primer Periodo Tarifario se vea obligado a restringir las inversiones necesarias para la expansión de la red, al no contar con suficiente demanda del segmento industrial que le permita viabilizar las mismas, lo cual perjudicaría en última instancia al sector residencial.

Al respecto, es necesario tener presente que la actividad industrial en las provincias del país es bastante limitada y la instalación de nueva industria depende principalmente del crecimiento del país en su conjunto.

Por tal motivo, se advierte que la concurrencia entre el distribuidor por ductos y los comercializadores de GNC y GNL en el segmento industrial, podría impedir el logro los objetivos de la masificación del gas natural, principalmente hacia los consumidores residenciales, que son los destinatarios principales de la política de masificación.

No obstante, se debe tener presente que cualquier solución normativa que pretenda introducir medidas de carácter regulatorio en un mercado que se encuentra sujeto a un régimen de libre competencia como lo es la comercialización de GNC y GNL, podría encontrarse con limitaciones de carácter constitucional, derivadas de los principios de libre iniciativa privada y promoción de la competencia consagrados en la Carta Magna y, en el caso concreto de las concesiones Norte y Suroeste, con limitaciones derivadas del marco contractual establecido. En tal sentido, en el capítulo siguiente se analizan distintas alternativas de política regulatoria que permitan brindar la solución más adecuada al problema descrito, teniendo en cuenta el marco constitucional y legal vigente.



Capítulo III

Análisis de opciones de política regulatoria

3.1. El problema del descreme del mercado

El problema descrito en el capítulo anterior es común al funcionamiento de las industrias de red por medio de las cuales se prestan servicios de interés público o, para nuestro caso, servicios públicos. Así, la teoría económica denomina “descreme” a la práctica por la cual potenciales competidores de una empresa regulada establecida en un mercado considerado como monopolio natural, pueden acaparar la demanda de los consumidores más rentables, mientras que la empresa establecida queda relegada a la atención de los consumidores deficitarios, lo cual puede generar consecuentes problemas de sostenibilidad económica o en el mantenimiento de la calidad de la prestación del servicio.

Tal como lo prescribe el marco regulatorio de la actividad de distribución de gas natural en nuestro país, el concesionario tiene la obligación de extender la cobertura del servicio de manera permanente, lo cual incluye aquellos sectores del mercado considerados no atractivos económicamente, a los cuales, en un escenario de mercado sujeto a competencia y entrada irrestricta, ninguna empresa tendría interés en atender, debido a que no podrían cubrir los costos reales de la prestación del servicio.

Como se ha señalado, las tarifas establecidas por el regulador para el caso de la distribución por ductos, son fijadas mediante un mecanismo de subsidios cruzados o internos, en virtud al cual los usuarios de mayor consumo asumen en parte los costos de la prestación del servicio a los usuarios de menor consumo, a fin de garantizar el acceso al servicio de los últimos y cumplir con los fines de promoción y equidad.

Al respecto, Ariño citado por Quintana señala que este mecanismo de tarificación *“no afecta la solidez y buen funcionamiento de la empresa, y puede servir, en cambio, para lograr un trato equitativo entre los distintos grupos de usuarios o la consecución de determinadas finalidades de promoción económica o de protección*

social de un grupo de ellos. Pero nótese que con ello no se infringe el principio del coste real: el servicio lo pagan los usuarios (no hay subsidios externos), sólo que con una distribución equitativa y justa” (Quintana, 2002, p. 77).

No obstante, la utilidad de este mecanismo puede ser socavada por el efecto del descreme en los mercados que sostienen la carga del subsidio. En estas circunstancias, es posible considerar como función de la política pública, la protección de las empresas que asumen estas obligaciones, respecto a la competencia que podría perjudicar su capacidad de prestar el servicio tanto en buenas y malas temporadas, así como en mercados densos y escasos. (Kahn, 1993, p. 8/II).

Por otro lado, se debe tener presente que el otorgamiento de cualquier clase de protección al monopolio natural establecido conlleva típicamente a la adopción de medidas regulatorias que tienen como objeto limitar la competencia efectiva en determinados segmentos del mercado o la mera posibilidad que esta surja, descartando los potenciales beneficios de dicha interacción en estricto, en términos de eficiencia económica.

Conceptualmente, la regulación del monopolio natural tiene como objetivo establecer las tarifas en un nivel que iguale el costo marginal de la empresa regulada (solución de primer orden) o en su defecto el costo medio, de manera tal que cubra los costos totales de producción (solución de segundo orden). Sin embargo, dada la asimetría de información respecto a los costos reales de las empresas reguladas, las tarifas fijadas por el regulador no necesariamente se ajustan a dichos costos. Como lo señalan Laffont & Tirole, *“las asimetrías de información entre el regulador y la firma establecida eleva los costos actuales de la firma regulada e incrementa la probabilidad de la existencia de by pass”* (Laffont & Tirole, 2019, p. 1055).

Es por tal motivo que, como se ha indicado anteriormente, el concesionario de distribución tiene libertad para fijar sus precios finales dentro del margen de las tarifas máximas aprobadas por el regulador o en el caso específico bajo análisis, el Contrato de Concesión.

En ese sentido, la posibilidad de la entrada de competidores en el mercado atendido por el

concesionario reside finalmente en el nivel del precio o tarifa fijado por este. En términos estrictamente económicos, esta entrada puede darse debido a los siguientes casos: a) El concesionario fija sus precios por encima de sus propios costos marginales o b) Los costos marginales del concesionario son más altos que el de las empresas entrantes (Kahn, 1993, p. 221/II); por lo que, bajo cualquiera de estas condiciones existen incentivos suficientes para que potenciales competidores intenten “descremar” el segmento rentable de la empresa establecida, pero a la vez evidencia que los precios fijados por esta se ubican en un nivel tal que permiten ser forzados a la baja por efecto de la competencia.

Teniendo en cuenta lo indicado, se ha señalado que las empresas reguladas deberían poder enfrentar competencia a fin de reducir sus propias tarifas hacia sus costos marginales de largo plazo, por lo que de esta manera se prevendría la entrada injustificada en el segmento más lucrativo del mercado y a la vez aprovechar las ventajas de la eficiencia del monopolio natural. (Kahn, 1993, p. 224/II).

