



Estudio de Mercado del Gas (EM06-2020)

División Estudios de Mercado

Santiago, diciembre de 2021

Equipo División Estudios de Mercado¹:

Sebastián Castro Quiroz, Jefe División
Felipe Castro Altamirano, Subjefe División
Luis Muñoz Chaparro, Economista
María de la Luz Daniel Cruz, Abogada
Benjamín Leiva Silva, Economista

¹ Adicionalmente se contó con el apoyo del economista de la División Antimonopolios Bastián Gómez Rivera, de la Licenciada en Ciencias Jurídicas y Sociales Laura Costabal Puga y del estudiante de Derecho Joaquín Pineda Yáñez.

INDICE

I.	RESUMEN EJECUTIVO	10
A.	Mercado de Gas Licuado de Petróleo (GLP)	11
i.	Importación y almacenamiento de GLP	11
ii.	Competencia entre distribuidores mayoristas de GLP	13
iii.	Restricciones verticales entre distribuidores mayoristas y minoristas de GLP	18
B.	Mercado de Gas Natural (GN)	20
i.	Transporte del GN	20
ii.	Límites de rentabilidad en la distribución de GN	21
C.	Integración horizontal entre GLP y GN	23
D.	Recomendaciones	24
II.	ASPECTOS GENERALES	29
A.	Historia del gas en Chile	29
B.	Regulación y funcionamiento del mercado de GN	37
C.	Regulación y funcionamiento del mercado del GLP	57
D.	Principales actores del mercado	61
i.	Ministerio de Energía	61
ii.	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	61
iii.	Comisión Nacional de Energía	64
iv.	Empresa Nacional de Petróleo	67
v.	Oferentes	68
vi.	Demandantes	73
E.	Indicadores de competencia	74
i.	Concentración de Mercado	74
ii.	Comparación horizontal de precios	76
iii.	Márgenes	78

III.	MERCADO DEL GAS LICUADO DE PETROLEO	80
A.	Relaciones verticales entre proveedores y comercializadores	80
i.	Marco conceptual de estructuras verticales	81
ii.	Proveedores de GLP	87
iii.	Uso de canales según comercializador	89
iv.	Costo de adquisición del GLP	91
B.	Competencia entre distribuidores mayoristas de GLP	93
i.	Hipótesis	94
ii.	Relevancia de la hipótesis	94
iii.	Transmisión asimétrica de precios	107
iv.	Test de equilibrio cooperativo	125
v.	Conclusiones	135
C.	Relaciones verticales en la distribución de GLP envasado	136
i.	Relevancia de las relaciones verticales	136
ii.	Implicancias de las relaciones verticales	144
iii.	Conclusión	150
IV.	MERCADO DEL GAS NATURAL	152
A.	Relaciones verticales entre proveedores y comercializadores	152
i.	Proveedores de GN	153
ii.	Descomposición de las compraventas de GN en el mercado secundario	154
iii.	Costo de adquisición del GN	159
B.	Transporte y distribución de GN	162
i.	Redes de transporte	163
ii.	Redes de distribución	170
C.	Relaciones verticales entre segmentos regulados y desregulados	181
i.	Marco regulatorio	181
ii.	Integración vertical entre Metrogas y Agesa	183

iii.	Metodología para estimar el impacto de la relación vertical entre Metrogas y Agesa	186
iv.	Resultados	188
v.	Conclusiones	192
V.	RELACIONES HORIZONTALES ENTRE GLP Y GN	193
A.	Marco conceptual	193
B.	Posibles efectos de la integración horizontal	197
C.	Estrategia empírica	199
D.	Resultados	201
E.	Conclusiones	206
VI.	PROPUESTAS	207
A.	Prohibición de distribuidores mayoristas de participar directa o indirectamente en el mercado minorista de GLP	207
B.	Regulación del acceso abierto a redes de GN	210
C.	Regulación del límite de rentabilidad de las distribuidoras de GN	214
	BIBLIOGRAFÍA	215

TABLAS

Tabla 1: Frecuencia de las órdenes de compra	103
Tabla 2: Resultados regresiones transmisión asimétrica de precios	117
Tabla 3: Resultados regresiones transmisión asimétrica de precios, sin asimetría de largo plazo.....	122
Tabla 4: Resultados del test de equilibrio cooperativo	132
Tabla 5: Distribución del número de meses que un minorista se mantiene sin cambiarse de proveedor mayorista (2012-2020).....	142
Tabla 6: Ventas de GN por proveedor	155
Tabla 7: Compras de GN por comercializador	157
Tabla 8: Factores que afectan el precio del GN	161
Tabla 9: Relaciones de propiedad de gasoductos.....	163
Tabla 10: Promulgación y operación de concesiones	172
Tabla 11: Velocidad de expansión de red y contratación de clientes	178
Tabla 12: Resultado del modelo de Diferencias en Diferencias	189
Tabla 13: Impacto medido en pesos chilenos por m3 de gas natural	190
Tabla 14: Resultados del modelo de Diferencias en Diferencias para distintos grupos de control.....	192
Tabla 15: Efecto de la Integración Horizontal en el Precio del GLP	202
Tabla 16: Efecto de la Integración Horizontal en el Precio del GN.....	204

FIGURAS

Figura 1: Infraestructura y estructura propietaria en el mercado del gas natural	71
Figura 2: Infraestructura y estructura propietaria en el mercado del GLP.....	72
Figura 3: Índice de concentración en el mercado del GLP	74
Figura 4: Índice de concentración a nivel comunal.....	75
Figura 5: Evolución de precios del GLP envasado.....	76
Figura 6: Evolución de precios del GLP a granel	77
Figura 7: Evolución de precios del GN.....	77
Figura 8: Comparación de precios	78
Figura 9: Evolución márgenes GLP	79
Figura 10: Evolución márgenes GN	79
Figura 11: Relación vertical con monopolio aguas arriba y abajo.....	83
Figura 12: Relación vertical con monopolio aguas arriba y competencia aguas abajo	85
Figura 13: Proveedores de GLP según canal de adquisición	88
Figura 14: Uso de canales según comercializador de GLP	90
Figura 15: Costo mensual promedio por kg de GLP.....	92
Figura 16 Concentración a anual, agregado nacional	95
Figura 17: Boxplot del índice de concentración anual y nacional a nivel de mercado producto	96
Figura 18: Evolución de las ventas mensuales de los incumbentes por sub canal de distribución	97
Figura 19: Evolución de las ventas anuales de los incumbentes por formato de cilindro..	98
Figura 20: Boxplot del índice de concentración anual y nacional para principales mercado-productos.....	99
Figura 21: Boxplot del índice de concentración anual para las distintas provincias del país	99
Figura 22: Evolución mensual de la demanda y comparación con temperatura promedio nacional	101
Figura 23: Regularidad de las órdenes de compra.....	102
Figura 24: Importancia relativa de las compras anuales de sub distribuidores por mayorista	104
Figura 25: Evolución de los precios de ventas por sub canal de distribución	108

Figura 26: Evolución de precios de adquisición mayorista de GLP e internacionales de combustibles.....	108
Figura 27: Evolución de precio de venta, costo de adquisición y margen por sub canal	110
Figura 28: Funciones de respuesta acumulada.....	118
Figura 29: Asimetría – diferencia entre el costo de un incremento y el beneficio de un decremento.....	119
Figura 30: Demanda realizada versus predicción	129
Figura 31: Respuesta de margen ante fluctuaciones en el volumen esperado.....	133
Figura 32: Número de mayoristas distintos a los que compra un minorista en un periodo	141
Figura 33: Importancia de segmento multimarca en términos del volumen de ventas....	142
Figura 34: Proveedores de GN en segmento de comercialización	153
Figura 35: Volúmenes de compra por comercializador	158
Figura 36: Costo de adquisición promedio de comercializadores.....	159
Figura 37: Distribución territorial de gasoductos seleccionados	164
Figura 38: Dispersión de uso de capacidades en tramos de gasoductos	167
Figura 39: Infraestructura proyecto GNL Talcahuano.....	169
Figura 40: Concesiones otorgadas en Osorno y Puerto Montt	171
Figura 41: Expansión territorial en redes maduras al 2020	174
Figura 42: Expansión territorial en redes incipientes al 2020	176
Figura 43: Intensidad de uso de redes de distribución	180
Figura 44: Relaciones contractuales entre Metrogas, Agesa, GNL Chile y Shell (anteriormente British Gas).....	184
Figura 45: Precios y costos de gas natural para la Metrogas y la Empresa H.....	185
Figura 46: Test de tendencias paralelas	187
Figura 47: Comparación Márgenes Empresas de GN.....	187
Figura 48: Estimación de los ingresos e impacto en los precios, producto de la integración vertical entre Metrogas y Agesa.....	191
Figura 49: Comparación IHH y IHHG	197
Figura 50: Comparación de precio del GLP envasado	198
Figura 51: Comparación de precio del GN	198
Figura 52: Efecto estimado en el precio del GLP	206

