

INFORME

Para: Sr. Andrés Romero Celedón
Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía

De: Javier Velozo Alcaide
Rodrigo Donoso Baraona
Aninat Schwlencke & Cía.

Ref: Informe en relación a la solicitud de Conadecus ante el H. Tribunal de
Defensa de la Libre Competencia, en relación al mercado del gas.

Fecha: 10 de mayo, 2016

Contenido

I. Objeto del informe.....	2
II. La solicitud de Conadecus.....	2
III. Objetivo del Gobierno: reducción del costo total de la energía del país.....	3
IV. Características generales de la Matriz Energética Chilena	4
V. La Industria del Gas natural	7
V. 1 La Producción de GNL	9
V. 1.1 Modalidades regulatorias de los terminales de regasificación.....	11
V. 1.2. Experiencia en los terminales de regasificación respecto al otorgamiento de acceso a terceros.....	12
V. 2 El Transporte del GNL	14
V. 3 La Distribución del GNL	15
VI. Consideraciones sobre el nivel de los precios del GN a nivel de clientes	16
VII. La Regulación de la Industria del Gas natural	18
VIII. Resultados de los chequeos de rentabilidad efectuados por la Comisión Nacional de Energía para los años 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014.....	20
IX. Acerca de la competencia que enfrenta el gas natural por parte de otros energéticos.....	21
IX. 1 Aspectos generales	21
X. .2 Relación entre los precios del GNL y el GLP.....	22
X. La toma de control de Metrogas por Gas natural FENOSA	23
XI. Los precios de Metrogas a clientes residenciales en la Región Metropolitana después de la toma de control de Metrogas por parte de Gas natural FENOSA.....	24

I. Objeto del informe

El presente informe tiene por objeto analizar los antecedentes que la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) debería aportar, en el proceso iniciado ante el H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia con la solicitud presentada por la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile (“Conadecus”), que se conoce bajo el Rol N° NC-427-14, relativa a (i) las integraciones verticales y horizontales que existirían en el mercado conformado por los productos de gas licuado de petróleo y gas licuado natural; y (ii) la operación de adquisición de la Compañía General de Electricidad S.A. por Gas natural Fenosa.

Luego de hacer una exposición resumida de la solicitud de Conadecus, el presente informe revisará y analizará los antecedentes que se estiman pertinentes para el proceso no contencioso pendiente ante el H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia. En particular, se hará una descripción de la industria del gas, su regulación actual, composición, segmentos y actores principales, para, finalmente, analizar la situación y comportamiento de Metrogas S.A. y su toma de control por Gas Natural Fenosa.

II. La solicitud de Conadecus

Con ocasión del anuncio público del ingreso de la compañía multinacional Gas Natural Fenosa al mercado nacional por medio de la compra de un paquete accionario en la Compañía General de Electricidad S.A. (“CGE”), Conadecus solicitó al H. Tribunal su análisis y pronunciamiento respecto de ciertas condiciones presentes en la industria del gas, y de las posibles consecuencias y eventuales medidas que se debieran disponer para la operación entre Gas Natural Fenosa y CGE.

Sin perjuicio de los alcances de las peticiones concretas de Conadecus y de las amplias atribuciones que el artículo 18 del Decreto Ley N° 211 (“DL 211”) confiere al H. Tribunal, cabe señalar que la mayor parte de la presentación describe y analiza el mercado de distribución de gas en la Región Metropolitana, el que califica de altamente concentrado. En particular, Conadecus presenta un estudio relativo al desempeño y comportamiento de Metrogas S.A. (“Metrogas”), en tanto distribuidor de gas natural en la Región Metropolitana y la VI Región.

Conadecus caracteriza un mercado en el que existiría sustitución entre la distribución de gas por redes (gas natural y gas de ciudad) y la distribución de gas licuado. En dicho mercado participan, por una parte, como distribuidores de gas licuado de petróleo (“GLP”), Abastible S.A. (“Abastible”), Gasco S.A. (“Gasco”) y Lipigas S.A. (“Lipigas”); y por otra, como distribuidor de gas natural por redes, Metrogas.

Explica también Conadecus que desde el año 2009, Metrogas se abastece de gas natural en un 100% a través del terminal de regasificación GNL Quintero, cuyos accionistas son

Terminal de Valparaíso S.A.¹ con un 40%, Empresa Nacional del Petróleo (“ENAP”), Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa”) y el propio Metrogas, cada uno con un 20%.

Junto con su descripción y análisis, Conadecus expone que las empresas que participan en el mercado de distribución de gas en la Región Metropolitana, se encuentran integradas tanto horizontal como verticalmente. En su opinión, esta estructura podría implicar una falta de presión competitiva en el mercado, problema que se podría acentuar con el ingreso de Gas Natural Fenosa, pues se trata de una empresa que opera en toda la cadena de valor del gas, desde la exploración a la distribución y comercialización, pasando por la producción, licuefacción y transporte, contando además con instalaciones para el almacenamiento de gas y la regasificación.

En mérito de lo anterior y haciendo presente que los riesgos en materia de competencia se podrían manifestar tanto en el mercado de distribución del gas, como en otros relacionados, como el de transporte de gas y el de distribución de la energía eléctrica, pide Conadecus al H. Tribunal, en concreto, que analice, conforme a criterios de eficiencia, los riesgos que irrogan a la libre competencia, la adquisición de CGE por Gas Natural Fenosa, y la actual composición de propiedades de todos los operadores que intervienen en el mercado relevante del gas, y que tome las medidas que estime pertinentes.

III.Objetivo del Gobierno: reducción del costo total de la energía del país.

El sector de energía es fundamental para el desarrollo y funcionamiento de nuestra economía. El Gobierno de Chile, por medio del Ministerio de Energía, ha manifestado que uno de sus objetivos principales consiste precisamente en desarrollar una Política Energética de largo plazo, en la que se aborden los actuales problemas que Chile enfrenta, y se sienten las bases y principios para un desarrollo inclusivo, innovador, eficiente, confiable y sustentable².

Chile actualmente enfrenta diversos problemas en materia energética. Uno de los más importantes, sino el principal, está constituido por el aumento del precio de la energía eléctrica en los últimos años, lo que redundaría en el valor de la cuenta eléctrica que las familias chilenas deben pagar. Conscientes de este punto y sin perjuicio de las metas de largo plazo, entre los objetivos de la agenda del Gobierno en la materia se incluyen reducir los costos marginales de electricidad en el Sistema Interconectado Central (“SIC”) y reducir en un 25% los precios de las licitaciones de suministro eléctrico de la próxima década para hogares, comercios y pequeñas empresas³.

¹ Terminal de Valparaíso S.A. es una sociedad anónima constituida por la compañía española operadora de infraestructura de gas natural y GNL Enagás (51%), y por Omán Oil Company (49%), compañía participada en un 100% por el Gobierno de Sultanato de Omán, que invierte en el sector energético tanto en Omán como en el extranjero. <http://www.gnlquintero.com/nosotros/accionistas.htm>

² Agenda de Energía, un desafío país, progreso para todos. Ministerio de Energía, mayo 2014.

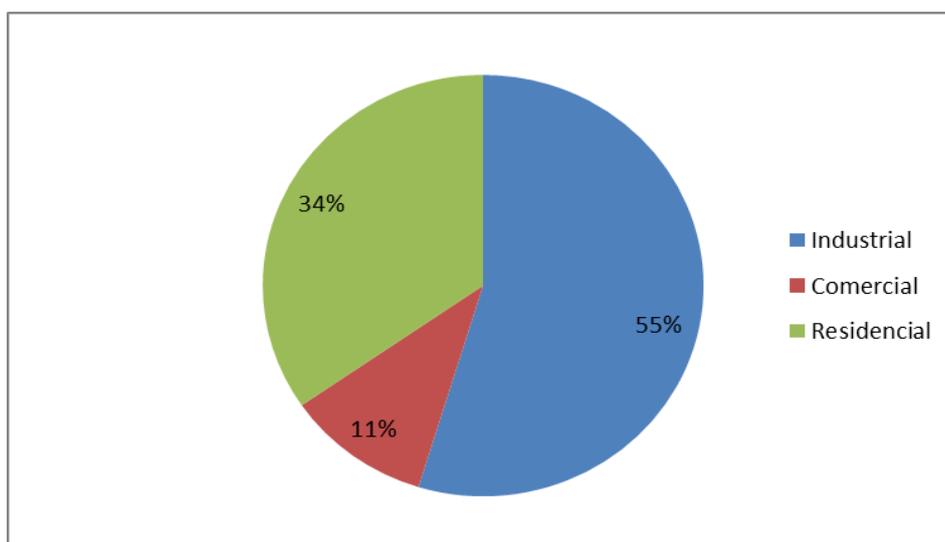
³ Véase Agenda, eje 2, página 32 y siguientes.