En esa línea, es importante tener presente la diferenciación de monopolios naturales fuertes y débiles desarrollada por la teoría económica, en atención a las funciones de costos experimentadas por esta clase de empresas de servicios públicos. El monopolio fuerte se identifica cuando en la función de la curva de costo medio, el costo se encuentra disminuyendo, mientras que en el caso del monopolio débil, el costo medio está en su punto mínimo o aumentando sobre el rango de producción pertinente (Berg & Tschirhart, 1988, p. 33).

En tal sentido, se ha señalado que los monopolios débiles se encuentran expuestos a ser afectados por potenciales entrantes cuando no existen barreras de entrada al mercado y el precio o tarifa ofrecida por el monopolista no es sostenible, esto es, cuando existen ganancias positivas que inviten a la entrada al mercado a terceros. En este caso, el regulador debe reforzar la fijación de las tarifas a costo marginal o monitorear la existencia de ganancias positivas, ya que los precios solo serían sostenibles si se igualan al costo marginal y producen ganancias iguales a cero (Berg & Tschirhart, 1988, p. 277).

Ahora bien, consideramos que el análisis de una eventual política de protección de un monopolio natural ante la amenaza descreme no debe ser efectuada únicamente desde la perspectiva de los postulados de eficiencia económica, ya que *“existe un amplio rango de situaciones, en las cuales los beneficios totales que la sociedad recibe de la provisión continua de los servicios prestados por un monopolio natural exceden lo que puede ser colectado de los consumidores a precios iguales al costo marginal”* (Kahn, 1993, p. 236/II).

Una de estas situaciones que generan beneficios indirectos es el ya mencionado mecanismo de subsidios internos que permite el acceso de usuarios en condiciones restrictivas, ubicados en zonas alejadas, rurales o con menor densidad poblacional. Otra situación relevante es el hecho que la empresa monopólica tiene la obligación de encontrarse en condiciones de prestar el servicio en todo momento a quien lo solicite y debe mantener la carga del exceso de capacidad requerida para cumplir dicha obligación, por lo que sus costos medios totales serían necesariamente mayores que los de un competidor privado que no tiene dicha obligación (Kahn, 1993, p. 238/II).

Como ya hemos hecho mención al analizar las condiciones regulatorias de las actividades de distribución de gas natural y de comercialización de GNC y GNL, el Concesionario se encuentra obligado a prestar el servicio a cualquier persona que lo solicite, sujeto a condiciones técnicas y económicas y en línea con ello, efectuar inversiones para la expansión de la cobertura del servicio, primero en virtud al Plan Inicial de Conexiones del Contrato de Concesión y luego, a través de Planes Quinquenales; mientras que el comercializador tiene libertad para establecer sus objetivos comerciales y adecuar sus inversiones en función a los volúmenes requeridos por dichos consumidores.

Teniendo en cuenta las referencias teóricas anteriormente citadas, el marco regulatorio expuesto y los datos fácticos analizados en el capítulo precedente respecto a las condiciones de mercado de las referidas actividades, consideramos que existen elementos suficientes que justifican la adopción de medidas regulatorias con la finalidad de mitigar los riesgos del efecto del descreme. Para tal efecto, a continuación se analiza la viabilidad de las diferentes opciones de política aplicables al caso concreto, dentro del marco legal y constitucional vigente.

3.2. Opciones de política regulatoria

3.2.1 Barrera de entrada temporal a la comercialización de GNC y GNL

La primera respuesta brindada por la regulación al problema del descreme, ha sido el establecimiento de barreras de entrada al mercado atendido por el monopolio natural. Al respecto, se ha señalado que si la empresa se trata de un monopolio natural débil y existen barreras de entrada, la tarea del regulador sería hacer cumplir los precios a costos marginales y/o monitorear cualquier beneficio positivo. Sin las ventajas de la barrera de entrada, los precios sólo serían sostenibles si igualan el costo marginal y producen cero beneficios, ya que si permiten ganancias positivas, la entrada se producirá a menos que el regulador intervenga (Berg & Tschirhart, 1988, p. 277).

No obstante, se debe tener presente que las políticas regulatorias pueden diferir en función de las características propias de cada industria en particular, por lo que se requieren estudios cuantitativos que ayuden a clarificar las industrias que son realmente monopolios naturales y si estos son fuertes o débiles, ya que el análisis empírico puede no resultar concluyente (Berg & Tschirhart, 1988, pp. 254–255).

En el Capítulo II se han expuesto las condiciones de mercado bajo las cuales concurren la actividad de distribución y comercialización de GNC y GNL en el interior del país, entre las cuales se evidencia que las concesiones Norte y Suroeste enfrentan costos mayores a otras concesiones en operación, debido a que no se encuentran integradas a una red de transporte; por lo que sería razonable concluir que tengan problemas para poder enfrentar de manera exitosa la concurrencia de los comercializadores de GNC y GNL, las cuales se abastecen de las concesiones integradas al sistema de transporte o de manera directa de productores del noroeste del país.

No obstante, si bien esta información puede acercarnos a la idea de la existencia de un eventual problema de sostenibilidad de las referidas concesiones, no permite concluir en términos cuantitativos si estas constituyen realmente monopolios débiles que requieren protección para

su sostenibilidad en el tiempo o si más bien se trata de un caso en el cual los concesionarios adolecen de ineficiencias en costos, lo cual no les permite limitar la entrada exitosa de competidores en el mercado.

Sobre el particular, los tratadistas advierten acerca de los riesgos de una mala adopción de política regulatoria en torno al establecimiento de barreras de entrada para proteger a un monopolio incorrectamente clasificado como débil. Así, señalan que una consecuencia es que los precios de la empresa establecida serán ineficientes, mientras que el volumen podría ser producido a costos más bajos por otros proveedores. Asimismo, las limitaciones a la entrada reducen el número de centros independientes de iniciativas, limitando potencialmente la explotación de oportunidades tecnológicas (Berg & Tschirhart, 1988, p. 255).