ABREVIACIONES

Brent:	Petróleo Brent.
CEOP:	Contratos Especiales de Operación Petrolera.
CNE:	Comisión Nacional de Energía.
DFL	Decreto con Fuerza de Ley
DL:	Decreto Ley.
ENADI:	Empresa Nacional de Distribución de Combustible.
ENAP:	Empresa Nacional de Petróleo.
FNE:	Fiscalía Nacional Económica.
GLP:	Gas Licuado de Petróleo.
GN:	Gas Natural.
GNL:	Gas Natural Licuado.
IHH:	Índice de Herfindahl Hirschman.
IHHG:	Índice de Herfindahl Hirschman Generalizado.
ITO:	Operador Independiente de Transportes.
IVA:	Impuesto al Valor Agregado.
MS	Modelo Simple.
MVEC:	Modelo Corrección Vectorial.
OCDE:	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.
PIB:	Producto Interno Bruto
PSR:	Plantas Satelitales de Regasificación
SEC:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
TCC:	Tasa de Costos de Capital.
TDLC:	Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.
TREM:	Tasa de Rentabilidad Económica Máxima.
USD:	Dólar Estadounidense
UTM:	Unidad Tributaria de Fomento.
VAD:	Valor Agregado de Distribución.
VGISD:	Valor del Gas al Ingreso del Sistema de Distribución.
VNR:	Valor Nuevo de Reemplazo.
WTI:	Petróleo West Texas Intermediate.

I. RESUMEN EJECUTIVO

El estudio de mercado que se desarrolla en este documento se enfoca en el mercado del gas. Abarca todos los eslabones del mercado de gas licuado de petróleo (indistintamente, “GLP”) y del mercado de gas natural (indistintamente, “GN”). El inicio de este estudio se fundamentó en una serie de razones que se encuentran en la minuta de lanzamiento de fecha 23 de noviembre de 2020².

En ella se listan cuatro motivos principales que, en opinión de la Fiscalía Nacional Económica (“FNE”), ameritaban iniciar un estudio de este mercado. En particular, se mencionó que resultaba de interés la estructura de propiedad horizontal por la integración existente en muchos mercados geográficos, la estructura vertical por existir un alto grado de integración a nivel nacional, los diferenciales de precios observados entre los distintos formatos de los combustibles, así como la asimetría regulatoria que existe entre el gas y el resto de los servicios básicos, que están sujetos a regulación desde el punto de vista económico, mientras que el gas en gran parte funciona bajo las reglas del mercado.

La hipótesis de falta de competencia para este estudio fue la siguiente: *“existen espacios en el mercado del gas que no se encuentran funcionando de forma adecuada desde el punto de vista de la competencia, lo que estaría provocando que las condiciones comerciales a las que pueden acceder consumidores mayoristas y minoristas en el país no sean las óptimas”*.

Para el desarrollo del estudio se recopiló información de diversas fuentes, lo que permite contar con un set de datos inédito para el análisis del mercado del gas. Debe destacarse que los actores del mercado aportaron la información requerida por la FNE de manera expedita y completa. Las principales fuentes de información que se tuvieron a la vista para desarrollar el presente informe fueron las siguientes:

- Información detallada de la operación de los distribuidores mayoristas de GLP;
- Información detallada de la operación de los distribuidores de GN;
- Historia y regulación del sector;
- Reuniones sostenidas con distintos actores del mercado, incluyendo distribuidores mayoristas de GLP, distribuidores de GN, distribuidores minoristas de GLP, expertos y autoridades estatales.
- Un informe económico del profesor Alexander Galetovic enviado por Empresas Gasco S.A. (“Gasco”); y
- Un informe económico de Compass Lexecon enviado por Empresas Lipigas S.A. (“Lipigas”).

² FNE División Estudios de Mercado, «Minuta de lanzamiento del Estudio sobre el Mercado del Gas», Rol N°EM06-2020, 23 de noviembre de 2020, disponible [aquí](#).

La FNE ha contado con la asesoría permanente de los académicos Juan Pablo Montero (Pontificia Universidad Católica de Chile) y Eduardo Saavedra (Universidad Alberto Hurtado). Adicionalmente, el economista de la Universidad de Oxford, Christopher Decker, ha escrito a solicitud de la FNE un informe, adjunto como Anexo A, que describe y analiza alternativas de política pública para fortalecer la competencia en el mercado del gas en Chile.

Como antecedente previo y general al análisis del mercado del gas, se debe tener presente que Chile es uno de los pocos países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (“OCDE”), junto con México, Costa Rica y Colombia, en que el uso del GLP es de tanta importancia para satisfacer las necesidades de la población. En la mayoría de los países de la OCDE, el uso del GLP generalmente está reservado para lugares muy aislados (de baja densidad) o para uso recreacional (camping o parrillas). En Chile, en cambio, la penetración de la red de GN es tan baja que un 80% de las comunas del país no tiene acceso a GN. Ello es así incluso en algunas áreas de alta densidad urbana, pese a que en ellas la penetración de la red de GN es fuerte en casi todos los países de la OCDE. Una posible explicación de esta diferencia es que, en la mayoría de los países OCDE, en general las redes de GN se han desarrollado a instancias y como consecuencia de políticas públicas impulsadas por los Estados para garantizar a la población el acceso a este servicio básico y de consumo masivo. En Chile, por su parte, la expansión de la red de GN ha dependido y depende de la iniciativa privada y, por tanto, de los incentivos que para ello entregue el mercado, con injerencia mínima del poder central. Naturalmente, se trata de una definición de política pública del Estado de Chile que escapa del ámbito de atribuciones de la FNE, que en lo que sigue analizará y propondrá recomendaciones para mejorar la competencia sobre la base de la estructura y dinámicas actuales de la industria del gas en nuestro país.

El análisis del estudio del mercado del gas se dividirá en cuatro secciones. En la primera se revisará la operación del mercado de GLP, mientras que en la segunda se hará lo propio con el mercado de GN. Luego, en la tercera sección se analizarán los efectos de la integración horizontal en los mercados de GLP y GN. Finalmente, se expondrán de manera resumida las propuestas que la FNE recomienda para cada uno de los problemas detectados. Tanto en este resumen, como en el cuerpo del informe, todas las cifras y resultados estadísticos que se presentan, salvo que explícitamente se señale lo contrario, corresponden a magnitudes reales en moneda de mayo del presente año.

A. Mercado de Gas Licuado de Petr6leo (GLP)

i. Importaci6n y almacenamiento de GLP

En Chile, la mayor parte del GLP es importado vía marítima, siendo la producci6n local suficiente para satisfacer solo un 25% de la demanda interna. Para la importaci6n de este combustible existen tres grandes terminales marítimas con dedicaci6n exclusiva a este combustible. El de mayor capacidad (145 m3) es el terminal de Gasmar S.A. (“Gasmar”) en Quintero, cuyos propietarios durante el desarrollo de este estudio de mercado eran Gasco

(64%) y Abastible S.A. (“Abastible”) (36%). Durante el año 2021, Gasmar fue enajenada a un tercero sin participación en el mercado de GLP, cumpliendo así la Resolución N° 51/2018 del H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (“TDLC”), ratificada por la Excm. Corte Suprema (“Corte Suprema”)³. El segundo en tamaño es el terminal de propiedad de Oxiquim S.A. (“Oxiquim”) (50 m3), que también se encuentra en Quintero, y que cuenta desde el año 2015 con un contrato en virtud del cual su único cliente es Lipigas. Por último, se encuentra el terminal de Hualpén (40 m3), cuyos propietarios son Gasmar (50%) y Abastible (50%). Fuera de estos terminales de uso exclusivo, las distribuidoras mayoristas de GLP pueden acceder a GLP que vende la Empresa Nacional de Petróleo (“ENAP”) -que tiene terminales e instalaciones que puede utilizar para petróleo o GLP- así como a GLP que proviene de importaciones desde Argentina, las cuales son principalmente vendidas por YPF.