La industria del gas cumple un rol determinante a este respecto. En efecto, para alcanzar los fines propuestos, la agenda del Ministerio de Energía plantea perfeccionar la regulación del mercado de distribución de gas por redes, promover el uso de gas natural licuado (“GNL”) en la generación eléctrica en reemplazo del diesel, junto con su uso industrial y residencial, e impulsar la construcción de un tercer terminal de GNL en el país, en la medida que ello resulte económicamente factible.

IV. Características generales de la Matriz Energética Chilena

El consumo energético de nuestro país por sector se distribuye de la forma que muestra la Figura N° 1 siguiente.

Figura N° 1: distribución del consumo de energía por sector.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del BNE 2014 del Ministerio de Energía

Por su parte, las figuras 2, 3 y 4 muestran la composición de la matriz energética para cada uno de los sectores Industrial, Comercial y Residencial.

Figuras N° 2⁴, 3 y 4: composición de la matriz energética industrial, residencial y comercial.

⁴ No se incluye el principal componente de la demanda, esto es, la generación eléctrica.

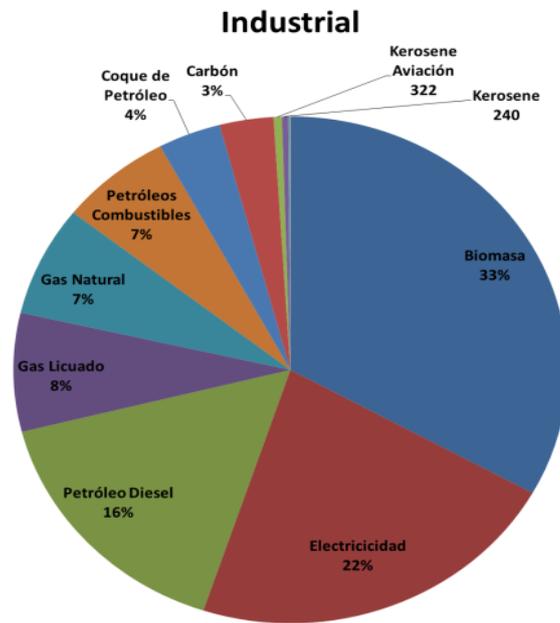


Figura N° 2
Residencial

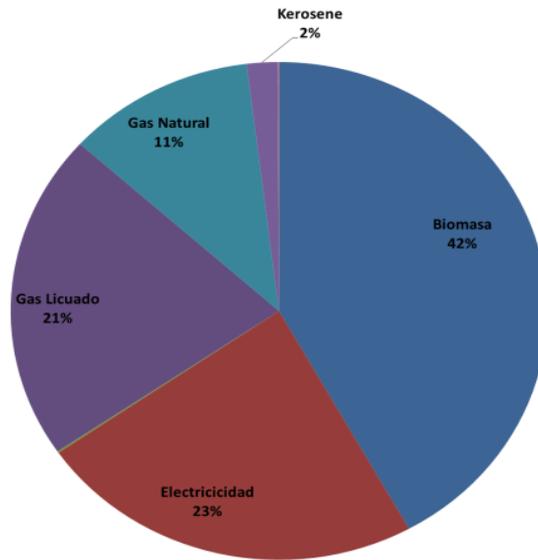


Figura N° 3

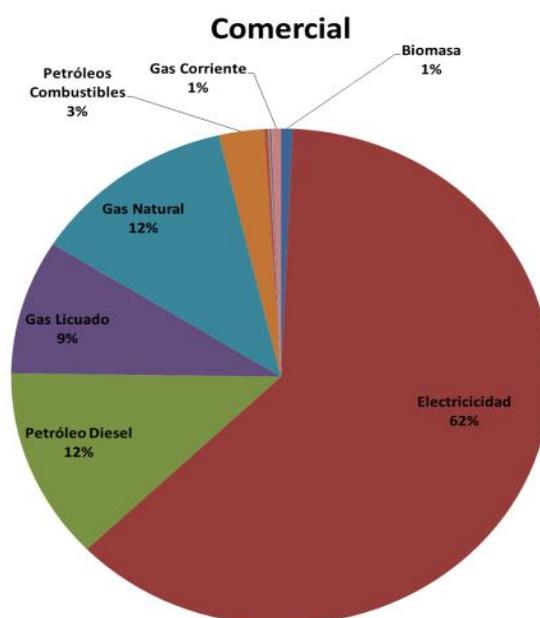


Figura N° 4

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del BNE 2014 del Ministerio de Energía

A su turno, el cuadro N° 1 muestra la distribución del uso que actualmente se da a cada energético por sectores Industrial, Comercial y Residencial.

Cuadro N° 1: distribución del uso que actualmente se da a cada energético por sectores Industrial, Comercial y Residencial.

	Industrial	Comercial	Residencial
Biomasa	55%	0%	44%
Electricidad	45%	25%	30%
Petróleo Diesel	87%	13%	0%
Gas Licuado	33%	8%	59%
Gas Natural	42%	14%	43%
Petróleos Combustibles	93%	7%	0%
Coque de Petróleo	100%	0%	0%
Carbón	99%	1%	0%
Kerosene Aviación	97%	3%	0%
Kerosene	23%	2%	75%
Coque Mineral	100%	0%	0%
Biogás	95%	5%	0%
Gasolina Aviación	79%	21%	0%
Gas Corriente	5%	68%	26%
Gas de Refinería	100%	0%	0%

Fuente: BNE 2014 del Ministerio de Energía

Por último es relevante considerar que la matriz energética chilena aún es bastante dependiente de las importaciones y que el mayor aporte que hace el país a su matriz energética proviene de su potencial hidroeléctrico. En efecto, nuestro país importa un 96% de su petróleo, un 76% de su gas natural y un 94% del carbón que utiliza.

V. La Industria del Gas natural

En el año 1997, con la inauguración del gasoducto Gas Andes, y dos años después con el gasoducto del Pacífico, se inició la importación de gas natural de Argentina a la zona centro-sur de Chile. El gas natural importado fue utilizado para la generación de energía eléctrica y para su distribución a clientes industriales, comerciales y residenciales, habiéndose realizado importantes inversiones en redes para los distintos mercados abastecidos. Como es sabido, durante casi una década el país importó el gas natural desde la cuenca argentina de Neuquén.

En el año 2004 la situación económica de Argentina desencadenó una racionalización de las exportaciones de gas natural y del uso de la capacidad de transporte, lo que para Chile significó que los suministros fueran disminuyendo progresivamente, sufriendo primero cortes parciales y luego totales en su abastecimiento.

Esta situación de crisis produjo que Chile decidiera dejar de depender de una sola fuente de abastecimiento, con los riesgos que ello conlleva, y optara por desarrollar una plataforma independiente, para obtener el suministro de diversas fuentes extranjeras⁵.

El año 2004 se empezó a desarrollar el proyecto para construir un terminal de recepción, descarga, almacenamiento y regasificación de GNL, producto que gracias a sus características esenciales –alta reducción de volumen-, puede ser trasladado por barco desde diversos países productores⁶. El lugar escogido fue la bahía de Quintero, en la V Región, por su emplazamiento natural y su cercanía a los consumidores principales.

Después de varios años de obras de construcción, tanto del terminal como del gasoducto para transportar el GNL regasificado entre Quintero y Santiago, y un lateral hacia Concón⁷, el año 2009 inició sus operaciones el terminal GNL Quintero (“GNL Quintero”), con una capacidad de almacenamiento de 334.000 metros cúbicos de GNL, lo que equivale a unos 200 millones de metros cúbicos de gas natural.

Asimismo, un segundo terminal de regasificación de GNL fue construido en la bahía de Mejillones, en la II Región de Antofagasta. Este terminal abastece al sector minero y energético del Norte Grande de Chile e inició sus operaciones en el mes de abril de 2010.

Actualmente, desde el punto de vista del aprovisionamiento del gas natural, nuestro país se abastece mayoritariamente a través de los terminales de GNL. Si bien los gasoductos internacionales Gas Andes y Del Pacífico están operativos, la proporción de gas natural importada desde Argentina es sumamente baja comparativamente con aquella que se descarga en los terminales de GNL.

⁵ Ver Superintendencia de Electricidad y Combustibles. http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3429541,33_4671637&_dad=portal&_schema=PORTAL

⁶ Ver GNL Quintero. <http://www.gnlquintero.com/nosotros/historia.htm>

⁷ Ver Electrogas, descripción de instalaciones. <http://www.electrogas.cl/>

Cerca de dos tercios del gas natural (GN) va a centros de transformación, el 90% de los cuales corresponde a producción de electricidad en centrales de generación. El tercio restante se destina al consumo final.