Ahora bien, como ya se ha señalado, la política del Estado respecto al gas natural consiste en la promoción del desarrollo de la industria y la masificación del servicio a nivel nacional, lo cual también es una condición a tomar en cuenta en la evaluación de una medida de este tipo, ya que como lo señala Kahn *“cuando el objetivo de la regulación es promover el crecimiento de una nueva industria, el regulador puede tender a prevenir la existencia de entrantes de manera temprana, a fin de otorgar a la empresa establecida la oportunidad de cosechar la recompensa a sus esfuerzos precursores”*. (Kahn, 1993, p. 233/II).

En el caso concreto, una barrera de entrada temporal para los comercializadores de GNC y GNL en las zonas otorgadas en concesión de distribución por un plazo determinado, permitiría al concesionario asentarse en el mercado y desarrollar los planes de expansión de las redes de distribución sin presiones competitivas de otros energéticos distintos a los combustibles sustitutos con los cuales el gas natural compite regularmente, como son los combustibles líquidos.

Esta alternativa ha sido planteada por el Ministerio de Energía y Minas en el mes de abril del presente año, mediante la prepublicación²⁰ de un Proyecto de Decreto Supremo que tiene

²⁰ Aprobada mediante Resolución Ministerial N° 115-2019-MEM/DM publicada el 15 de abril de 2019 en el Diario Oficial El Peruano.

como objeto modificar el Reglamento de Comercialización de GNC y GNL, a fin de establecer condiciones para la realización de dichas actividades dentro del área de una concesión de distribución de gas natural. Entre estas condiciones se encuentra la prohibición de continuar efectuando la comercialización una vez que el concesionario inicie la prestación del servicio en zonas geográficas, determinadas a su solicitud, conforme a un procedimiento desarrollado en el propio proyecto de norma. Asimismo, dicha medida tendría una aplicación temporal de doce (12) años desde la entrada en operación comercial del concesionario y no afectaría a los contratos suscritos por los comercializadores con anterioridad a su entrada en vigencia.

Esta propuesta, si bien podría resultar efectiva desde el punto de vista de la regulación, requiere un análisis jurídico, ya que podría enfrentar eventuales cuestionamientos desde el marco constitucional que prohíbe expresamente la creación de cualquier monopolio de carácter legal.

En efecto, el artículo 61 de la Constitución Política establece que *“ninguna ley ni concertación puede autorizar ni crear monopolios”*. Por otro lado, la Octava Disposición Final Transitoria de la norma fundamental establece el mandato al legislador de emitir las disposiciones *“(…) relativas a los mecanismos y al proceso para eliminar progresivamente los monopolios legales otorgados en las concesiones y licencias de servicios públicos”*.

Sobre el particular, Quintana y Villarán advierten que la citada Octava Disposición de la Constitución permitiría *“modular la prohibición regulada en el artículo 61, al admitir que ciertas actividades con características muy particulares se realicen en exclusividad, como sucede con los servicios públicos, especialmente aquellos que presentan condiciones que justifican la existencia de un solo proveedor”* (Quintana & Villarán, 2016).

Asimismo, es necesario resaltar que el artículo 5 del Decreto Legislativo N° 757, dispone de manera expresa la posibilidad que la legislación sectorial establezca disposiciones particulares que puedan limitar en algún grado el acceso al mercado de agentes, cuando se trata de la regulación de actividades de explotación de recursos naturales y de prestación de servicios públicos.

Por otro lado, es necesario tener presente que el artículo 58 de la Constitución delimita los ámbitos de actuación de la iniciativa privada y del Estado en la economía, reservando para este último la provisión de diversos servicios bienes de interés público, entre estos los servicios públicos e infraestructura.

Bajo estas consideraciones, somos de la opinión que a priori, el Estado se encontraría legitimado para establecer regulaciones sustentadas en el deber de garantizar la prestación de servicios públicos, como sería por ejemplo estableciendo limitaciones a la entrada de competidores en los mercados de esta clase de servicios públicos. Sin embargo “(...) *su utilización debe encontrarse debidamente sustentada por las características especiales de los mercados y, en lo posible, debe buscarse que tales prohibiciones o impedimentos puedan levantarse progresivamente (elementos de temporalidad o de ámbito territorial de aplicación)*” (Quintana & Villarán, 2016).

Al respecto, a manera de ejemplo, se debe tener presente que bajo la vigencia de la Constitución actual se promulgó la Ley N° 26285 que autorizó la fijación de un periodo de concurrencia limitada en los contratos de concesión para la prestación de servicios de telefonía fija y servicios portadores, en virtud a lo cual se otorgó a Telefónica del Perú S.A. un periodo de cinco (5) años de exclusividad en la prestación de dichos servicios.

Cabe señalar que el Tribunal Constitucional tuvo la oportunidad de resolver una demanda de inconstitucionalidad contra la referida Ley N° 26285. En ese sentido, mediante la STC N° 005-2003-AA/TC señaló que el artículo 61 de la Constitución que prohíbe los monopolios legales y la Octava Disposición Transitoria de la Constitución que establece su eliminación progresiva no son incompatibles, de lo cual se desprendería que dependiendo de la causa que lo justifique, existiría la posibilidad que puedan crearse monopolios legales de carácter temporal con el fin de promover la inversión en infraestructura de servicios públicos, con cargo a su posterior eliminación gradual.

Teniendo en cuenta lo expuesto, consideramos que si bien existiría un marco constitucional y legal que habilitaría al Estado para el establecimiento de una eventual barrera de entrada a los comercializadores de GNC y GNL al mercado atendido por los concesionarios de

distribución, ello no implica que esta sea la opción óptima, ya que como se ha señalado anteriormente, no se cuenta con evidencias cuantitativas que permitan tener certeza respecto a que las concesiones Norte y Suroeste cumplen con las condiciones para ser calificados como monopolios naturales débiles y por ende requieran una protección regulatoria por parte del Estado.