Existen dos asuntos de interés respecto del funcionamiento de este eslabón de la cadena de suministro de GLP. El primero es que, al observar el desarrollo histórico de este mercado, es posible identificar que Lipigas pudo participar en él hasta el año 2015 sin tener acceso directo a un terminal marítimo, abasteciéndose de distintas maneras incluidas compras en el mercado secundario nacional e importaciones vía terrestre. Esto resulta relevante puesto que al menos es un indicio de que, al menos durante el periodo analizado para este estudio, la falta de acceso directo a usar capacidad en un terminal marítimo pareciera no haber funcionado como una barrera a la entrada en este mercado. Ello pareciera en principio seguir siendo el caso, pues a partir de este año, producto de la desinversión de Gasmar -que además ahora es de propiedad de terceros no integrados en la industria-, otro distribuidor mayorista de GLP, como es Gasco, estaría participando en el mercado sin tener acceso directo a un terminal marítimo.

Un segundo asunto de interés es que, al revisar los precios a los que compran GLP los distribuidores mayoristas, observamos que existe muy poca variación entre ellos. Esta afirmación es incluso válida para los distribuidores mayoristas de menor tamaño que tienen presencia en mercados geográficos pequeños, como Gas HN o Gas Maule. Una probable explicación de este fenómeno puede encontrarse, al menos en parte, en el rol que juega ENAP, puesto que es una vendedora relevante de GLP y, además, cuenta con plantas de envasado en algunas localidades del país a las que puede acceder cualquier distribuidor mayorista de GLP.

Por todo lo anterior, estimamos que, en base a la información analizada y durante el período que abarca este estudio, es posible afirmar que el hecho de no contar con acceso directo a un terminal marítimo pareciera no haber constituido una barrera de entrada para la distribución mayorista de GLP en Chile y, además, que los terminales marítimos parecieran no haber sido una fuente de exclusión de competidores. Asimismo, estimamos que, en base a la información analizada y durante el período que abarca este estudio, es posible afirmar

³ Resolución Corte Suprema. 13 de noviembre de 2019. Rol N°4108-2018.

que los distribuidores mayoristas de GLP en Chile parecieran poder acceder y estar accediendo a precios de GLP en condiciones competitivas.

ii. Competencia entre distribuidores mayoristas de GLP

En el segmento de distribuidores mayoristas se encuentran tres empresas presentes en casi todo el país: Abastible, Gasco y Lipigas. En algunos lugares existen empresas locales que también compiten, como Gas HN o Gas Maule, pero su participación es muy marginal, por lo cual las estadísticas y resultados que presentamos reflejan en gran medida la dinámica de competencia entre las tres principales distribuidoras mayoristas de GLP.

En base a la información que se recopiló y analizó durante este estudio, es posible afirmar que la intensidad competitiva del mercado de GLP en Chile es baja y que el riesgo de coordinación entre competidores es alto. Esto se debe a factores estructurales del mercado y tiene un efecto negativo posiblemente relevante en el precio de comercialización del GLP en nuestro país.

Para llegar a esta conclusión, entre otras cosas se realizaron dos ejercicios de carácter económico. En el primero, se caracterizó mediante un ejercicio econométrico la asimetría con la cual una variación en los costos de adquisición del principal insumo, que es el GLP, es traspasada a los precios de venta por los distribuidores mayoristas del combustible. Se constató que tal asimetría *per se* es costosa para los consumidores, y que sus características particulares dan cuenta de una intensidad de competencia baja en este segmento del mercado. En el segundo ejercicio, se realizó un análisis de carácter empírico que permite sostener las conclusiones con aún mayor seguridad.

En lo que sigue de esta sección, se explorarán los factores estructurales que podrían explicar la baja intensidad competitiva y los riesgos de coordinación entre competidores existentes en este mercado, y luego se explicarán los ejercicios de carácter económico que sustentan esta conclusión.

Factores estructurales

En el informe se identifican una serie de factores estructurales que podrían explicar, al menos parcialmente, la baja intensidad competitiva observada en este mercado y, a su vez, ser indicativos de altos riesgos de coordinación entre competidores. En el informe se exploran tres grupos de factores. Primero, se evalúa la concentración del sector, la simetría de los competidores y su nivel de contacto multi mercado, es decir, en varias comunas del país. Posteriormente, se evalúan las características de la demanda, para finalizar estudiando los vínculos entre competidores y la entrada al mercado.

En cuanto al primer grupo de factores, nuestro análisis revela que existen elevados niveles de concentración en la mayor parte de los mercados geográficos o comunas del país. Adicionalmente, se observa que, tanto a nivel agregado como desagregado, las empresas son más bien simétricas en términos de sus participaciones de mercado y tienen contacto en varios mercados geográficos, lo que suaviza las asimetrías presentes a nivel desagregado, es decir, a nivel de comunas.

En cuanto al segundo grupo de factores, observamos que la demanda presenta una estacionalidad muy marcada -principalmente por la temperatura- y se ha mantenido estable en el tiempo. Por otra parte, las órdenes que enfrentan los incumbentes son regulares o similares en tamaño y, además, son frecuentes. Cada distribuidor mayorista recibió mensualmente más de 6.500 pedidos en promedio durante el año 2019, siendo el volumen de cada pedido casi insignificante en comparación con el volumen total vendido. Los compradores más relevantes, que son los distribuidores minoristas, en promedio y de manera individual no superan el 0,2% de las compras totales del mercado, mientras que los de mayor tamaño no superan el 0,5%.

En cuanto al tercer grupo de factores, constatamos que hasta agosto de 2021, es decir, solo meses atrás, existían en la industria instancias de contacto entre competidores. Dos grupos económicos, controladores de dos de los tres incumbentes del segmento de distribución mayorista de GLP, controlaban dos terminales de importación del combustible: Gasmar y Hualpén.

Respecto a la entrada a la distribución mayorista de GLP, esta ha sido prácticamente nula en el periodo que estudiamos, es decir, entre los años 2012 y 2020. Si bien algunas empresas entraron en la Región del Maule – en 2016 una y en 2020 otra –, en 2020 su participación en volumen fue inferior a un 0.1% a nivel nacional y en la Región del Maule menor que un 1%. Además, si bien estas empresas cuentan con marcas de cilindros propias, sólo venden directamente al consumidor final⁴.

Primer ejercicio: Transmisión Asimétrica de Precios

Una vez evaluados los factores estructurales, realizamos un breve análisis exploratorio para determinar la existencia de posibles cambios de conducta. Este tipo de ejercicio tiene la finalidad de detectar la presencia de patrones que pudieran ser sintomáticos de mercados que no están funcionando adecuadamente.

Un análisis de los precios de venta de GLP a través del tiempo permite afirmar que existen dos grandes periodos de precios en la ventana de tiempo analizada por el estudio. El primer tramo va desde principios de 2012 hasta fines del año 2014, en el que los precios rondaron los \$950 el kilogramo de GLP en promedio. El segundo periodo, que se inicia a fines del año 2014 y que se mantiene hasta el final del periodo estudiado, esto es, el 31 de diciembre de 2020, en que los precios rondaron los \$750 el kilogramo de GLP en promedio.

⁴ Una entrada escasa no implica que el mercado necesariamente no sea o no haya sido contestable. Sin embargo, es un aspecto del cual dejamos constancia porque dinamizar la entrada al mercado, en caso de ser posible, ciertamente ayudaría a reducir los riesgos de coordinación.

Esta diferencia de precio entre los dos períodos se encuentra explicada, al menos de manera cualitativa, por una pronunciada baja en el precio del petróleo a nivel internacional, uno de los determinantes del precio internacional del GLP y, por lo tanto, del de adquisición que pagan los mayoristas por el GLP. Una revisión de la evolución de los precios de este combustible, efectivamente permite observar que existe un primer periodo con un precio que ronda los \$600 por kilogramo equivalente⁵, situación que cambia drásticamente a fines del año 2014 cuando el precio baja hasta aproximadamente \$300 por kilogramo equivalente. Este cambio, observamos, se refleja en los precios de paridad de importación de GLP y en el promedio pagado por los mayoristas, los que fluctúan de manera similar. Estos precios seguramente se explican por los shocks de costos que experimentaron los mayoristas de GLP, debido a fluctuaciones de precios importantes en los mercados internacionales del combustible.