Actualmente, el gas natural representa el 20% del total del consumo final de energía en el país⁸. En orden de importancia, el Gas natural en Chile que se destina al consumo final, se utiliza para uso residencial⁹ (43%), industrial¹⁰ (42%) y comercial¹¹ (14%).

Los clientes residenciales son los que tienen menores volúmenes de consumo individuales, seguidos por los comerciales. Prácticamente todos los clientes residenciales (más del 99%) y comerciales (sobre el 95%) consumen menos de 100 gigajoules (“GJ”) mensuales¹² en promedio. Por su parte, más del 90% de los clientes industriales tienen un consumo promedio sobre los 100 GJ mensuales.

Las redes de GN están desplegadas en 70¹³ de las 346 comunas del país (20 %). El resto de las comunas satisface su demanda por gas con el Gas Licuado de Petróleo (GLP). Dentro de las 70 comunas que cuentan con redes de distribución de GN, puede observarse que, en general, éstas están desplegadas en sectores en los que se localizan los clientes con un mayor poder adquisitivo.

La zona central de Chile es abastecida desde el terminal GNL de Quintero. Desde ese punto se transporta mayormente en estado gaseoso por medio del gasoducto de la empresa Electrogas hasta llegar a los *CityGates*, que conectan con la redes de distribución que, a su vez, llegan hasta los distintos clientes. Una parte menor del GNL, pero que se estima creciente a futuro, no se regasifica si no que es transportada por camiones en estado líquido para atender las necesidades de clientes que no están conectados por gasoducto.

La totalidad de las empresas que actualmente son titulares de concesiones para establecer, operar, y explotar los servicios públicos de transporte y distribución de gas de red, sus correspondientes zonas de concesión y la identificación de los decretos respectivos, se detallarán en un archivo electrónico separado.

Sin perjuicio de lo hasta aquí expuesto, las compañías más relevantes para los efectos del análisis atinente a la consulta de autos, son (i) GNL Quintero, (ii) Electrogas; (iii)

⁸ Excluyendo la biomasa.

⁹ Casas y departamentos y centrales térmicas de edificios residenciales. Estos clientes utilizan el GN para preparar alimentos, calentar agua y calefacción.

¹⁰ Por ejemplo, Clínicas, hospitales, supermercados, *malls*, panaderías, hoteles, restaurantes, etc. Utilizan el GNL en función de sus giros respectivos.

¹¹ Compañías de los distintos rubros y sectores: agrícola, construcción, textil, alimentaria etc. No se consideran aquí los centros de transformación de energías como las empresas generadoras de electricidad. Estos consumidores utilizan el GN para alimentar calderas necesarias para sus procesos industriales.

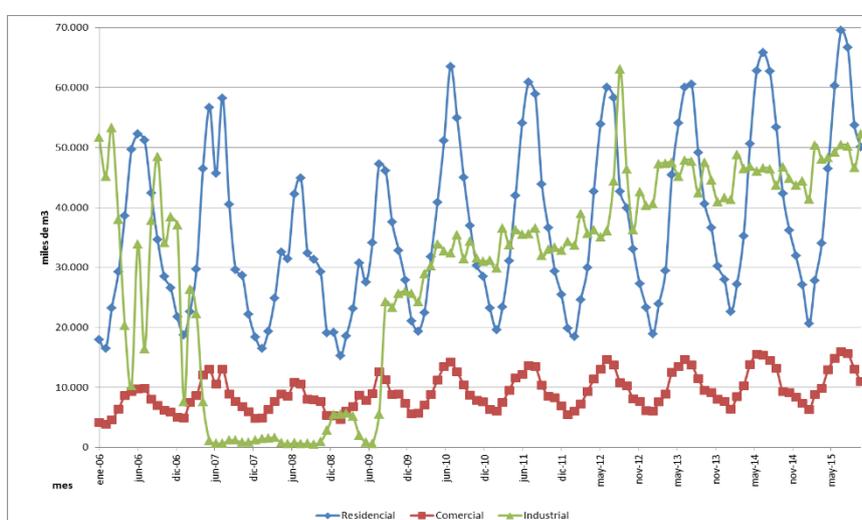
¹² Este consumo marca el límite de los clientes que potencialmente pueden ser beneficiarios de tarifas reguladas según la LSG.

¹³ No se consideran las comunas atendidas por Gasco Magallanes..

Metrogas; y, (iv) GasValpo. Lo anterior, dado que son las compañías que producen, transportan y distribuyen GN en la zona central de Chile, respectivamente¹⁴.

La evolución del consumo de gas natural en el país para los sectores Industrial, Comercial y Residencial¹⁵, entre enero de 2006 y octubre de 2015, se presenta en el siguiente cuadro

Gráfico N° 1: evolución de consumo de gas natural domiciliario, industrial y comercial entre 2006 y 2015 expresado en metros cúbicos¹⁶.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos de la industria recopilados por SEC.

En la industria del gas natural se distinguen tres segmentos o eslabones de la cadena de producción y distribución, éstas son **la producción, el transporte y la distribución**. En los siguientes párrafos se abordarán algunos aspectos de los segmentos en cuestión que pudieren ser relevantes para la consulta de autos.

V. 1 La Producción de GNL

El gas natural es un energético fósil que en gran medida debe ser importado al país. Solo existen fuentes propias en la Región de Magallanes y se destinan a satisfacer la demanda de esa zona.

La provisión de Gas natural en la zona central del país proviene del terminal de gasificación de GNL en la bahía de Quintero, V Región. Está interconectado con los

¹⁴ En la zona sur del país, por ejemplo, Gas Sur se abastece de GNL transportado por camiones y regasificado en la planta Pemuco. En Magallanes, opera Gasco Magallanes que distribuye GN producido por Enap.

¹⁵ Excluyendo el GN que se destina a centros de transformación, como la producción de electricidad en centrales de generación.

¹⁶ No se incluye el Gas natural utilizado para transformación, como la generación eléctrica.

gasoductos Electrogas y Gas Andes, por medio de los cuales se transporta el GNL procesado a las regiones Quinta, Sexta y Metropolitana.

El terminal de regasificación de GNL de Quintero pertenece a un consorcio formado por empresas chilenas y extranjeras. Los accionistas de GNL Quintero son Terminal de Valparaíso S.A.¹⁷, con un 40%; Empresa Nacional del Petróleo S.A. (ENAP)¹⁸, con un 20%; Metrogas S.A. (Metrogas)¹⁹, con un 20%; y Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA)²⁰, con un 20%. La logística de toda su capacidad de regasificación y almacenamiento la gestiona, administra y organiza GNL Chile, sociedad anónima en la que participan en propiedad exclusivamente ENAP, Endesa y Metrogas, en partes iguales.

GNL Quintero tiene una capacidad de regasificación actual de 15 millones de m³/día y almacenamiento de 334.000 m³ (tres tanques) y ha crecido sistemáticamente, iniciando su funcionamiento el 2009 en modalidad *Fast Track*²¹, con capacidad de almacenamiento en tierra limitada (14 mil m³). En 2011 inicia la operación con el proyecto terminado con capacidad de regasificación de 10 millones de m³ y almacenamiento de 334 mil m³, en mayo del mismo año inicia la operación de la estación de carga de camiones. Esta condición de operación se mantuvo hasta fines de 2014, donde se amplía a doble la capacidad del patio de carga de camiones. Luego, durante marzo de 2015 inicia la operación la tercera unidad de evaporación llegando a los 15 MMm³/día, lo que sumó US\$ 63 millones a la inversión inicial.

En el norte del país, existe un segundo terminal de regasificación de GNL con capacidad de regasificación de 5,5 millones de m³/día en la bahía de Mejillones, en la II Región de Antofagasta. Este terminal abastece al sector minero y energético del Norte Grande de Chile y es operado por la empresa GNL Mejillones (GNLM). Los accionistas de esta empresa son CODELCO (37%) y GDF Suez Energy Chile (63%). Tuvo un costo de US\$750 millones e inició sus operaciones en el mes de abril de 2010. Las importaciones en estas instalaciones han fluctuado entre los 0,45 y los 0,57 Mt. al año.

GNL Mejillones está interconectado a la red formada por los gasoductos NorAndino, Atacama y TalTal, por medio de los cuales se abastece el sector minero y energético del Norte Grande. Inició sus operaciones en abril de 2010 en la modalidad *Fast Track*, con almacenamiento provisto por el mismo buque metanero de transporte atracado en el muelle y con un modelo de negocio del tipo GSA (*gas sales agreement*).

¹⁷ Son accionistas de esta empresa ENAGAS y Oman Oil. La empresa internacional de gas BG Group fue el inversionista original que, en 2013, Vendió sus intereses en el terminal de Quintero a ENAGAS de España sociedad que, a su vez, fue adquirida por Shell en 2015. Ver <http://www.gnlquintero.com/>.