Asimismo, no se debe perder de vista que el establecimiento de una barrera de entrada es una solución basada en un análisis de corto plazo respecto a la sostenibilidad de las referidas concesiones. Sin embargo, la teoría económica opta por un análisis de la competitividad de las tarifas en el largo plazo; así Kahn señala que “ (...) *el único test apropiado para determinar tarifas promocionales es el de costos marginales de largo plazo, por lo que si las tarifas superar dicho test pueden mantener a los competidores fuera del mercado (...)*” (Kahn, 1993, p. 248/II).

En efecto, el referido autor plantea que en lugar de restringir la entrada de competidores, el regulador debería reducir el ámbito de su intervención tanto como sea posible y aplicar el test de costos marginales de largo plazo para el establecimiento de las tarifas como base y; a la vez, proteger de cualquier eventual práctica de explotación por parte del monopolista a los consumidores que continuarían sin acceso a alternativas competitivas suficientes.

En el caso bajo análisis, contamos con elementos fácticos en base a los cuales consideramos que en el largo plazo, las concesiones Norte y Suroeste enfrentarán mejores condiciones de competitividad respecto a los comercializadores de GNC y GNL, lo cual tornaría en ineficiente la adopción de una política de barrera de entrada a dichos agentes en este momento.

En primer lugar, respecto a la Concesión Norte, debemos señalar que mediante la Resolución Suprema N° 001-2019-EM publicada el 10 de abril de 2019, se aprobó una adenda al Contrato de Concesión propuesta por el propio Concesionario. Conforme se expresa en los considerandos de la citada Resolución Suprema, la adenda *“plantea subdividir las Categorías Tarifarias B y D a fin de reducir la amplitud de los rangos de consumo establecidos y de esta manera poder ofrecer tarifas más competitivas en sectores de consumo como el comercial e industrial; asimismo propone crear una Categoría Tarifaria especial para la actividad de pesca sin rango de consumo mensual”*.

Teniendo en cuenta el objeto de la referida adenda, se puede advertir que si bien los comercializadores han venido captando consumidores de GNC y GNL en el área de la Concesión Norte, inclusive con posterioridad a su entrada en operación comercial, el propio Concesionario ha propuesto una medida, dentro del marco del Contrato de Concesión que, bajo su propia evaluación económica, le brindaría herramientas para poder enfrentar la presión competitiva de los comercializadores en el segmento industrial.

En lo que respecta a la Concesión Suroeste, el Concesionario no ha planteado alguna medida similar a la de la Concesión Norte que permita revelar información respecto a una evaluación propia sobre la competitividad de sus tarifas o costos. No obstante, en el caso de esta Concesión se debe tener presente que tal como se indicó en el marco conceptual, actualmente el Estado se encuentra desarrollando el Proyecto Sistema Integrado de Transporte de Gas – Zona Sur del Perú, en sustitución del ex Proyecto Gasoducto Sur Peruano, cuya finalidad es contar con un sistema de transporte que brinde suministro de gas natural, entre otras ciudades, a Arequipa, Moquegua y Tacna, las cuales forman parte del área geográfica de la Concesión Suroeste.

En tal sentido, el desarrollo del referido Proyecto, cuya entrada en operación se ha anunciado para fines del año 2023²¹, permitiría al Concesionario integrar su sistema de distribución a un sistema de transporte y dejar de operar bajo el esquema de adquisición, transporte y regasificación de GNL, con la consecuente mejora en los costos que actualmente enfrenta y por ende en la competitividad de las tarifas que ofrece en el segmento industrial. Es importante además tener presente que el referido sistema de transporte permitirá al concesionario además, brindar suministro a dos grandes consumidores en el área de la Concesión Suroeste, como son las centrales térmicas de generación eléctrica del Nudo Energético ubicadas en Mollendo (Arequipa) y Puerto Bravo (Ilo).

Bajo las condiciones analizadas anteriormente, se advierte que la adopción de una política de barrera de entrada a los comercializadores de GNC y GNL sería una solución basada en

²¹ <http://www.minem.gob.pe/detallenoticia.php?idSector=9&idTitular=9189>

consideraciones de corto plazo y arrojaría resultados ineficientes. En ese sentido, Kahn precisa que *“preservar la existencia de competidores puede en el largo plazo contribuir de manera suficiente a una mayor y variada innovación que supere la pérdida de bienestar estático como consecuencia de mantener las tarifas en un nivel elevado con la finalidad de sostener a la empresa monopólica”* (Kahn, 1993, p. 248/II).

Con relación a los eventuales efectos perjudiciales para ambas concesiones en el corto plazo producto de las condiciones actuales, debemos remitirnos a lo ya manifestado en el desarrollo del Capítulo II, respecto a que ambos concesionarios asumieron el riesgo comercial derivado de la concurrencia de los comercializadores de GNC y GNL en el segmento industrial, por lo que los concesionarios deben asumir dichos efectos en caso se produzcan, encontrándose obligados además a ejecutar el Plan Mínimo de Conexiones contenido en los Contratos de Concesión, en la cantidad y tiempo comprometidos en sus respectivas ofertas.

Siguiendo la línea de las condiciones bajo las cuales los Concesionarios asumieron las obligaciones de los Contratos de Concesión, consideramos que la eventual implementación de una barrera de entrada a los comercializadores de GNC y GNL alteraría las consideraciones o presupuestos bajo las cuales los postores formularon sus ofertas, entre los cuales se encontraba el conocimiento de la libre concurrencia de los referidos comercializadores en el área de las respectivas concesiones.

En tal sentido, se debe tener presente que el artículo 134 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362 establece como una de las condiciones para la suscripción de modificaciones contractuales que esta no altere las condiciones de competencia del concurso, por lo que en el supuesto analizado, se estaría generando a través de una norma, un efecto que el régimen contractual no permite, motivo por el cual consideramos inviable legalmente la implementación de esta opción para el caso de las concesiones Norte y Suroeste.

Finalmente, debe tenerse presente el hecho que con una medida de este tipo se restringiría el acceso de los consumidores a una oferta de energía con precio más competitivo respecto al gas natural por red, lo cual en el caso de los consumidores industriales representaría un impacto debido a los consumos a escala que realizan.