Sin perjuicio de que efectivamente la baja en los precios internacionales de GLP repercutió en una baja en su precio de venta a nivel local, resulta de interés dimensionar la intensidad con que ésta fue traspasada a los consumidores. Para ello, a modo descriptivo, examinamos los márgenes -la diferencia entre el costo del combustible y el precio de venta, no la utilidad- de las empresas. Al igual que lo que se observa a nivel de precios de venta y costos de adquisición, en el caso de los márgenes también es posible distinguir dos períodos de tiempo claros. Hasta fines de 2014, las distribuidoras mayoristas de GLP tenían un margen en torno al 35%. A partir de fines de 2014 y hasta finales de 2020, el margen de las distribuidoras mayoristas de GLP sube a un rango que se mueve entre un 50% y 55%. En términos absolutos, las distribuidoras aumentaron su margen entre \$80 y \$272 por kilogramo, dependiendo del canal.

Esta fluctuación de márgenes es consistente con un fenómeno que comúnmente es denominado como transmisión asimétrica de precios o efecto de *rockets and feathers* (cohetes y plumas), en que los incrementos en los costos son transmitidos de manera muy rápida (el cohete), mientras que las bajas de manera muy lenta (las plumas). Sin embargo, debe destacarse que en los ejemplos conocidos de este efecto -como en el mercado de la gasolina- la caída más lenta en precio (como una pluma) se produce en un periodo de tiempo relativamente corto (normalmente como máximo semanas), mientras que en los datos observados en el estudio nunca se produce una caída de los precios en línea con la caída de los costos, pese a que ya han transcurrido más de 5 años. Esta asimetría la caracterizamos rigurosamente, mediante un ejercicio econométrico, el que se describe en detalle en la Sección III. C. iii. y que concluye que este efecto está produciendo un impacto negativo considerable en el bienestar de los consumidores nacionales.

Las teorías económicas que buscan explicar este fenómeno de aumento de márgenes pese a la disminución de costos pueden agruparse en tres categorías. Una primera teoría económica señala que ella se produce por la existencia de costos de ajuste o menú, esto

⁵ Un kilogramo equivalente corresponde a la energía contenida en un kilogramo de GLP.

es, por el costo de tener que modificar la información públicamente disponible sobre los precios del producto en cuestión. Esta razón parece no aplicarse al mercado en análisis, puesto que en él los precios normalmente varían de manera periódica. Adicionalmente, esta teoría es relevante para explicar caídas asimétricas de precios sólo en el corto plazo -ya que en el mediano o largo plazo la inversión en el ajuste es posible y necesaria en un mercado competitivo-, cuestión que como se explicó, no ocurre en este mercado dado que los precios no han bajado proporcionalmente a la disminución de costos desde finales del año 2014.

Una segunda teoría económica señala que la transmisión asimétrica se produce por la existencia de costos de búsqueda distintos según el nivel en que se encuentren los costos. Según esta teoría, la elasticidad de sustitución de los consumidores depende de las expectativas de costos. En periodos donde se espera que los costos sean altos (menor dispersión de precios), el consumidor busca menos que en aquellos donde se espera que los costos sean bajos (mayor dispersión de precios). Nuevamente esta razón sólo explica transmisiones asimétricas en el corto plazo, pero no en el mediano o largo plazo como ocurre en este caso.

Finalmente, una tercera teoría económica señala que el efecto señalado se produce por el ejercicio de poder de mercado en un escenario caracterizado por una intensidad competitiva baja. Esta parece ser la tesis que mejor explica lo que se encuentra ocurriendo en este mercado.

Segundo ejercicio: Test de Borenstein y Shepard

El segundo ejercicio que se realizó es de carácter econométrico. En este, se utiliza como marco teórico la literatura sobre modelos de juegos repetidos de equilibrios cooperativos. En estos se muestra que los márgenes que se puede sostener un acuerdo tácito o explícito aumentan con el valor esperado de las rentas futuras de los actores del mercado. Como resultado, los márgenes aumentarán cuando se espera que la demanda crezca o que los costos marginales disminuyan.

Borenstein y Shepard (1996) observan que su test es especialmente aplicable en aquellos contextos de mercado en que existe demanda o precios cíclicos⁶. Esto pues es razonable asumir que los agentes económicos tendrán una buena idea de las rentas que pueden tener en los periodos futuros. Como hemos visto, en el mercado del GLP observamos precisamente que la demanda exhibe un comportamiento cíclico al igual que el precio de adquisición del GLP.

⁶ Severin Borenstein y Andrea Shepard, «Dynamic Pricing in Retail Gasoline Markets», *The RAND Journal of Economics* 27, n°3 (1996): 429–451, disponible [aquí](#).

Realizados los ejercicios econométricos necesarios y que pueden verse con mayor detalle en la Sección III.C.iv., estos muestran que en el mercado nacional del GLP existe evidencia consistente con un mercado en que la intensidad competitiva es baja.

Impacto de la baja intensidad competitiva

La baja intensidad competitiva del mercado del GLP en Chile posiblemente tiene un efecto negativo relevante en el precio de comercialización del combustible en nuestro país. Para dimensionar este efecto, explotamos el que los distribuidores mayoristas de GLP no hayan traspasado totalmente a los precios de venta del GLP a nivel local la disminución de costos producto de la baja en el precio del combustible a nivel internacional, que tuvo lugar a finales de 2014.

Para tales efectos, tomamos los márgenes promedio en pesos de las distribuidoras mayoristas de GLP en el último periodo observado (o régimen de precios), que básicamente considera el año 2020, y los comparamos con los márgenes que se observan entre el año 2012 y 2014. Pudimos observar que los márgenes de las distribuidoras mayoristas de GLP hoy en día son sistemáticamente superiores a los márgenes a finales del año 2014. En efecto, y dependiendo del sub-canal de distribución, esta diferencia de márgenes, que no fue traspasada al precio del GLP fluctúa entre \$136 y \$272 por kilogramo para el caso del GLP envasado, mientras que para el GLP granel fluctúa entre \$80 y \$106 por kilogramo.

Esta diferencia de márgenes se traduce para los distribuidores mayoristas de GLP en un ingreso adicional que asciende anualmente a aproximadamente USD \$261 millones.

Ello representa el ingreso adicional de los distribuidores mayoristas de GLP producto del aumento de márgenes que se hace posible al menos en parte a la dinámica competitiva del mercado del GLP en Chile. Este dato no representa necesariamente el impacto negativo en el precio de los cilindros de GLP para los consumidores finales, ya que una parte de ese margen adicional de los distribuidores mayoristas de GLP es absorbido por los distribuidores minoristas de GLP. No nos es posible realizar un cálculo totalmente exacto del impacto en precios para los consumidores finales, puesto que no contamos con los datos de precio de venta a público de los aproximadamente 5.600 distribuidores minoristas que participaron en este mercado a nivel nacional, en nuestra ventana de estudio. Sin embargo, como aproximación muy certera, calculamos el impacto considerando el margen adicional del canal directo (\$136 pesos por kilogramo de GLP), que es el canal en que el margen adicional es el más bajo, y se multiplicó por el total de cilindros vendidos anualmente por los tres distribuidores mayoristas del GLP. A esto se agregaron los márgenes del canal granel, en el cual todas las ventas son directas.

Este ejercicio dio como resultado que, producto de la baja intensidad competitiva del mercado del GLP en Chile, el impacto en los consumidores finales asciende en forma anual a aproximadamente USD \$181 millones, lo que equivale a un 15% del valor de venta al público de cada cilindro de GLP.

iii. Restricciones verticales entre distribuidores mayoristas y minoristas de GLP

Las restricciones verticales entre distribuidores mayoristas y distribuidores minoristas de GLP podrían ser un problema para el correcto desarrollo competitivo del mercado de GLP en Chile. Relaciones de gran rigidez podrían hacer que se replique en los distribuidores minoristas de GLP aguas abajo la baja intensidad competitiva que existe en la distribución mayorista de GLP aguas arriba. Adicionalmente, esta rigidez de las relaciones entre distribuidores mayoristas y minoristas del GLP podría actuar como una barrera a la entrada de nuevos competidores en el mercado de la distribución mayorista de GLP, toda vez que ello podría hacer que un nuevo entrante careciera en la práctica de una adecuada red de distribución minorista de GLP⁷.