¹⁸ Empresa de petróleo y gas de propiedad del Estado. Su negocio de gas consiste en cargar camiones con GNL, transportarlo y regasificarlo en Plantas de Regasificación Satélites (PRS).

¹⁹ Empresa de distribución de gas que opera en el área metropolitana de Santiago y en algunas zonas de la región de O'Higgins.

²⁰ Empresa de energía del grupo italiano ENEL.

²¹ Como modalidad *fast track* se utilizó almacenamiento flotante en un buque metanero mientras se construían los estanques definitivos en tierra

En 2013 GNL Mejillones modificó su modelo de negocios hacia la oferta única de servicio de regasificación y almacenamiento bajo la modalidad de contratos TUA,²² constituyéndose de facto en un terminal abierto.

V. 1.1 Modalidades regulatorias de los terminales de regasificación

Los dos terminales de regasificación a los que se ha aludido *supra* prestan el servicio de descarga, recepción, almacenamiento y regasificación de GNL. Constituyen infraestructura indispensable para poder participar en el mercado de importación y comercialización de GNL. En efecto, los terminales reciben embarcaciones especialmente equipadas desde distintos países con cargas de GNL, el que es descargado y recibido en los tanques de almacenamiento, para luego ser enviado al área de regasificación, conformada por los equipos vaporizadores, que luego de transformar el GNL a su estado gaseoso original, lo inyectan en la red de gasoductos.

En el caso de GNL Quintero, que abastece las redes de distribución de las regiones Metropolitana, Quinta y Sexta, existen, como se dijo, tres tanques con capacidad para almacenar en total 334 mil metros cúbicos de GNL, distribuidos en dos tanques con capacidad para 160 mil metros cúbicos cada uno, y uno con una capacidad de 14 mil metros cúbicos .

Los terminales de GNL presentan características que hacen difícil que sean replicados en el corto o mediano plazo, pues: (i) para su construcción y emplazamiento, requieren bahías abrigadas que permitan construir un puerto, como el de GNL Quintero, las que son escasas; (ii) para poder abastecer la red de distribución de la zona centro-sur, es necesario, además, que se emplacen en una zona que permita la interconexión del terminal de GNL con la red de gasoductos pertinente, en el caso de la zona centro-sur, Electrogas y Gas Andes; y (iii) en todo caso, requiere de altas inversiones en infraestructura, por lo que es necesario, previamente, revisar si existe capacidad disponible en GNL Quintero que pueda ser utilizada eficientemente por potenciales interesados.

Estas características de los terminales GNL, junto con las características propias del gas natural, han llevado a que, salvo ciertos casos en que existe intensa competencia en terminales GNL o en el mercado aguas abajo de gas natural, la experiencia comparada defina esta infraestructura como instalación esencial²³ o, al menos, estructura de cuello de botella y haya establecido ciertas obligaciones de acceso.

En efecto, en Estados Unidos por ejemplo, hace poco más de una década cambió el criterio del regulador sectorial respecto de los terminales de regasificación de GNL. Hasta el año 2002, dichos terminales eran regulados, existiendo para los titulares de la infraestructura una obligación de dar acceso abierto a la misma a terceros interesados,

²² TUA: Terminal Use Agreement, contrato de uso del terminal

²³ Esta calificación puede depender de la sustituibilidad de GNL con otras fuentes energéticas.

con tarifas reguladas. Ese año la *US Federal Energy Regulatory Commission* (“**FERC**”), emitió la Decisión Hackberry, en la que al otorgar la autorización para la construcción de un nuevo terminal, decretó que en lo sucesivo sólo se pronunciaría respecto de aspectos ambientales y de seguridad²⁴.

El razonamiento que condujo al cambio de criterio, se sustenta, por una parte, en la intención de la autoridad de incentivar una competencia de terminales de GNL, proponiendo incentivos para la inversión en los mismos; y, por otra, en la consideración de que el mercado del gas natural en Estados Unidos, es competitivo, por lo que podría disciplinar la conducta de los terminales²⁵.

Por lo anterior, en Estados Unidos existen terminales cerrados, que no están abiertos a terceros, a menos que cuenten con el consentimiento del operador del respectivo terminal de GNL. En todo caso, desde que en Estados Unidos existen 13 terminales de GNL²⁶, además de diversos sustitutos para el gas natural, resulta poco asimilable su estructura de mercado a la que existe en Chile. Por lo demás, con la creciente oferta de gas de esquisto de este país algunos de estos terminales están siendo reacondicionados como terminales de licuefacción para exportación de GNL.

Una situación distinta es la que existe en la Unión Europea, donde los terminales de regasificación de GNL son tratados como instalaciones esenciales o estructuras cuello de botella, siendo asimilados a gasoductos aguas abajo.

En virtud de lo anterior, la normativa europea, Directiva 2009/73/CE, establece la obligación de dar acceso abierto a terceros no titulares del terminal de GNL, regulando además los casos en que el titular podrá denegar el acceso, y también las situaciones en que una exención de la obligación puede ser otorgada por el regulador.

V. 1.2. Experiencia en los terminales de regasificación respecto al otorgamiento de acceso a terceros.

GNL Quintero. En el caso del terminal de Quintero, cabe hacer presente que, durante el año 2011, GNL Chile realizó el primer *Open Season* para ofrecer capacidad de regasificación a través de una ampliación en la capacidad de regasificación que permitiría pasar de 10 a 15 millones de m³/día, el proceso resultó desierto, sin embargo la capacidad fue adquirida por las tres empresas que ya participaban del terminal y la ampliación se realizó igualmente.

En marzo de 2015, inició el funcionamiento de la ampliación de capacidad de regasificación llegando a 15 millones de m³/día y ya desde el 2014 se encuentra

²⁴ Este criterio luego se incorporó a la *Energy Policy Act*, de 2005.

²⁵ Ver Fundación Facultad de Derecho Universidad de Chile. Informe Final Marco Regulatorio Internacional de la Industria de Regasificación de Gas Licuado. Comisión Nacional de Energía, 30 de diciembre de 2010, Centro de Regulación y Competencia, pág. 21.

²⁶ Ver <http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-existing.pdf>

funcionando la ampliación del patio de carga de camiones que duplicó su capacidad a 2500 m³/día. Por lo declarado por la gerencia de GNL Chile, a la fecha, se han presentado de manera normal niveles de ocupación de la capacidad de regasificación del orden del 90%.

Durante el año 2015 se desarrolló un segundo proceso de Open Season, en que se ofertó capacidad de regasificación por hasta 3,2 millones de m³/día, en contratos de 10, 15 o 20 años y volumen mínimo de 600 mil m³/día (3 barcos anuales aproximadamente), y en donde los actuales participantes del terminal se abstuvieron de participar por decisión conjunta. Durante agosto de 2015 se presentaron las ofertas no vinculantes, en diciembre de 2015 se realizó la confirmación de las ofertas y la firma de los contratos se realizó durante marzo de 2016. El resultado del proceso en comento fue que Colbún se adjudicó 1.65 millones de metros cúbicos diarios, mientras que AES Gener 1,45 millones de metros cúbicos diarios. Los adjudicatarios suscribieron contratos de regasificación por un plazo de 20 años, y tendrán los mismos derechos que los actuales clientes del terminal, esto es, Metrogas, Endesa y ENAP²⁷.

La Fiscalía Nacional Económica, en marzo de 2014, inició de oficio una investigación referida a las condiciones de competencia en la operación del terminal GNL Quintero; que con fecha 17 de junio de 2015 resolvió archivarla dado que, a juicio de la Fiscalía, han existido instancias de apertura al público del terminal a través de los dos procesos de *Open Season*, destacando las modificaciones tendientes a mejorar las condiciones para los interesados en participar en el segundo proceso, como el veto de participación a los actuales socios, derecho de retracto, entre otros.

GNL Mejillones. En lo que concierne al terminal de regasificación de GNL ubicado en la bahía de Mejillones, con capacidad de regasificación actual de 5,5 millones de m³/día y almacenamiento de 175.000 m³.

Como se explicó supra desde 2013 su modelo de negocios es el de oferta única de servicio de regasificación y almacenamiento bajo la modalidad de contratos TUA, constituyéndose de facto en un terminal abierto.

Desde 2013 a la fecha, entonces, GNL Mejillones, a través de su página web, tiene a disposición de todos los interesados los servicios que ofrece claramente expuestos, el contrato TUA tipo con todas sus cláusulas y condiciones, el programa anual de entrega de la operación actual, las tarifas de regasificación, la capacidad disponible anualmente hasta el año 2029 y los servicios adicionales que podrían dar, como –por ejemplo– descarga a camiones. Es importante destacar que para contratar capacidad de regasificación no se requiere que se lleve adelante algún proceso licitatorio, tipo *Open Season*, especial, aun cuando al empresa ha desarrollado algunos procesos de este tipo en el pasado.