3.2.2 Establecimiento del pago de un derecho económico a cargo de los comercializadores de GNC y GNL

Esta opción también fue objeto de planteamiento por el Ministerio de Energía y Minas con la prepublicación²², en el año 2017, de la primera versión del proyecto de modificación del Reglamento de Comercialización de GNC y GNL.

La opción consiste en el establecimiento de la obligación a los comercializadores, del pago de un derecho económico a favor del distribuidor de la zona donde estos realizan su actividad, por un monto equivalente al margen de distribución de la tarifa aprobada del Concesionario, según la categoría correspondiente.

Conforme se desprende de la Exposición de Motivos de dicho proyecto de norma, esta alternativa se basa en el esquema de cargos de acceso conocida como la Regla de Determinación de Tarifas de Acceso por Componente Eficientes (ECPR, por sus siglas en inglés), la cual consiste en determinar un derecho de acceso para el competidor potencial, equivalente a la suma del costo incremental de la red de la empresa monopolista y el costo de oportunidad de permitir el acceso del competidor, que corresponde al beneficio que perdería la referida empresa al otorgar dicho acceso.

El efecto de la aplicación de este esquema sería el permitir la entrada al mercado de aquellos competidores que solo puedan ofrecer un servicio a un menor costo que la empresa monopólica.

Sobre el particular, consideramos que la alternativa planteada en la referida prepublicación presenta algunos inconvenientes para su aplicación al caso concreto. En principio, como se ha señalado en los capítulos precedentes, las actividades de comercialización de GNC y GNL y de distribución de gas natural por ductos son tecnológicamente independientes entre sí. Esto

²² Aprobada mediante Resolución Ministerial N° 185-2017-MEM/DM publicada el 19 de mayo de 2017 en el Diario Oficial El Peruano.

quiere decir que el comercializador no requiere acceder o interconectarse con las redes de distribución del concesionario para poder realizar su actividad.

En ese sentido, la discusión sobre la aplicación de un mecanismo basado en la regla ECPR o cualquier otro modelo regulatorio que implique un pago por parte del comercializador al distribuidor, solo tendría asidero si la concurrencia entre estas actividades se diese en el ámbito de la interconexión del comercializador a la red del distribuidor, como sucedería en el caso de los mercados liberalizados, como España o Colombia, por citar dos ejemplos; en los cuales los distribuidores no tienen la exclusividad de la comercialización a través de ductos, por lo que los comercializadores requieren acceder a las redes para desarrollar su actividad, debiendo pagar un derecho económico al distribuidor por dicho acceso.

En ese sentido, dado que el comercializador de GNC y GNL no requiere acceder a las redes del distribuidor, el establecimiento del pago de un derecho a favor del concesionario de distribución no tendría una justificación regulatoria, dado que materialmente no existiría la prestación de un servicio de acceso por parte del distribuidor.

Por este mismo motivo, entre los comentarios recibidos a este primer proyecto de norma, algunos comercializadores de GNC y GNL alegaron que al no sustentarse el pago del derecho económico en la prestación de un servicio efectivo por parte del concesionario, este tendría en realidad naturaleza tributaria, por lo que no podría ser objeto de una norma del rango del Reglamento de Distribución, ya que ello contravendría lo dispuesto por el artículo 74 de la Constitución Política, el cual reserva la creación de tributos a las normas con rango de ley.

Independientemente de las consideraciones legales antes señaladas – aunque no por ello menos importantes – es necesario resaltar que en supuesto que nos encontrásemos en un caso real de acceso, la regla ECPR tiene como finalidad asegurar la eficiencia productiva, impidiendo la entrada de empresas ineficientes; en ese sentido, si bien en un contexto estático cumpliría su cometido; no obstante no ofrece incentivos para reducir el precio de los servicios finales del monopolista cuando estos están injustificadamente por encima de los costes, por lo que si se consideran los beneficios dinámicos de la competencia, la aplicación de la regla podría impedir

la entrada eficiente de competidores al mercado. (Calzada & Trillas, 2005, pp. 94–95).

Finalmente, es necesario mencionar que en el supuesto que pudiese ser viable la aplicación del mecanismo propuesto en la prepublicación, a nuestra consideración, se enfrentaría a no pocos problemas en la práctica. En efecto, la aplicación del mecanismo supondría que el concesionario deba poder acceder a la información de los volúmenes de venta del comercializador por tipo de cliente y según una periodicidad determinada, a fin de determinar el monto a ser pagado a su favor, por lo que el comercializador debería encontrarse obligado a proporcionar la misma al distribuidor.

Sin perjuicio que el establecimiento de dicha obligación sería controversial por tratarse de información comercial que sería proporcionada al propio competidor del comercializador, consideramos que se requeriría incurrir en altos costos de supervisión y fiscalización para garantizar la validez y conformidad de la información proporcionada, por lo que sería necesario evaluar el real impacto costo-beneficio de la implementación de la medida para enfrentar el eventual problema de descreme.

3.2.3 Inclusión del GNC y GNL en el análisis de competitividad de la tarifa final al usuario

Como se señaló en el Capítulo II, para efectos de la fijación de la tarifa de distribución el regulador debe tener presente que la tarifa final al usuario (suministro, transporte y distribución) debe ser competitiva respecto a los combustibles sustitutos de cada categoría tarifaria, como lo son el GLP, el diesel, el petróleo industrial, entre otros.

No obstante, en dicho análisis de competitividad actualmente el regulador no incorpora el precio del GNC o GNL para el sector industrial en el área de la concesión, el mismo que como se ha indicado compite directamente con la distribución por ductos en las condiciones ya descritas anteriormente.

Consideramos que esta opción sinceraría la competitividad real de las tarifas de distribución

frente a todos los sustitutos que enfrenta en el mercado y permitiría determinar de manera previa, si el concesionario podría enfrentar problemas de sostenibilidad. De esta manera, el resultado de este análisis podría conllevar a los siguientes escenarios:

- a) Comprobar que las tarifas calculadas son competitivas respecto al GNC o GNL, por lo que no es necesaria la implementación de alguna medida que permita garantizar dicha condición.
- b) Comprobar que las tarifas no son competitivas, en cuyo caso: i) Se concluye la inviabilidad de un nuevo proyecto de masificación de gas natural o ii) El Estado decide intervenir a través de mecanismos contractuales que permitan suplir los efectos de dicha falta de competitividad.