Una revisión de la forma en que hoy en día operan las relaciones verticales en el mercado del GLP en Chile permite afirmar que estamos en presencia de una alta rigidez que podría estar impactando en la competencia, tanto inter-marca (entre los cilindros de GLP de los distintos distribuidores mayoristas) como intra-marca (entre los cilindros de GLP de un mismo distribuidor mayorista).

Por una parte, existe una cantidad sumamente baja de distribuidores minoristas de GLP que venden más de una marca. Aclaramos que consideramos para estos efectos como distribuidor minorista “multimarca” a cualquier distribuidor minorista que haya vendido al menos dos marcas de GLP en un periodo determinado, sin cuantificar si la compra a una segunda marca, por ejemplo, fue marginal o esporádica. Así, en el periodo analizado, entre los años 2012 y 2020, observamos que únicamente 130 distribuidores minoristas de GLP, de un total de 5.600, tuvieron la calidad de ser “multimarca”. Esto equivale tan sólo a un 2,3% de los distribuidores minoristas de GLP en Chile.

Otra forma de observar cuán rígidas son las relaciones verticales entre distribuidores mayoristas y minoristas de GLP en Chile es analizar el número de distribuidores minoristas que cambiaron de ser distribuidor de una marca a otra durante un periodo de tiempo. Un número relevante de cambios apuntaría, naturalmente, a una menor rigidez en las relaciones entre distribuidores mayoristas y minoristas de GLP. En este caso también vemos que el número es sumamente bajo. Durante los 9 años para los que contamos con datos, únicamente 96 distribuidores minoristas de GLP cambiaron de distribuidor mayorista de GLP. Esto equivale tan sólo a un 1,7% de los distribuidores minoristas de GLP en Chile.

Vale la pena preguntarse qué podría explicar este altísimo nivel de rigidez o lealtad de los distribuidores minoristas a los distribuidores mayoristas de GLP en Chile. En base a lo analizado, sugerimos que la explicación puede darse por dos factores principales.

⁷ Especialmente, habiéndose dejado ya por establecido en el acápite A. i. anterior que, en base a la información analizada y durante el periodo que abarca el estudio, el no contar con acceso directo a un terminal marítimo pareciera no haber constituido una barrera de entrada para la distribución mayorista de GLP en Chile.

Una primera explicación puede darse por los términos contenidos en los contratos que suscriben los distribuidores mayoristas con los distribuidores minoristas de GLP. Debemos asumir que dichos términos son impuestos por los distribuidores mayoristas de GLP, ya que, como vimos en el acápite A. ii. anterior, dados los volúmenes solicitados los distribuidores minoristas tienen escaso poder de negociación. Por ejemplo, un análisis de todos los contratos vigentes de los tres distribuidores mayoristas de GLP en la Región de los Lagos -y que según dieron cuenta las empresas mayoristas, en su mayoría representan los formatos tipos de contratos utilizados a nivel nacional-, equivalentes a un total de 185 contratos, permite observar que en la gran mayoría de ellos existen cláusulas que buscan rigidizar la distribución de GLP.

Casi unánimemente estos contratos contienen cláusulas de exclusividad con plazos de salida, en algunos casos, de larga duración, y con sanciones por incumplir la exclusividad, cuestión que debilita la competencia inter-marca, es decir, entre los distribuidores mayoristas de GLP. Con estas cláusulas, en definitiva, cada distribuidor mayorista de GLP tiene su propia red de distribuidores minoristas. Ello trae aparejado que los distribuidores mayoristas de GLP no compiten intensamente entre sí por captar, a través de mejores precios, a los distribuidores minoristas de los otros distribuidores mayoristas de GLP. Adicionalmente, algunos contratos contienen restricciones geográficas, mientras que un número menor, pero considerable, establece implícitamente precios máximos de reventa. Las restricciones geográficas, al menos, debilitarían la competencia intra-marca, es decir, que los distribuidores minoristas del mismo distribuidor mayorista de GLP compitan intensamente entre sí por captar a más clientes a través de mejores precios.

Todas estas restricciones verticales, que por las razones antes señaladas se puede asumir que son impuestas por los distribuidores mayoristas a los distribuidores minoristas de GLP, no tienen una razón de ser clara ni una contraprestación a nivel contractual que las justifiquen. En diligencias realizadas para indagar sobre la justificación de este tipo de restricciones, ninguna empresa pudo proveer, en opinión de esta Fiscalía, razones claras que las justifiquen. La mayor parte de ellas apuntó a la exclusividad como una condición para garantizar la seguridad de los cilindros, pero ello se contradice con cláusulas contenidas en los contratos que, por lo general, endosan la total responsabilidad de los cilindros y su seguridad al distribuidor minorista una vez que se le entrega.

Una segunda explicación es que, especialmente durante los últimos 3 años, los distribuidores mayoristas de GLP han aumentado los incentivos para que los distribuidores minoristas de GLP les sean leales y no se cambien de marca. Esto eventualmente podría ser sintomático de una mayor competencia en el mercado, esto es, de que los distribuidores mayoristas de GLP hubieran aumentado los beneficios como herramienta de fidelización porque corrían el riesgo de perder a sus distribuidores minoristas de GLP. Sin embargo, según reuniones sostenidas con agentes del mercado, estos pagos de los distribuidores mayoristas de GLP a los distribuidores minoristas buscan, en su mayor parte, simplemente recompensar la exclusividad. En consecuencia, es posible afirmar que los distribuidores mayoristas de GLP están realizando esfuerzos considerables por mantener, especialmente a través de la exclusividad, la rigidez de la red de distribución minorista de GLP.

Estas restricciones verticales resultan preocupantes desde el punto de vista competitivo, especialmente porque permiten a los distribuidores mayoristas de GLP replicar o transmitir su baja intensidad competitiva a la distribución minorista de GLP. Asimismo, estas restricciones verticales podrían estar dificultando la entrada de un nuevo competidor a nivel de distribución mayorista de GLP, toda vez que, como consecuencia de las restricciones verticales, un nuevo entrante no podría -o le sería casi imposible- contar con una red de distribución minorista de GLP a nivel nacional. Tal como hemos señalado en la sección anterior, esta baja intensidad competitiva estaría teniendo un impacto sustantivo en los precios del GLP que pagan los consumidores nacionales.

B. Mercado de Gas Natural (GN)

i. Transporte del GN

En el país existen una serie de redes de transporte de gas natural. La mayoría de ellas está conectada a un terminal marítimo o cruzan la frontera hacia Argentina. Desde un punto de vista de capacidad, la mayor parte de ellas tiene una capacidad ociosa relevante, excepto en aquellas partes de las redes que se encuentran más cercanas a zonas pobladas de mayor densidad.

Esta actividad de la cadena cuenta una regla que obliga al dueño de la red, el concesionario, a operar bajo el sistema de acceso abierto conforme a lo dispuesto en el Decreto N°263 de 1995 del Ministerio de Economía (“Reglamento de Concesiones”). Dicha norma define el 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 de su capacidad de transporte disponible”*.

Sin embargo, esta regla no ha tenido mayor uso, principalmente por lo incompleta de la regulación al respecto, la que se limita básicamente a explicar lo que es el acceso abierto, pero no da cuenta de la manera en que se debe concretar. Esta falta de regulación no es meramente una preocupación en abstracto, sino que ya han existido litigios al respecto. En efecto, esto ocurrió en la controversia suscitada a raíz de la solicitud de acceso de un nuevo terminal de gas natural licuado, GNL Talcahuano, a Gasoducto del Pacífico, asunto que fue litigado por la Corte Suprema⁸ y que también fue objeto de una investigación por parte de la FNE que culminó recientemente, ordenando que se remitieran los antecedentes a esta División de Estudios de Mercado⁹.

⁸ Sentencia Corte Suprema, Rol N°41.279-2020, de fecha 7 de agosto de 2020.