²⁷ Ver noticia en La Tercera. <http://www.latercera.com/noticia/negocios/2016/03/655-671709-9-colbun-y-aes-gener-suscriben-contratos-de-regasificacion-con-gnl-chile.shtml>

V. 2 El Transporte del GNL

El gas natural es transportado desde Quintero a las centrales eléctricas, a la refinería y a los distribuidores de las ciudades de Santiago y Valparaíso, mediante un ducto de 166 kilómetros.

El gasoducto es propiedad de la empresa Electrogas S.A. En esta sociedad anónima cerrada comparten la propiedad Endesa y Colbún S.A. (Colbún), ambas con un 42,5% de participación, y Enap, esta última con una participación de un 15,0%.

Adicionalmente, una parte menor del GNL, en la actualidad un promedio cercano al 6% del total del gas despachado por el terminal de Quintero, se transporta en camiones. Si se excluye el gas destinado a centrales termoeléctricas, este porcentaje sube al doble. De hecho, se estima que esta modalidad crecerá en forma significativa en el futuro porque la mayor parte de los planes de expansión en distribución consideran transporte criogenizado en camiones hasta plantas satelitales de regasificación (PSR).

Por su parte, GNL Mejillones está interconectado a los gasoductos NorAndino, Atacama y TalTal, por medio de los cuales se abastece el sector minero y energético del Norte Grande. También cuenta con el servicio de carga de camiones, pero en la actualidad no está siendo utilizado.

Existen diversas visiones a nivel internacional respecto si los ductos para el transporte pueden ser considerados instalaciones esenciales, aunque debe tenerse presente que, en el caso de nuestro país, el transporte de GNL por medios alternativos (camiones) es relativamente poco significativo, sin perjuicio que se proyecta un crecimiento significativo de esta modalidad. En algunos países, como los Estados Unidos, existe competencia entre ductos troncales²⁸.

Sin embargo, los ductos de transporte, dado los altos costos para replicarlos y la alta tasa de utilización que requieren para alcanzar una escala de operación rentable (existencia de economías de escala), sí pueden presentar características propias de monopolios naturales. Es por ello que a menudo se regula que las empresas propietarias de estos ductos establezcan un régimen de acceso abierto, en condiciones y con precios transparentes, objetivos y no discriminatorios.

De hecho en Chile existe una experiencia al respecto. En el año 1995 surgió la necesidad de definir el concepto de “acceso abierto” mencionado en diversas normas técnicas del Acuerdo de Complementación Económica suscrito entre las Repúblicas de Chile y Argentina, en lo relativo a las normas que regulan la interconexión gasífera y suministro de gas natural entre nuestro país y la cuenca Neuquina Argentina.

²⁸ Aunque debe tenerse presente que en este país existe una red interconectada de gasoductos, cuestión que no sucede en nuestro país ni entre zonas ni dentro de las distintas zonas (salvo en la zona norte).

Entonces, se incluyeron normas al respecto en el Decreto Supremo 263 de 5 de mayo de 1995, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprobó el reglamento sobre concesiones provisionales y definitivas para la distribución y el transporte de gas desde Argentina, conforme a las disposiciones de la Ley de Servicios de Gas.

Específicamente en el artículo 11° del referido reglamento se impuso la obligación los concesionarios de transporte de gas de operar bajo el sistema de “acceso abierto”. El mismo artículo definió “acceso abierto” como *el ofrecimiento que las empresas concesionarias de transporte de gas realicen de sus servicios de transporte en igualdad de condiciones económicas, comerciales, técnicas y de información, respecto a su capacidad de transporte disponible*.

A nivel comparado puede considerarse el caso de Estados Unidos, país en el que la competencia gasoducto a gasoducto es posible toda vez que todos ellos forman parte de una red interconectada. Asimismo, en dicho país existe la obligación de acceso abierto. En Europa Continental, por su parte, la existencia de obligación de acceso abierto de los gasoductos ha sido un importante factor para el incremento de la competencia en la industria gasífera²⁹.

V. 3 La Distribución del GNL

En lo que interesa a la consulta de autos son dos las compañías principales de distribución de gas natural, a saber: Metrogas en Santiago y en parte de la Región de O'Higgins y GasValpo³⁰ en la Región de Valparaíso, pero con recientes expansiones a La Serena, Coquimbo Los Andes y Talca.

Los accionistas de Metrogas son (i) Gasco S.A. (Gasco)^{31 32}, con una participación de un 51,84%; (ii) Compañía de Petróleos de Chile S.A. (COPEC)³³, con un 39,83%; y (iii) Gas natural Fenosa Chile SpA. (Fenosa)³⁴, con el 8,33%.

²⁹ Ver Fosco y Saavedra, “*Mercados de gas natural: análisis comparado de la experiencia internacional*”, 2003.

³⁰ Sociedad que comenzó como una empresa municipal pero que ahora pertenece a una compañía australiana de fondos de pensiones y a *Emerging Market Infrastructure Fund* (Emif).

³¹ La principal accionista de Gasco es la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), propietaria del 56,6% de sus acciones. La CGE es una empresa que entre sus activos cuenta con compañías concesionarias de transmisión y distribución eléctrica, GLP y Gas natural, entre otras. Luego de que se perfeccionara la Oferta Pública de Adquisición de Acciones presentada con fecha 11 de octubre de 2014 por Gas natural Fenosa Chile SpA (Fenosa), actualmente el principal accionista de CGE es Fenosa, con un 97,4% de las acciones. Para más información puede consultarse el link <http://www.cge.cl/inversionistas/accionistas/>

³² Empresa de distribución de Gas Licuado de Petróleo. Es la organizadora de Metrogas, compañía que fundó en 1995 para expandir sus operaciones a la distribución de gas por medio del Gasoducto Gasandes, entre Argentina y Chile, donde actualmente Metrogas es accionista.

³³ Empresa de distribución de combustibles derivados del petróleo y lubricantes. Es accionista mayoritario de Abastible S.A., empresa distribuidora de gas licuado.

Cerca de un tercio del gas natural va a consumo final (transporte 2%; Industria y Minería 45%; comercio, 7%; público, 2%; residencial, 28%; y, los subsectores de energía, 16%) mientras que dos tercios van a centros de transformación (en un 90% a la producción de electricidad).

Desde la óptica económica la distribución por medio de redes, como es el caso de la electricidad, el agua o el gas, enfrentan economías de escala, o más precisamente de densidad. En efecto, una vez desplegada la red en áreas densamente pobladas la conexión de un nuevo cliente en el margen cuesta menos que el costo promedio de conectar a todos los clientes del área respectiva. Por lo mismo, a medida que los clientes se sitúan en sectores más alejados de las áreas densamente pobladas, conectar a los usuarios que están más separados entre sí es más caro. En estos casos es más barato surtir de GLP a esos clientes hasta que se alcance una “densidad crítica” de clientes, que justifique la extensión de las redes de distribución de GN.

En lo que al mercado de gas natural de consumo urbano en nuestro país se refiere, cabe señalar que los principales centros de consumo son el área metropolitana de Santiago y de la conurbación del Gran Valparaíso, lo que es consistente con lo expuesto en el párrafo anterior. Además, y como se reseñó *supra* hasta el momento y en general, las zonas en las que se han desplegado las redes de distribución corresponden a aquellas en las que, además de ser relativamente densas poblacionalmente, se sitúan los consumidores de mayores ingresos relativos (como Santiago, Ñuñoa, Providencia, Las Condes o Vitacura, en el caso de la Región Metropolitana), puesto que lo relevante es la densidad de consumo más que la densidad poblacional. Mientras, para los consumidores de las comunas con menores ingresos relativos de sus habitantes la demanda de gas es satisfecha por la oferta de GLP. Ello se relaciona con los altos precios relativos a consumidor que se observan en Chile, como se tratará en la sección siguiente.

VI. Consideraciones sobre el nivel de los precios del GN a nivel de clientes

En Chile se observan precios de gas relativamente altos a nivel de cliente final. Como consecuencia de lo anterior, el consumo de GN ha sido y es relativamente bajo en comparación a otros países de la región. Por ejemplo, el consumo total en el 2012 alcanzó los 4,9 Gm³, en circunstancias de que Venezuela y Brasil consumen en exceso de 30 Gm³, mientras el mercado de Colombia es de alrededor de 8,5 Gm³. Esto, podría apuntar a un mercado relativamente subdesarrollado, con un exceso de capacidad y altos costos de productos. Así se consigna en un estudio publicado por el Banco Mundial en 2015³⁵.

³⁴ En octubre del año 2015, GasFenosa adquirió el 8,33% de Metrogas que antes era propiedad del grupo industrial Trigas S.A.