3.2.4 Otorgamiento de garantía de demanda mínima por parte del Estado

En línea con lo señalado anteriormente, ante la imposibilidad de restringir la actividad de comercialización de GNC y GNL en las zonas de concesión de distribución a través de una medida de carácter normativo y la comprobación de la falta de competitividad de las tarifas de distribución, una opción de política que se podría analizar se encontraría en el marco de la intervención del Estado en los proyectos de distribución de gas natural diseñados bajo la normatividad sobre Asociaciones Público Privadas.

Conforme al Decreto Legislativo N° 1362, en los proyectos diseñados bajo dicha modalidad, el Estado puede otorgar garantías de carácter no financiero, como lo son las garantías de demanda mínima, las cuales, según su probabilidad de ejecución determinan que el proyecto sea considerado como autofinanciado o cofinanciado.

Teniendo en cuenta lo indicado, el Estado podría otorgar al Concesionario una garantía de demanda cuya cobertura asumiría en caso dicha parte no llegue a incorporar en un determinado periodo el estimado de volumen de gas natural del sector industrial que mínimamente garantizaría la sostenibilidad económica de la Concesión.

De esta manera, el Estado reconocería de manera implícita las particulares condiciones de competencia en el mercado que enfrentaría el concesionario de distribución en el interior del país y aseguraría la cobertura de las redes de distribución en los sectores residenciales del área geográfica de la Concesión.

No obstante, debemos precisar que esta opción solo podría ser aplicable para los nuevos contratos de Concesión que se celebren, ya que en el caso de las Concesiones Norte y Sur Oeste una medida de este tipo implicaría la suscripción de una adenda, por lo que teniendo en cuenta lo expuesto en el análisis de la barrera de entrada, la introducción de una medida de este tipo en dichos contratos también alteraría las condiciones de competencia, resultando por ende inviable su implementación.

3.2.5 Subsidio directo del Estado

Si bien la opción analizada en 3.1.4 podría resultar útil en el marco del diseño de nuevos proyectos de distribución en el interior del país, no resultaría aplicable al caso concreto de las concesiones Norte y Suroeste debido a las restricciones derivadas del marco contractual ya expuestas.

Teniendo en cuenta ello, consideramos que el ámbito de intervención del Estado en el caso de las concesiones ya otorgadas, quedaría reservado únicamente para la aplicación de subsidios directos. Sobre el particular, se ha señalado que los subsidios externos un método más eficiente que la protección del monopolio para promover de manera más rápida el desarrollo de una industria, ya que estos pueden proveer directamente incentivos adicionales según sea necesario y a la vez aprovechar todas las ventajas de los efectos promocionales de la competencia (Kahn, 1993, p. 235/II).

Ahora bien, la eventual aplicación de un esquema de subsidios directos por parte del Estado, debe pasar por una previa evaluación respecto a la competitividad real de las tarifas de las referidas concesiones, a fin de determinar la sostenibilidad o no de las mismas en el largo plazo, en línea con las consideraciones desarrolladas en 3.1.1.

De verificarse el riesgo de no sostenibilidad, consideramos que el esquema de subsidios solo podría ser evaluado y eventualmente implementado luego de culminado el Primer Periodo Tarifario de las concesiones, con motivo del nuevo proceso de fijación tarifaria; ya que como se mencionó anteriormente, los concesionarios se obligaron a ejecutar los Planes Mínimos de Conexiones dentro del referido Periodo Tarifario, en función a sus respectivas ofertas, asumiendo el riesgo comercial derivado de la concurrencia de los comercializadores en el mercado.

Bajo el esquema de subsidios, el Estado transfiere los fondos al productor para reducir los costos de producción o al consumidor para reducir el precio de provisión del servicio. En ese sentido, dado que una de las eventuales consecuencias del problema del descreme es que el concesionario se vea obligado a restringir la inversión en el crecimiento de las redes de distribución, en perjuicio de los consumidores deficitarios, como es el caso del sector residencial, consideramos que el eventual subsidio debería dirigirse a cubrir parte del costo de inversión en dicha infraestructura. De esta manera, se alinearían los incentivos del concesionario y el Estado, evitando una restricción en el acceso por efecto de la desinversión o en su defecto, el establecimiento de mayores tarifas en el supuesto que el concesionario asumiese la totalidad de la inversión.

Es necesario precisar que si bien la implementación de esta opción podría ser calificada en la práctica como una alteración de la naturaleza autofinanciada de los contratos de concesión y por ende del factor de competencia, es importante tener en cuenta que las ofertas fueron definidas en función de una evaluación económica del retorno de las inversiones dentro del Primer Periodo Tarifario. En tal sentido, dado que esta alternativa solo se podría evaluar y de ser el caso implementar luego de culminado el referido Primer Periodo, con motivo del nuevo proceso de fijación tarifaria, no nos encontraríamos en estricto ante un supuesto de alteración de las condiciones de competencia de los contratos, ya que los eventuales subsidios se aplicarían a las nuevas inversiones que realice el concesionario y no a las comprometidas en la oferta del concurso.

Finalmente, la implementación de esta medida también resultaría viable para el caso de los nuevos proyectos de distribución, al igual que la alternativa de garantía de demanda mínima. Un ejemplo de ello es el caso del Proyecto Siete Regiones el cual, como ya se indicó anteriormente, ha sido diseñado bajo un esquema de subsidio directo a la inversión de la infraestructura de redes financiado con los cargos FISE y/o SISE.

Si bien los problemas de sostenibilidad de esta futura concesión no se derivan de la concurrencia de los comercializadores de GNC y GNL, sino de la insuficiente demanda del área de concesión en sí misma, la participación del subsidio permite garantizar el cumplimiento del objetivo del desarrollo de la infraestructura y de las conexiones residenciales, independientemente de los efectos del eventual ingreso posterior de dichos comercializadores al mercado a ser atendido por el concesionario.