⁹ FNE División Antimonopolios, Informe de archivo “Denuncia por conductas exclusorias en el mercado de provisión de GNL”. Rol N°2.592-19. 1 de octubre de 2021. Disponible [aquí](#).

ii. Límites de rentabilidad en la distribución de GN

Las empresas de distribución de gas natural están sujetas a una tasa de rentabilidad máxima por cada zona de concesión, que contempla el promedio simple de sus rentabilidades anuales de los últimos tres años. Este tipo de regulación de rentabilidad es muy antigua en la regulación, pero históricamente la normativa no contemplaba una forma adecuada ni completa de calcularla, por lo cual en los hechos no era fiscalizada adecuadamente por la autoridad competente ni se sufrían consecuencias por superar el máximo de rentabilidad. La Ley N°20.999, promulgada en febrero de 2017 (indistintamente, “Última Reforma”) y que modificó el Decreto con Fuerza de Ley N°323 del Ministerio del Interior de 1931 (en adelante, “Ley de Servicios de Gas” o “DFL N°323”), remedió muchos de estos problemas, incorporando una metodología clara de la forma de calcular la rentabilidad máxima y estableciendo una consecuencia o sanción para el caso de que fuera sobrepasada, cual es que la distribuidora de GN pasaría a un régimen de regulación de precios, de manera inmediata, siguiendo una metodología contenida en la propia ley.

Dada la importancia de esta rentabilidad máxima, la normativa mira con mucho cuidado las relaciones verticales de las empresas distribuidoras de GN. Ello se debe a que existe el riesgo de que una empresa distribuidora de GN disminuya su tasa de rentabilidad por medio del aumento “artificial” de sus costos, traspasando rentabilidad a una empresa integrada verticalmente que no esté sujeta a la tasa de rentabilidad.

Atendido ese riesgo, la Ley de Servicios de Gas exige que las compras de GN entre empresas relacionadas se realicen necesariamente a través de licitaciones públicas e internacionales¹⁰. Sin embargo, un artículo transitorio de la referida Ley N°20.999 estableció una excepción a la regla anterior para aquellos casos en que, con anterioridad a su publicación, existiera un contrato de suministro de GN entre una empresa distribuidora de GN y una empresa relacionada¹¹. La Historia de la Ley no lo dice explícitamente, pero es razonable asumir que la finalidad de este artículo transitorio era interferir lo menos posible con contratos que se encontraran en proceso de ejecución. Como se anticipaba, la Ley N°20.999 fue publicada en febrero de 2017 y, por tanto, cualquier contrato suscrito entre entidades relacionadas previo a esa fecha, quedaría fuera del régimen regular de la ley mientras estuviera vigente dicho contrato.

Durante el desarrollo de este estudio, se constató que Metrogas S.A. (“Metrogas”) se acogió al referido artículo transitorio porque, 6 meses antes de la publicación de la Ley N°20.999, más precisamente en julio de 2016, celebró un contrato con una duración hasta el año 2030

¹⁰ Artículo 33 quinquies del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹¹ Artículo 12 transitorio de la Ley N°20.999, que Modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones que indica.

con Aprovevisionadora Global de Energía S.A. (“Agesa”), una empresa que fue creada especialmente al efecto en junio de 2016 como parte de una división de Metrogas.

Como contexto, es relevante explicar que el año 2013 Metrogas había celebrado un contrato de suministro de largo plazo con GNL Chile S.A. (“GNL Chile”) -empresa integrada verticalmente con Metrogas¹²- para el suministro de GN hasta el año 2030. GNL Chile es la empresa relacionada a Metrogas que adquiere el GN en el extranjero y lo trae al terminal de Quintero. Al dividirse Metrogas, entre sí y Agesa, dicho contrato con GNL Chile pasó a ser propiedad de esta última. Casi de inmediato luego de la división, Metrogas y Agesa celebraron un contrato de suministro, el que en términos simples permitió a Metrogas recontratar el suministro que antes tenía asegurado de GNL Chile, pero a un precio mayor. Así, este contrato logró elevar de manera importante los costos que antes tenía Metrogas.

En vista de lo anterior, se estimó importante analizar si el referido contrato, celebrado meses antes de entrar en vigencia la nueva ley, tuvo algún impacto relevante y, especialmente, si tuvo el efecto desviar rentabilidad de la entidad económica sujeta a límites de rentabilidad, Metrogas, a una entidad económica relacionada o integrada que no lo está, Agesa, que era lo que la normativa justamente buscaba evitar.

La revisión de los antecedentes tenidos a la vista permite afirmar que el efecto del referido contrato fue justamente elevar los costos de Metrogas. En contraposición, podemos observar que ni antes ni después de las modificaciones a la Ley de Servicios de Gas los costos de otras empresas distribuidoras de GN sufren una variación similar a ésta. Metrogas es la única empresa que se acogió al mencionado artículo transitorio y ello produjo un desvío de rentabilidad desde una empresa con una rentabilidad regulada hacia una empresa relacionada o integrada que no está sujeta a dicha restricción.

Luego, para estimar el efecto que tuvo la creación de Agesa sobre el margen conjunto entre ella y Metrogas, se realizó un ejercicio empírico que puede verse con mayor detalle en la Sección IV.C. A través de este ejercicio fue posible identificar que, al medir a Metrogas con un distribuidor de gas natural comparable, este último redujo su margen en 6,2 puntos porcentuales, mientras que Metrogas, como grupo, esto es, incluyendo tanto a Metrogas como a Agesa, pudo obtener márgenes de 1,2 puntos porcentuales superiores a los que obtenía antes. Por lo anterior, Metrogas logró ser el único distribuidor al que la reforma legal no solo no lo afectó, sino que le permitió incluso incrementar su margen. La referida Ley N°20.999, al incorporar una metodología clara para el cálculo de la rentabilidad máxima de las empresas distribuidoras de GN, que son concesionarias de un servicio público, tenía como uno de sus fines principales que la rentabilidad máxima fuera bien calculada y que existiesen consecuencias reales y concretas en caso de superarla. Es por ello que la

¹² GNL Chile S.A. es una empresa cuya propiedad se encuentra en manos de Enel Generación Chile S.A., la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP), y Agesa en partes iguales. Su función principal es contratar el suministro de gas natural de proveedores internacionales, y todo lo necesario para proveer suministro de GN incluyendo contratos con un puerto (GNL Quintero), almacenamiento, regasificación y entrega.

mayoría de las empresas distribuidoras de GN debieron ajustar sus márgenes a la baja para no sobrepasar la rentabilidad máxima establecida por ley, siendo Metrogas la única que no solo no bajó sus márgenes, sino que fue capaz de incrementarlos y, por eso, de aumentar su rentabilidad a través de una empresa relacionada como es Ageda.

La acción de Metrogas, como grupo, tuvo un impacto relevante. En efecto, desde febrero de 2017, fecha de publicación y entrada en vigencia de la Ley N°20.999, ha significado un incremento de entre un 12,7% y 20,2% en el precio del gas natural residencial pagado por los clientes de Metrogas. Este incremento también es posible observarlo, aunque en porcentajes menores, en el sector comercial e industrial. Este diferencial se traduce en ingresos adicionales obtenidos por el grupo Metrogas, esto es, por Metrogas y Ageda rondan, entre los \$61 y \$68 mil millones anuales, equivalentes anualmente entre USD \$78 y \$87 millones.

C. Integración horizontal entre GLP y GN

Uno de los aspectos que justificaron iniciar este estudio de mercado dice relación con la estructura de propiedad horizontal que existe entre los mercados del GLP y GN. En particular, se destacó como potencialmente problemático que los mismos grupos económicos participen en ambos mercados, puesto que esto podría repercutir en una menor intensidad competitiva en comparación a una estructura de mercado en que los distribuidores de GLP y GN no estuvieran relacionados. Esto da por hecho que el GLP y GN compiten, cuestión que empíricamente se ha observado, puesto que ante la presencia de una red de GN, los precios del GLP tienden a ser más bajos.

Siendo así, a nivel teórico resulta razonable considerar que una compañía que participa en el mercado de GLP y que, a su vez, tenga algún grado de participación en un competidor presente en el mercado del GN, enfrenta restricciones competitivas más suaves a la hora de evaluar un alza de precios. Ello se debe a que la integración horizontal le permitiría capturar parte de la demanda que perdería en caso de aumentar el precio del GLP. En efecto, al menos parte de los clientes que cambiarían de proveedor de combustible ante los mayores precios del GLP, elegirían a la compañía de GN en la cual el proveedor de GLP tiene participación. Dicho de otra forma, a la empresa horizontalmente integrada le resulta menos costoso subir precios. Y, al mismo tiempo, a la empresa horizontalmente integrada le resulta más costoso bajarlos, ya que su pérdida de ingresos es doble: si bien la participación de mercado de la empresa de GLP aumenta al bajar los precios, eso hace disminuir la participación de la empresa de GN, lo que afecta el rendimiento financiero del conglomerado como un todo.