³⁵ “*ImproSextang Natural Gas Distribution in Chile*” realizado para el Banco Mundial por DaSextang Reinstein, Janina Franco y Fernando Lecaros y publicado en agosto de 2015. Esta sección está enteramente extraída del mencionado informe.

El mismo estudio del Banco Mundial afirma que, al realizarse una comparación detallada de precios del gas natural con otros países, se obtienen los siguientes resultados³⁶:

- (i) En un mercado grande, como España, que depende de importaciones de GNL para su abastecimiento, el precio de cliente residencial se encuentra en el orden de los US\$32/MBtu, con costos de suministro en la planta regasificadora similares a Chile (US\$10/MBtu) y un margen de costo de red importante de US\$17/MBtu;
- (ii) En Colombia, que cuenta con producción propia y donde los precios son regulados, los precios varían ampliamente entre una región productora, como la Costa del Atlántico (alrededor de los US\$5/MBtu para los usuarios industriales en Barranquilla) y el interior (Bogotá), que requiere transporte por ducto y donde los precios se encuentran entre los US\$12 a los US\$14/MBtu para consumidores similares;
- (iii) Los costos de red en países como Francia, Alemania y el Reino Unido, llevan a márgenes de incrementos de costo de un rango de US\$4-6/MBtu.

En consecuencia, según el Banco Mundial, de acuerdo con estos ejemplos, pareciera necesario indagar en las causas tanto de los costos de red en la región central de Chile como de los costos de transporte por ducto. Asimismo es importante indagar en las causas de los costos de distribución más altos impuestos en los clientes.³⁷

Una hipótesis que se ha puesto de relieve³⁸ es que los precios más altos podrían deberse a circunstancias fuera del control de las empresas de distribución. En especial, la raíz del problema podría encontrarse en el exceso de capacidad de las líneas de gas, dado que los costos de la red deben ser cubiertos por un volumen de ventas de gas relativamente pequeño para la capacidad de la red³⁹. Largos periodo de exceso de capacidad son frecuentes en los proyectos de infraestructura, debido a la lenta maduración del mercado y la penetración de una nueva fuente de energía. La consecuencia de tal capacidad de exceso es que se debe pagar un precio más alto de inversión en la red, al menos durante los primeros años. A medida que el mercado crece y los volúmenes de venta física aumentan, el exceso de capacidad es absorbido y los precios pueden empezar a disminuir. Actualmente, no se cuenta con la información suficiente para probar esta hipótesis en el sistema chileno.

De cualquier forma es necesario considerar para el análisis de las causas que inciden en la capacidad utilizada de las líneas de gas el de la relativa menor duración de las estaciones frías en el país y que las temperaturas son relativamente moderadas.

³⁶ *Ibidem.*

³⁷ *Ibidem.*

³⁸ *Ibidem.*

³⁹ *Ibidem.*

VII. La Regulación de la Industria del Gas Natural

La normativa relevante atinente a la industria que nos ocupa es la siguiente: (i) Ley N° 323 de 1931, “Ley de Servicios del Gas” (LSG), modificada en 1989; (ii) Decreto Supremo 263 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 1995, Reglamento sobre concesiones provisionales y definitivas para la distribución y el transporte de gas; Decreto N° 67 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2004, Reglamento de servicio de gas de red.; y, Decreto N° 280 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo de 2009, Reglamento de seguridad para el transporte y distribución de gas de red.

En términos generales puede destacarse que la normativa entrega al sector privado, por completo, la tarea de desarrollar la industria del gas natural, en un ambiente de relativa baja carga regulatoria, si se compara con la institucionalidad comparada. Las principales actividades reguladas son la distribución de gas mediante redes y, en menor grado, el transporte de gas mediante ductos. Ambas actividades requieren concesiones. Otro punto destacable en lo que a la consulta de autos interesa, es que en la normativa sectorial no existen limitaciones a la integración vertical u horizontal en esta industria;

Ahora bien, en particular, la LSG establece en su artículo 1° que el Estado entrega concesiones para establecer, operar, y explotar el servicio público de distribución de gas de red. En el mismo cuerpo legal, se define como servicio público de distribución de gas: *el suministro de gas que una empresa concesionaria de distribución efectúe a clientes o consumidores ubicados en sus zonas de concesión, o bien a clientes o consumidores ubicados fuera de dichas zonas que se conecten a las instalaciones de distribución de la concesionaria mediante redes propias o de terceros.*” (artículo 2° LSG).

Por su parte, el artículo 30° de la LSG señala textualmente que “[l]as empresas de gas que realicen suministro de este producto a consumidores, o entre sí, fijarán los precios o tarifas del suministro de gas y de los servicios afines que correspondan. **El esquema tarifario que establezca libremente cada empresa de servicio público de distribución deberá determinar sectores de distribución en los cuales los precios de venta a consumidores, con consumos de similares características, sean los mismos, de tal forma que no se produzca discriminación entre ellos (...)**⁴⁰.”(destacado añadido).

En el artículo citado precedentemente se consagran, entonces dos importantes principios: (i) **la libertad de precios** como régimen general para las empresas concesionarias y, (ii) **la prohibición de discriminar entre usuarios con consumo equivalente**.

⁴⁰ Las normas respectivas no son aplicables a los suministros y servicios de gas que las empresas distribuidoras de gas de red de la XII Región de Magallanes y de la Antártica Chilena -operen éstas con o sin concesión- efectúen a sus consumidores.

Sin perjuicio de ello y tal como se señaló *supra*, el artículo 31° de la LSG establece que, no obstante la vigencia del régimen de libertad tarifaria establecido en su artículo 30°, para los suministros de gas y servicios afines que las empresas distribuidoras de gas efectúen a sus consumidores, con excepción de la Región de Magallanes, el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) “...podrá emitir una resolución solicitando al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción⁴¹ la fijación de las tarifas del suministro de gas y servicios afines a todo consumidor de una determinada zona de concesión de servicio público de distribución de gas que individualmente consuma mensualmente menos de 100 Gigajoule...” cuando se demuestre que con el sistema tarifario que haya establecido la empresa concesionaria para el servicio público de distribución de gas los ingresos de explotación que se produzcan a lo largo de un año calendario le permiten obtener a los bienes de su zona de concesión una tasa de rentabilidad económica superior en cinco puntos porcentuales a la tasa anual de costo de capital definida en el artículo 32° de la LSG⁴². Además de esta condición, el H Tribunal para emitir su resolución podrá considerar los antecedentes adicionales que estime pertinentes.

Como una manera de coadyuvar al monitoreo del mercado para los efectos de detectar la concurrencia de una eventual falla de mercado, la Comisión Nacional de Energía, uno de los organismos reguladores del sector energético, realiza un chequeo anual de la rentabilidad sobre activos de cada una de las empresas concesionarias.

En caso que se demuestre que los ingresos de explotación que se produzcan a lo largo de un año calendario le permiten obtener a los bienes de la zona de concesión una tasa de rentabilidad económica superior en cinco puntos porcentuales a la tasa de costo anual de capital que determina el Ministerio de Energía anualmente, se activa la potestad del H. Tribunal de solicitar a dicha Secretaría de Estado la fijación de las tarifas del suministro de gas y servicios afines a todo consumidor de una determinada zona de concesión de servicio público de distribución de gas que individualmente consuma mensualmente menos de 100 Gigajoule⁴³. (artículo 31° LSG). El H. Tribunal para realizar el análisis necesario para emitir su resolución acerca de la necesidad de que el

⁴¹ Esta referencia debe entenderse hecha al Ministerio de Energía en virtud de lo dispuesto en el artículo Artículo 15 de la Ley 20.402 que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al Decreto Ley N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales.

⁴² El artículo 32° del DFL 323 establece que la Tasa de Costo Capital (TCC) que deberá utilizarse para determinar la rentabilidad de las empresas concesionarias de distribución de gas de red para los fines establecidos en el artículo 31° de dicha ley, será calculada por el Ministerio de Energía. Para determinar esta tasa, de acuerdo a la ley, deberá considerarse el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, y el premio por riesgo de mercado. La LSG señala, asimismo, que en todo caso la TCC anual no podrá ser inferior a un 6%.

⁴³ **Joule** es una unidad de trabajo, energía y cantidad de calor del Sistema Internacional de Unidades, de símbolo J, que equivale al trabajo producido por la fuerza de 1 newton al desplazar un cuerpo una distancia de 1 m en la misma dirección y sentido. **Gigajoule** (GJ) es igual a mil millones (10⁹) joules. 6 GJ es aproximadamente la cantidad de energía química potencial contenida en un barril de petróleo, cuando éste se quema.

Ministerio de Energía ejerza su potestad tarifadora, podrá considerar los antecedentes adicionales, distintos a la rentabilidad, que estime pertinentes⁴⁴.

Desde la reforma a la LSG del año 1989, la CNE ha realizado el chequeo de rentabilidad en comento para los años 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014. Los resultados de los chequeos de rentabilidad efectuados por esta Comisión, se consignan *infra*.