CONCLUSIONES

- Los lineamientos del objetivo de política de desarrollo de la industria del gas natural se encuentran dirigidos a la masificación del suministro mediante la infraestructura de ductos de transporte y distribución. No obstante, la modalidad de GNC y GNL se habilitó como un mecanismo alternativo que permite abastecer el mercado interno con gas natural en zonas no atendidas por concesionarios de distribución. En ese sentido, la actividad de comercialización del GNC y GNL es también un medio que permite alcanzar los fines de la política de masificación, bajo una lógica de complementariedad.
- En el caso de las Concesiones Norte y Suroeste, el nivel de tarifas establecido en los contratos para el Primer Periodo Tarifario está fuertemente ligado a la demanda estimada del sector industrial, que representa en ambos casos no menos del 70% de la demanda total hacia el final del plazo de la concesión.
- Existen determinadas condiciones derivadas del estado de desarrollo del mercado del gas natural que impiden que los concesionarios de distribución del interior del país, particularmente, las concesiones Norte y Suroeste, puedan ser competitivos en costos frente a los comercializadores de GNC y GNL, en el segmento industrial en el cual concurren. Una de las principales condiciones es la ausencia de ductos de transporte integrados a los sistemas de distribución, por lo que los concesionarios deben efectuar la adquisición, transporte y regasificación de GNL para efectuar el suministro mediante las redes de distribución, asumiendo mayores costos respecto a una concesión que sí se encuentra integrada, como el caso de Lima e Ica. Conforme se ha demostrado en la Tabla N° 15, la estructura del precio final para el segmento industrial de las Concesiones Norte y Suroeste, supera en más del 100% al de las concesiones de Lima e Ica.
- Por su parte, los comercializadores se abastecen de gas natural a través de los concesionarios de Lima e Ica, así como también mediante el suministro directo de productores del noroeste, motivo por el cual se han encontrado en la posibilidad de ofertar precios más competitivos que los distribuidores por ductos, captando a clientes

importantes del segmento industrial, cuyos volúmenes fueron inicialmente considerados en los estudios para la determinación de las tarifas de los contratos de Concesión.

- El comercializador de GNC y GNL puede fijar libremente sus objetivos comerciales, por lo que solo se dirige a los mayores consumidores del mercado, como es el caso del segmento industrial. Por su parte, el concesionario se encuentra obligado a atender a todos los consumidores del área de concesión que lo soliciten, independientemente de su nivel de consumo, incluyendo el compromiso del plan de conexiones del contrato; para lo cual debe ejecutar inversiones en infraestructura a lo largo del plazo de la concesión.
- Al enfrentar los concesionarios del interior del país la concurrencia de los comercializadores de GNC y GNL bajo las condiciones descritas precedentemente, estos podrían enfrentar problemas de sostenibilidad económica o en su defecto, culminado el Primer Periodo Tarifario podrían verse obligados a restringir las inversiones necesarias para la expansión de la red, al no contar con suficiente demanda del segmento industrial que le permitan viabilizar las mismas, lo cual perjudicaría en última instancia al sector residencial que es objeto principal de la política de masificación.
- En el caso bajo análisis contamos con algunos elementos fácticos que indicarían la existencia del fenómeno del descreme por parte de los comercializadores de GNC y GNL en los mercados atendidos por los concesionarios de distribución del norte y sur oeste. No obstante, no se cuenta con información cuantitativa que nos permita concluir de manera inequívoca si estas concesiones constituyen realmente monopolios débiles que requieren protección para su sostenibilidad en el tiempo o si más bien se trata de un caso en el cual los concesionarios adolecen de ineficiencias en costos, lo cual no les permite limitar la entrada exitosa de competidores en el mercado.
- Consideramos que si bien existiría un marco constitucional que habilitaría al Estado para el establecimiento de una eventual barrera de entrada a los comercializadores de GNC y GNL al mercado atendido por los concesionarios de distribución, ello no implica que esta sea la opción óptima, ya que en el caso bajo análisis, contamos con elementos

fácticos en base a los cuales consideramos que en el largo plazo, las concesiones Norte y Suroeste enfrentarán mejores condiciones de competitividad respecto a los comercializadores de GNC y GNL en el interior del país, lo cual tornaría en ineficiente la adopción de una política regulatoria de este tipo.

- Por otro lado, teniendo en cuenta las condiciones bajo las cuales los referidos concesionarios asumieron las obligaciones de los Contratos de Concesión, la eventual implementación de una barrera de entrada a los comercializadores de GNC y GNL alteraría las consideraciones o presupuestos bajo las cuales los postores formularon sus ofertas, entre los cuales se encontraba el conocimiento de la libre concurrencia de los referidos comercializadores en el área de las respectivas concesiones, por lo que considerando lo dispuesto por el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362 respecto a la no alteración de las condiciones de competencia para efectos de las modificaciones contractuales, en el supuesto analizado se estaría generando a través de una norma, un efecto que el régimen contractual no permite, motivo por el cual consideramos inviable legalmente la implementación de esta opción para el caso de las Concesiones Norte y Suroeste.
- La discusión sobre la aplicación de un mecanismo basado en cualquier modelo regulatorio que implique el pago de un derecho económico por parte del comercializador de GNC y GNL al concesionario de distribución, solo tendría asidero si la concurrencia entre estas actividades se diese en el ámbito de la interconexión del comercializador a la red del distribuidor. No obstante, dado que el comercializador no requiere acceder a las redes del distribuidor, el establecimiento del pago de un derecho a favor del concesionario de distribución no tendría una justificación regulatoria, dado que materialmente no existiría la prestación de un servicio de acceso por parte del distribuidor.
- La opción de incluir el análisis de competitividad de la tarifa al usuario final del distribuidor por ductos respecto al GNC y GNL sinceraría la competitividad real de las tarifas de distribución frente a todos los sustitutos que enfrenta en el mercado, lo cual

podría conllevar a concluir la inviabilidad de un nuevo proyecto de masificación de gas natural y que por ende el Estado deba intervenir a través de mecanismos contractuales que permitan suplir los efectos de dicha falta de competitividad.