Además de existir un efecto en la dinámica de precios, es plausible pensar que la integración horizontal también pueda afectar la expansión de la red de GN. Al participar en la propiedad de un competidor en el mercado del GLP, una empresa de GN, al evaluar expandir su red, no tan sólo considerará como costo el capital que debe invertir para realizar

la expansión. También internalizará la pérdida de clientes que sufrirá la relacionada que distribuye GLP, ya que eso impacta su rendimiento financiero como conglomerado.

Por otra parte, también hay que considerar la integración horizontal podría tener efectos positivos. Ello ocurriría en la medida que existiesen sinergias entre las compañías integradas, de manera que su operación conjunta permitiese una provisión más eficiente de ambos combustibles, y que estas eficiencias fuesen traspasadas a los consumidores. Adicionalmente, incluso si los efectos negativos de una integración horizontal fuesen mayores a los positivos, pero no significativamente mayores, adoptar alguna medida regulatoria muy invasiva podría resultar contraproducente.

Dado que una evaluación teórica no permite determinar sin ambigüedad el efecto de una integración horizontal, ni tampoco discriminar entre distintas alternativas de política pública, en el estudio caracterizamos mediante un análisis empírico el signo y relevancia de este potencial problema. En particular, se realizó un análisis de carácter econométrico, disponible en la Sección V, que busca medir el efecto de una estructura horizontal integrada en el precio del GLP y del GN, así como en la extensión de la red de GN. La hipótesis que se plantea es que la integración horizontal causaría precios más altos del GLP y/o del GN y una menor expansión de la red de GN.

Para explorar la hipótesis planteada, dimensionamos el efecto de la concentración horizontal con un panel de datos conformado por 70 comunas que tienen al menos una conexión de GN, en que existen ventas de GLP y para las que disponemos de 108 observaciones, una por mes. Con dicha información se realizó una estimación econométrica que mide el impacto en el precio y en la extensión de la red del nivel de concentración horizontal que existe en un determinado mercado. El nivel de integración en un determinado mercado lo medimos mediante el cociente entre el Índice de Herfindahl Hirschman Generalizado (“IHHG”) y el IHH. El IHHG se calcula de igual manera que el IHH, pero considerando que dos o más empresas en el mercado están integradas. Mientras mayor es la integración, mayor será el índice.

Este ejercicio permite afirmar que el efecto de la integración horizontal entre distribuidores de GLP y GN, tanto en los precios como en la extensión de la red, es prácticamente nula. Existe un efecto muy menor -aunque estadísticamente significativo- de un incremento de un 1% en el precio del GLP cuando existe una integración, pero este efecto es de una entidad tan limitada, que en opinión de esta Fiscalía no justificaría una modificación regulatoria que buscara remediarlo.

D. Recomendaciones

En base a los hallazgos del informe presentados previamente, esta Fiscalía estima necesario realizar una serie de recomendaciones con la finalidad de que la competencia funcione de mejor manera en el mercado del gas en Chile.

Prohibición de distribuidores mayoristas de participar del mercado minorista de GLP

En cuanto al mercado del GLP, el principal problema identificado desde una perspectiva horizontal es que existe una baja intensidad competitiva y un alto riesgo de coordinación entre competidores. Lo anterior se debe, al menos en parte, a una serie de factores estructurales que facilitan que esto ocurra. Por otra parte, desde una perspectiva vertical, es posible observar que las empresas se encuentran completamente integradas hasta el consumidor final por distintas vías, pero principalmente mediante contratos con distribuidores minoristas de GLP en que el distribuidor mayorista de GLP les impone cláusulas de exclusividad u otras equivalentes de una rigidez considerable, que no tienen una justificación de eficiencia satisfactoria en opinión de esta Fiscalía.

Tras constatar la existencia de problemas de competencia tanto en la distribución mayorista como en la distribución minorista de GLP, se puede intentar remediarlos en el mercado aguas arriba, en el mercado aguas abajo o en ambos. Probablemente deban preferirse aquellas opciones regulatorias que sean más sencillas, que produzcan un efecto más rápido y que impliquen el menor costo regulatorio posible. Como se ha anticipado, el GLP no es un combustible de la importancia ni penetración que existe en Chile en la mayoría de los países de la OCDE y, por tanto, no existen grandes precedentes ni un desarrollo muy avanzado en relación con políticas públicas que puedan incrementar la competencia en este mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, existe una serie de medidas que podrían adoptarse para que el mercado del GLP propenda a una competencia más intensa y que ello repercuta en mayor acceso y menores precios para la población¹³. Una opción, existente en países como Polonia o China, sería migrar hacia un sistema de cilindros únicos o genéricos administrados por una sola empresa que estaría regulada, mientras que la distribución minorista aguas abajo hacia clientes finales se mantendría desregulada. Si bien esto elimina la competencia aguas arriba, ya que habría una sola empresa distribuidora mayorista de GLP, se debería generar más competencia aguas abajo puesto que existirían muchos operadores que deberían competir de manera muy agresiva en la última milla para lograr vender a los hogares los volúmenes que les permitan mantenerse en el mercado. Otra opción, dada la importancia del GLP para la población y los problemas estructurales detectados en este informe, es transitar hacia un mercado en que los precios sean regulados, por ejemplo, vía modelos de empresa eficiente. Creemos que la implementación de cualquiera de estas alternativas, si bien viables, sería costosa, difícil y de larga duración.

¹³ Tal como se señaló *supra*, las recomendaciones de esta FNE tienen como supuesto basal la estructura actual del mercado del GLP en Chile. Por tanto, las recomendaciones de esta FNE se entienden sin perjuicio de que el Estado de Chile, con el objeto de aumentar la intensidad competitiva del mercado del GLP, decidiera garantizar a la población el acceso a este servicio básico y de consumo masivo a través de una política pública que fomente la expansión de la red de GN en nuestro país, en línea con la mayoría de los países OCDE. En cualquier caso, una política pública como la señalada tendría que tomar, como precaución básica, las medidas de resguardo de aquellas personas que se encuentran en lugares más remotos y aislados, quienes serían las últimas en acceder a la red de GN y, en el intertanto, podrían ver afectado/encarecido su suministro de GLP.

Una alternativa más rápida, que debería producir efectos similares a los de la primera opción regulatoria antes señalada, pero que requiere menos intervención y modificación a la estructura del mercado, y que por tanto es la preferida por la FNE, al menos en esta etapa, consiste en desintegrar la distribución minorista de la distribución mayorista de GLP que existe en Chile. En los hechos, esto significa prohibir por cualquier vía, ya sea directa o indirecta, la participación de los distribuidores mayoristas en el mercado de distribución minorista de GLP.

Una solución de este tipo tiene tres ventajas en opinión de la FNE. Primero, al romperse la rigidez actual de la red de distribución minorista de GLP, en cuanto cada distribuidor mayorista tiene su propia red exclusiva de distribución minorista de GLP, resulta esperable que los distribuidores minoristas realicen su decisión de compra observando primordialmente el precio -dado que los balones de GLP son bienes homogéneos perfectamente intercambiables entre sí-, lo que debiera repercutir en menores precios de venta por parte de los distribuidores mayoristas a los distribuidores minoristas. Esto debería dinamizar sustancialmente la competencia en ese eslabón del mercado, la distribución mayorista de GLP, y debiera tener como resultado, a través de una férrea competencia entre los múltiples distribuidores minoristas de GLP, un menor precio para consumidores finales. Dado que actualmente los distribuidores minoristas de GLP obtienen ingresos y utilidades principalmente por ventas realizadas, y ello no se altera con el modelo propuesto, no existe razón alguna para sostener que variables distintas al precio, como por ejemplo la rapidez con que se entregan los cilindros u otras variables de calidad de servicio, puedan verse afectadas a través de este nuevo esquema.