Por último, actualmente se discute en el Senado, en segundo trámite constitucional, una reforma a la LSG cuyas características más relevantes son que: (i) establece la metodología y procedimientos para llevar a cabo los chequeos de rentabilidad; (ii) mantiene el criterio de tasa de rentabilidad límite, pero establece techos más bajos en un período de tiempo mayor con el fin de configurar el potencial exceso de utilidades; (iii) refuerza la facultad de la CNE para realizar chequeos anuales de rentabilidad, así como establece un proceso de solución de controversias ante el Panel de Expertos. En caso de que se determine el exceso de rentabilidad económica promedio en un período móvil de tres años se gatilla, por el solo ministerio de la ley, la fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicables a los consumidores o clientes de dicha empresa en una determinada zona de concesión. Dichas tarifas serán denominadas como tarifas garantizadas, las cuales no podrán discriminar entre consumidores de una misma categoría o sector tarifario en su aplicación. La condición de tarifa garantizada implica que todos los consumidores, que de acuerdo a lo establecido en la ley queden sujetos a esta tarifa, tendrán siempre derecho a recibir los tipos de servicios de gas por parte de la empresa concesionaria según las condiciones de calidad y precio establecidas para cada uno de ellos en el decreto respectivo, no pudiendo la empresa concesionaria negar esta tarifa al consumidor que lo solicite. La tarificación de estos servicios tiene una duración de 4 años. La libre determinación de precios persiste para el resto de los servicios.; (iv) establece un sistema reglado y detallado de tarificación, en base a empresa eficiente y por zona de concesión; y, (v) establece un mecanismo de compensación para los clientes en caso de constatar un exceso de rentabilidad.

VIII. Resultados de los chequeos de rentabilidad efectuados por la Comisión Nacional de Energía para los años 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014.

A partir de la información recopilada y analizada de acuerdo a la metodologías asociada al chequeo de rentabilidad de las empresas titulares de concesiones estatales para establecer, operar, y explotar el servicio público de distribución de gas de red -latamente explicada en esta sede por la CNE en su presentación en los autos Rol NC 426-14- las rentabilidades sobre activos obtenidas por la concesionarias Metrogas, GasValpo, Gas Sur, Intergas y Lipigas, para los años 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014 son las siguientes:

⁴⁴ Cabe señalar que el régimen descrito es aplicable a todo el país excepto a la XII Región de Magallanes y de la Antártica Chilena (artículo 34° LSG). Esta zona del país, dada su relativamente alta utilización del gas de red para sus necesidades energéticas y sus características, geográficas, climáticas y económicas, tiene un tratamiento especial..

Cuadro N° 2: Rentabilidades sobre activos de las concesionarias de distribución de gas de red para los años 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014.

Rentabilidad Empresas de gas de red					
	2010	2011	2012	2013	2014
METROGAS	9,2%	10,4%	11,4%	16,9%	12,2%
GASVALPO	4,0%	4,9%	4,9%	8,3%	6,8%
GASSUR	7,0%	8,5%	7,9%	4,7%	5,9%
INTERGAS	2,9%	0,6%	3,0%	2,5%	6,8%
LIPIGAS	6,5%	s/i	4,9%	5,6%	4,9%

Fuente: Elaboración propia utilizando datos analizados por la CNE en los procedimientos de chequeo de rentabilidad realizados en los años respectivos

IX. Acerca de la competencia que enfrenta el gas natural por parte de otros energéticos.**IX.1 Aspectos generales**

Desde la óptica del producto y para efectos de identificar aquellas fuentes energéticas que pudiesen competir con el gas natural, es importante tener presente la diferenciación entre clientes residenciales y comerciales, por una parte, e industriales por la otra.

Los clientes residenciales y comerciales utilizan el gas natural para cocinar, calentar agua y calefaccionar. En consideración a ello podrían considerarse como productos competidores del GNL los indicados en las figuras 2 y 3 *supra*, esto es, el GLP, la electricidad, la parafina o kerosene e incluso la leña y la biomasa, estos dos últimos energéticos sólo en las zonas en que no está prohibido su uso por razones ambientales. Ello sin pronunciarse sobre la calidad de sustitutos efectivos que ellos posean.

En el sector industrial las alternativas al GNL son aquellas indicadas en la figura 2 *supra*.

Desde una perspectiva geográfica pareciera razonable circunscribir para los efectos de esta consulta, los análisis de competencia a las respectivas zonas de concesión de cada una de las empresas distribuidoras de gas natural.

Sin perjuicio de lo anterior, deben tenerse presente en el análisis de competencia las limitaciones a la rivalidad en los mercados concernidos que pudieren derivarse de lo expuesto en las subsecciones V.1 y V.2 de referidas al segmento de la producción y del transporte de gas natural.

Asimismo, debe tenerse presente que la presión competitiva que impone el GLP al gas natural en el sector residencial y comercial puede verse afectada negativamente por el

hecho de que, como se desprende de los párrafos número 57 y 58 de la subsección V.3. ambos energéticos son distribuidos por empresas que pertenecen al mismo grupo controlador y que, por lo tanto, podrían considerarse para efectos del análisis de competencia como integrantes de un mismo agente económico.

Por otro lado, tal como se indicó en el párrafo 58, Copec -principal distribuidor de combustibles y lubricantes en el país- es accionista de Metrogas y la Compañía General de Electricidad (CGE) es la empresa que controla a Gasco, controladora a su vez de Metrogas.

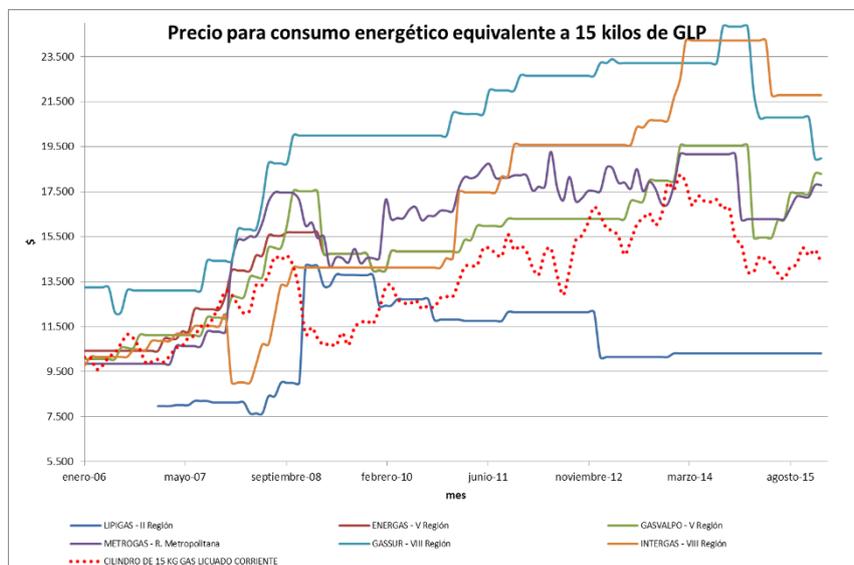
CGE es uno de los conglomerados energéticos más importantes del país, concentrando su actividad en el sector eléctrico y gasífero en Chile desde Arica a Puerto Williams. Entre sus activos se cuentan 7 empresas de distribución eléctrica entre ellas CGE Distribución y Edelmag; las empresas de transmisión eléctrica Transnet y Transemel; y, las de distribución de GN y GLP, Metrogas, Gasco, Gasco GLP, Gas Sur, Innergy. Por medio de algunas de estas empresas gasíferas, CGE tiene intereses en GNL Quintero y Gasoducto del Pacífico.

X. .2 Relación entre los precios del GNL y el GLP

Esta Comisión considera que puede resultar útil para el análisis de competencia que el H. Tribunal debe realizar, aportar algunos antecedentes que muestran la relación entre los precios del Gas natural, distribuido por diferentes empresas en sus respectivas áreas de concesión y el precio del GLP, que se distribuye en todas ellas.