- Teniendo en cuenta lo indicado, el Estado podría otorgar al Concesionario una garantía de demanda cuya cobertura asumiría en caso dicha parte no llegue a incorporar en un determinado periodo el estimado de volumen de gas natural del sector industrial que mínimamente garantizaría la sostenibilidad económica de la Concesión, debiéndose precisar que esta medida solo podría ser aplicable a los nuevos contratos de Concesión que se suscriban, más no para las Concesiones Norte y Suroeste debido al régimen contractual establecido.
- Para el caso de las Concesiones Norte y Suroeste, en el supuesto que se verifique el riesgo de sostenibilidad por efecto del descreme, la eventual aplicación de un esquema de subsidios directos por parte del Estado solo podría ser evaluado y eventualmente implementado luego de culminado el Primer Periodo Tarifario de las concesiones, con motivo del nuevo proceso de fijación tarifaria; ya que como se mencionó anteriormente, los concesionarios se obligaron a ejecutar los Planes Mínimos de Conexiones dentro del referido Periodo Tarifario, en función a sus respectivas ofertas, asumiendo el riesgo comercial asociado a la concurrencia de los comercializadores.
- El ese sentido, el eventual subsidio debería dirigirse a cubrir parte del costo de inversión requerido para el crecimiento de la infraestructura de manera posterior al Primer Periodo Tarifario. De esta manera, se alinearían los incentivos del concesionario y el Estado, evitando una restricción en el acceso por efecto de la desinversión o en su defecto, el establecimiento de mayores tarifas en el supuesto que el concesionario asumiese la totalidad de la inversión.

RECOMENDACIONES

- Para efectos de la evaluación y aplicación de cualquier política regulatoria que pretenda dar una solución al riesgo del descreme de las concesiones de distribución del interior del país, se recomienda que de manera previa, se realice un análisis de competitividad del precio final del gas natural suministrado por el distribuidor respecto al GNC y GNL comercializado en el área de la concesión respectiva.
- En el caso concreto de las concesiones Norte y Suroeste, la adopción de medidas restrictivas a la concurrencia de los comercializadores de GNC y GNL no resulta viable en términos de eficiencia, así como por razones legales derivadas del régimen contractual. No obstante, se recomienda que luego de concluido el primer periodo tarifario contractual se realice el análisis de competitividad respecto al GNC y GNL. En caso dicha evaluación sea negativa, consideramos que el Estado solo podría otorgar subsidios directos a la inversión en infraestructura requerida para los posteriores periodos tarifarios, a fin de evitar que el concesionario limite los planes de inversión para ampliar la cobertura de la red.
- Finalmente, en el caso de los nuevos contratos de concesión que se celebren para la distribución de gas natural en el interior del país, en caso el resultado del análisis de competitividad del precio final resulte negativo, el Estado podría optar por establecer mecanismos contractuales de garantía de demanda mínima u otorgar subsidios directos a la inversión; como se viene haciendo, en este último caso, en el diseño del proyecto Siete Regiones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Berg, S. V., & Tschirhart, J. (1988). *Natural monopoly regulation : principles and practice*. Cambridge University Press.
- Calzada, J., & Trillas, F. (2005). Los precios de interconexión en las telecomunicaciones: de la teoría a la práctica. *Hacienda Pública Española*, (173), 85–125.
- Gaetovic, A., & Sanhueza, R. (2015). *La economía básica de la distribución de gas por red en Chile*.
- Gallardo, J. (1999). Disyuntivas en la teoría normativa de la regulación: El caso de los monopolios naturales. *Pontificia Universidad Católica Del Perú*, 164, 1–43. Retrieved from http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/Disyuntiva_normativa_regulacion.pdf
- Kahn, A. E. (1993). *The economics of regulation : principles and institutions / Alfred E. Kahn*. The MIT Press PP - Cambridge, MA.
- Laffont, B. J., & Tirole, J. (2019). *American Economic Association Optimal Bypass and Cream Skimming Author (s): Jean-Jacques Laffont and Jean Tirole Source : The American Economic Review , Vol . 80 , No . 5 (Dec . , 1990), pp . 1042-1061 Published by : American Economic Association Stabl. 80(5), 1042–1061*.
- Lazarte, J. (2003). El concepto de servicio público en el Derecho Peruano. *Ius et Veritas*, 68, 289–298.
- Ministerio de Energía y Minas. (2017). *Exposición de Motivos - Proyecto de Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Comercialización de GNC y GNL* (p. 18). p. 18. Lima: Ministerio de Energía y Minas.
- Okomura, P. (2008). Breves apuntes en torno a las fallas de mercado y el monopolio natural. *Advocatus*, I(18), 363–372.
- OSINERGMIN. (2014). *A diez años del Proyecto Camisea* (Segunda; J. Tamayo, J. S. Jácome, A. L. Cordano, & R. L. Carpio, Eds.). Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- Pérez, P. (2010). *Tesis: Propuesta de conversión del parque automotor de Lima y Callao para el uso de gas natural*.
- PROMIGAS. (2018). *Informe del Sector Gas Natural en el Perú 2018*.
- Quintana, E. (2002). Naturaleza y efectos de los subsidios en Servicios Públicos. *Revista de*

Derecho Administrativo, 12, 75–83.

Quintana, E., & Villarán, L. (2016). Regulación de entrada: Experiencia peruana sobre prohibiciones y restricciones para el acceso al mercado. *Ius et Veritas*, 53, 48–72.

Rebollo, M. (2008). Sobre el nuevo concepto de servicio público en Europa y sus posibles implicaciones futuras. In I. de I. J. de la UNAM (Ed.), *Actualidad de los Servicios Pública en Iberoamérica* (Primera, Vol. 429, pp. 355–382). Retrieved from www.juridicas.unam.mx

Vásquez, A. (2002). Las características técnico-económicas de las industrias de servicios públicos. *Econodémica Revista de Economía*, 1, 135–149.

Zambrano, V. (2008). Los usuarios de servicios públicos como fin último de la regulación. *Círculo de Derecho Administrativo*, 5, 116–131.

Zegarra, D. (2012). Del Servicio Público a los servicios de interés general: la evolución del service public en el sistema. *Círculo de Derecho Administrativo*, 12, 13–43.