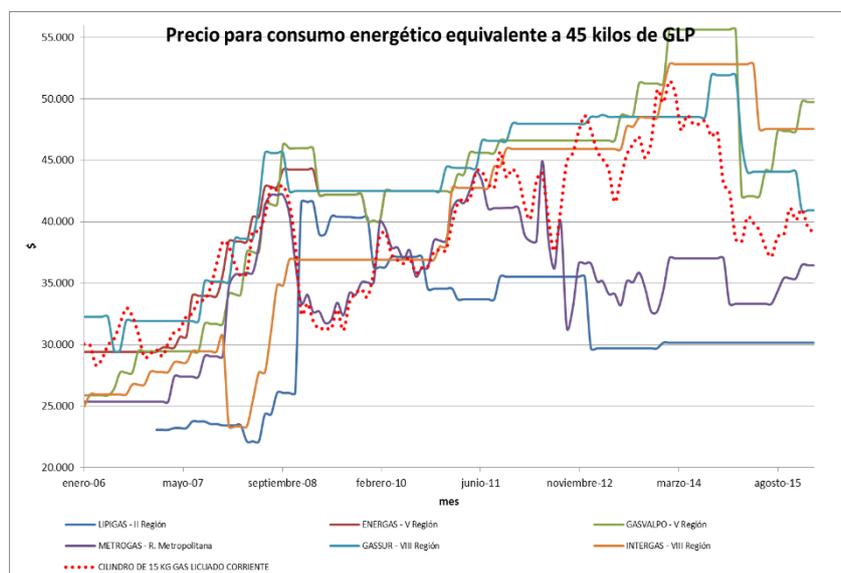
Para hacer la comparación pertinente se considerado un consumo equivalente a 15 y 45 kilos de GLP, y calculando el valor del GN para ese equivalente energético considerando solo la tarifa de gas vigente al día 15 de cada mes para cada una de las empresas distribuidoras de gas natural, los precios del GLP corresponden a la comuna de Santiago. Los resultados se muestran en los siguientes dos cuadros.

Gráfico N° 2: comparación de precios GN y GLP para consumo equivalente a 15 kilos de GLP entre enero de 2006 y febrero de 2016.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos de la industria recopilados por la CNE

Gráfico N° 3: comparación de precios GN y GLP para consumo equivalente a 45 kilos de GLP entre enero de 2006 y febrero de 2016.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos de la industria recopilados por la CNE

X. La toma de control de Metrogas por Gas natural FENOSA

En el mes de noviembre de 2014 CGE fue incorporada al grupo multinacional de origen español Gas natural Fenosa. Esta compañía tiene una vasta experiencia internacional en la integración del gas y la electricidad, con presencia en más de 30 países y con más de 23 millones de clientes.

La toma de control de CGE por Gas natural Fenosa no implicó un cambio instantáneo en la estructura del mercado en el que participa Metrogas, sin perjuicio de que debe tenerse presente que la compañía controladora, dada su escala y su presencia global en la exploración, producción y transporte de GN, podría acceder a precios inferiores del gas natural licuado que los que estaban al alcance de Metrogas antes de la operación que se analiza en autos.

En consideración a lo precedentemente expuesto y teniendo presente la capacidad de su controladora española de realizar importantes inversiones para expandir redes, es dable presumir que Metrogas aumentará su preponderancia económica en los mercados en los que directa e indirectamente participa⁴⁵.

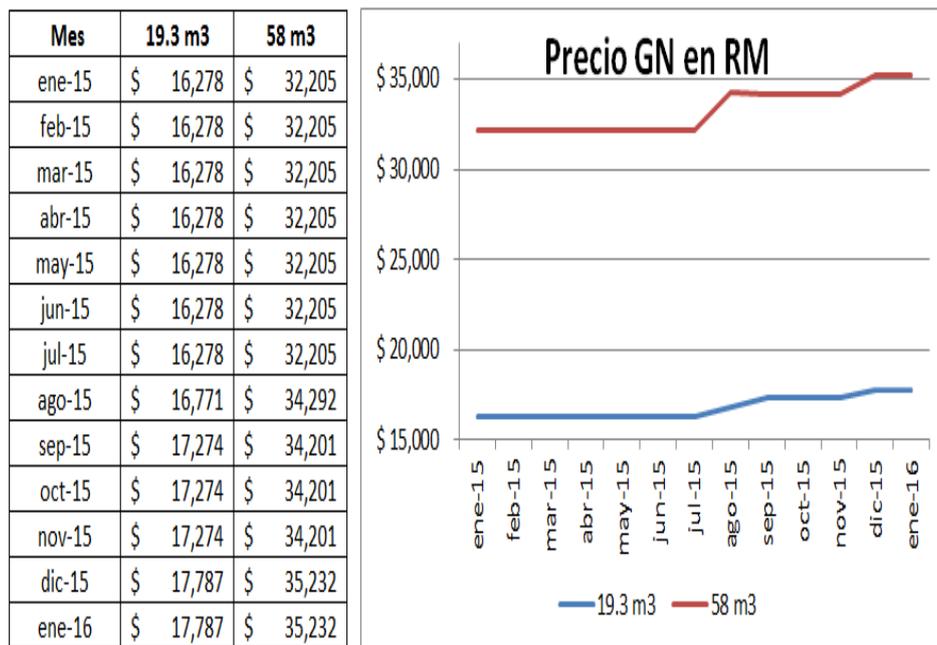
XI. Los precios de Metrogas a clientes residenciales en la Región Metropolitana después de la toma de control de Metrogas por parte de Gas natural FENOSA.

Podría considerarse para el análisis que debe realizar el H. Tribunal con miras a ejercer - si lo estima necesario y procedente- sus potestades extrajurisdiccionales, el comportamiento de los precios a consumidores residenciales de Metrogas desde la toma del control de la compañía por parte de Gas Natural Fenosa. En razón de ello, los párrafos que siguen se centran en la variación de precios de Metrogas en la Región Metropolitana (RM) desde enero de 2015 a la fecha y su relación con los costos de producción que dicha compañía ha enfrentado en el mismo período.

Entre enero de 2015 y enero de 2016 se ha observado que los precios a clientes residenciales de la RM se ha incrementado en un 9% aproximadamente. El comportamiento de los precios para un consumo mensual de 19,3 m³ y 58 m³ de gas natural, equivalente a un cilindro de 15 y 45 kilos de GLP respectivamente, se muestra en la siguiente tabla de valores y gráfico:

Cuadro N° 3 y grafico N°4: Comportamiento de los precios del GN en la región metropolitana

⁴⁵ Metrogas ha dado a conocer un plan de inversión de US\$1.100 millones en 10 años mediante el que pretende conectar 800 mil nuevos hogares a su red. En los primeros cinco años el plan contempla una inversión de US\$700 millones que permitirá expandirse a siete nuevas regiones y profundizar el uso en las zonas donde ya está presente. Las nuevas regiones a las que Metrogas ha declarado que buscará proveer de gas natural son las de Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Maule, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos a las que se suman la Región Metropolitana y la de O'Higgins donde Metrogas ya tiene operaciones. Noticia disponible en
<http://www.metrogas.cl/empresa/index.php?controller=noticiasmetrogas&page=3>.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos de la industria recopilados por la CNE

Sin embargo, esta variación de precios no se condice con el comportamiento del valor de los combustibles, que se utilizan como indexadores de la fórmula del contrato de abastecimiento que mantiene Metrogas con BG.

La CNE en su labor de permanente monitoreo de los mercados que debe fiscalizar ha revisado los contratos de suministro de Metrogas. En base análisis de los mismos procedió a realizar una simulación del valor del contrato utilizando los valores promedios mensuales del crudo Brent y del Henry Hub⁴⁶. De esta simulación, se observa que la variación porcentual para ese mismo periodo es de aproximadamente un 36% a la baja.

Adicionalmente, la CNE también monitorea los registros de importación de energéticos que se declaran al Servicio Nacional de Aduanas y se constató que el comportamiento de los valores CIF, declarados para todas las importaciones de GNL asociadas al terminal de Quinteros, poseen la misma tendencia que los valores simulados por la CNE, en este caso se observa una caída de un 30% entre enero de 2015 y diciembre de 2015.

⁴⁶ El **crudo Brent** es un tipo de petróleo que recibe su nombre del yacimiento Brent, en el Mar del Norte. Su precio se utiliza internacionalmente como referencia para un 78% de las diferentes Variedades de crudo. Por su parte, “**Henry Hub**” es la denominación de un punto nodal de ductos de gas natural ubicado en el estado de Louisiana en Estados Unidos. El precio en el que se tranza el gas en ese punto se utiliza como referencia para determinar precios en contratos de la industria.

ANINAT SCHWENCKE & CIA

Av. Los Conquistadores 1700, Piso 16

Santiago, Chile

Tel:(56 2) 887-2200

Fax:(56 2) 887-2299

www.asyc.com

En un gráfico separado se mostrará la simulación, realizada por la CNE, del comportamiento de los costos del GNL para Metrogas en los últimos 13 meses, utilizando los valores promedios mensuales del crudo Brent y del Henry Hub.

En este análisis, dado que se trata de productos importados, se verifica el impacto de la variación de tipo de cambio. Se observa que el tipo de cambio se ha incrementado en el último año, sin embargo, al aplicar el efecto del dólar sobre el precio simulado del contrato de Metrogas, la variación entre enero de 2015 y enero de 2016 corresponde a una disminución de un 25% como se ve en el gráfico precedente.

Quedamos a su disposición para aclarar o complementar cualquier aspecto del presente informe.