Una segunda ventaja del modelo propuesto es que hace más contestable el mercado de distribución mayorista de GLP, esto es, hace más probable o plausible la entrada de un nuevo actor distribuidor mayorista de GLP. Lo anterior, dado que como hemos visto, las redes de distribución de los mayoristas, vía contratos de exclusividad u otros esquemas contractuales equivalentes, son de un tamaño tal que operan en los hechos como una barrera a la entrada muy relevante para un nuevo distribuidor mayorista de GLP. Liberalizar el mercado de la distribución minorista de GLP rebajaría considerablemente los costos de entrada para un desafiante en ese eslabón del mercado que se encuentra aguas arriba. Esta sola posibilidad debería presionar hacia la baja los precios de los incumbentes en el mercado de los distribuidores mayoristas de GLP, ya que con ello harían menos atractiva la entrada de un tercero, de un nuevo competidor.

Finalmente, una tercera ventaja que observamos de esta propuesta es que es de una implementación relativamente sencilla. En su mayor parte la distribución en este mercado es a través de distribuidores minoristas independientes, respecto de los cuales debiera prohibirse cualquier forma contractual que directa o indirectamente los relacione con distribuidores mayoristas, más allá de la venta de cilindros bajo condiciones comerciales públicas, objetivas y no discriminatorias.

Asimismo, la regulación debería distinguir muy bien entre distribución mayorista y distribución minorista de GLP; prohibir que un distribuidor mayorista de GLP pueda realizar

funciones de distribuidor minorista; prohibir que un distribuidor mayorista de GLP tenga, por sí o por terceros, relacionados o no, participación en la propiedad de un distribuidor minorista y/o que se establezca cualquier contrato, cláusula, incentivo monetario o no monetario (implementos como señalética, por ejemplo) entre un distribuidor mayorista y un distribuidor minorista de GLP; etc. Sugerimos que sea la SEC el órgano encargado de velar por el cumplimiento de esta normativa, y en caso de incumplirse, deberían existir en la legislación sectorial sanciones de una entidad significativa que logren ser suficientemente disuasorias para los infractores, sin perjuicio, además, de la aplicación de la normativa de libre competencia de nuestro país contenida en el Decreto Ley 211.

Regulación del acceso abierto

Como se mencionó, la regulación establece que los concesionarios de transporte de GN deberán operar bajo el sistema de acceso abierto.

La normativa, sin embargo, más allá de señalar la existencia de esta carga para los concesionarios de transporte de GN, no explicita de manera adecuada cómo debe entregarse dicho acceso abierto, de qué forma se debe realizar la conexión, las razones para denegar el acceso, el precio, ni ningún otro asunto relevante para garantizar efectivamente el acceso abierto a las redes de transportes de GN.

Esta indefinición de la normativa ya ha tenido como consecuencia litigios sobre negativas de acceso, llegando recientemente un caso incluso a la Corte Suprema, como se analizó.

Para solucionar este problema, recomendamos el establecimiento de una regulación detallada, sea a nivel legal o reglamentario, de la forma de funcionamiento del acceso abierto a las redes de transporte de GN.

Para cumplir con el propósito de regular adecuadamente el acceso abierto, esta normativa debiera establecer, al menos (i) los casos en que procede garantizar el acceso a terceros y las excepciones a este régimen; (ii) un procedimiento claro y detallado para la solicitud y otorgamiento del acceso; (iii) la forma de determinación de las tarifas de interconexión, sea regulado por la autoridad sectorial como en España, o negociado entre las partes, como en Reino Unido; (iv) las potestades de la autoridad sectorial, es decir, la SEC, para intervenir en un proceso de solicitud de acceso; y (v) un mecanismo de resolución de conflictos que puedan suscitarse.

Modificación del cálculo de rentabilidad de distribuidoras de GN

En relación con la rentabilidad de distribuidores de GN, expusimos la situación de Metrogas, que a través de una empresa integrada verticalmente y no sujeta a regulación, como es Agesa, aumentó el costo de la prestación de su servicio de distribución de GN, lo que ha afectado y sigue afectando –y, si no se remedia, seguirá afectando hasta el 2030– el precio del gas natural residencial pagado por los clientes de Metrogas.

El problema descrito, afortunadamente, tiene una solución muy sencilla. Consiste en derogar el artículo 33 quinquies de Ley de Servicios de Gas y el artículo 12 transitorio de la Ley N°20.999, junto con agregar una nueva norma que establezca que el cálculo de rentabilidad de la Ley de Servicios del Gas considere la rentabilidad de todo el grupo económico verticalmente integrado.

II. ASPECTOS GENERALES

A. Historia del gas en Chile

1. Durante la segunda mitad del siglo XIX, comenzó a utilizarse el gas de hidrógeno en el alumbrado de las ciudades chilenas¹⁴. La primera localidad en contar con el servicio de gas de alumbrado fue Copiapó, donde el ingeniero estadounidense William Wheelwright, conocido por construir el primer ferrocarril del país, realizó las gestiones para instalar la luminaria a base de gas en toda la ciudad en 1852¹⁵.
2. Un año después de este hito, el alumbrado a gas llegó a Valparaíso, creándose la Compañía de Gas, encargada de la fabricación y enajenación de gas y de la implementación del alumbrado público por gas en la ciudad. Esta empresa no contó con un monopolio de privilegio, y en 1860 se creó la Compañía de Consumidores de Gas de Valparaíso, cuya finalidad era fabricar y vender gas para el consumo público y particular¹⁶.
3. En Santiago, una empresa se adjudicó la concesión para alumbrado público de la capital, iniciando el servicio el 17 de septiembre de 1856¹⁷ y estableciendo un monopolio de privilegio por 30 años establecido por ley¹⁸.
4. Durante las décadas siguientes, la compañía inició un proceso de modernización, incorporando nuevos socios, reorganizándose administrativamente, mejorando sus tecnologías, expandiendo el número de usuarios y áreas de cobertura, y expandiendo su uso en particulares como combustible para motores, hornos industriales, y para aparatos domésticos¹⁹. Este gas era producido en una fábrica ubicada en el centro de la ciudad²⁰.
5. A principios de la década de 1880 arribó la energía eléctrica a nuestro país, por lo que el alumbrado público a gas comenzó a reemplazarse por luz eléctrica. Producto de la llegada

¹⁴ El gas hidrógeno o gas de alumbrado es el combustible que fue utilizado durante el siglo XIX para alumbrar las ciudades. Se diferencia químicamente del gas natural y del GLP. «Historia del gas», Gasco Educa (Fundación Gasco), acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

¹⁵ «Ferrocarril Caldera-Copiapó», Memoria Chilena, Biblioteca Nacional de Chile, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

¹⁶ Gerardo Martínez, y Ricardo Nazer, *Historia de la Compañía de Consumidores de Gas de Santiago, S.A.: 1856-1996* (Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile, 1996), 29.

¹⁷ Cristian Gazmuri, *Historia de Chile 1891-1994: Política, economía, sociedad, cultura, vida privada, episodios* (Santiago: RIL editores, 2012), 89 y 90.

¹⁸ Martínez y Nazer, *Historia de la Compañía de Consumidores de Gas de Santiago, S.A.: 1856-1996*, 30-31.

¹⁹ *Ibíd.* 88 y 94.

²⁰ Armando De Ramón, *Santiago de Chile (1541-1991): Historia de una sociedad urbana* (Santiago: Catalonia, 2018).

de la electricidad se produjeron una serie de cambios, la empresa desarrolló una transformación de sus líneas productivas y expandió su red de distribución a través de cañerías²¹. En esa línea, en 1887 se produjo una importante reforma de estatutos, en virtud de la cual la empresa pasó a llamarse Compañía de Consumidores de Gas de Santiago²², convirtiéndose en las décadas siguientes en una sociedad administrada por un directorio en representación de más de diez mil accionistas²³.

6. Los importantes cambios introducidos en la producción de gas significaron un significativo aumento del volumen de gas entregado a los consumidores. Debido a este aumento, se reemplazó en 1910 la antigua fábrica por una de mayor capacidad²⁴, que debió ser ampliada apenas una década después a raíz de un aumento de un 40% en el consumo de gas entre 1910 y 1920²⁵. Por otra parte, como consecuencia del rápido crecimiento de Santiago, la red de cañerías de gas en la capital también creció fuertemente, pasando de 100 kilómetros en las postrimerías del siglo XIX a 420 kilómetros en 1930²⁶. En 1927, la Compañía finalizó su servicio de alumbrado público, dedicándose exclusivamente a producir y distribuir gas para usos domésticos e industriales²⁷.
7. En mayo de 1931, en el gobierno de Carlos Ibáñez del Campo, se promulgó la Ley de Servicios de Gas. La normativa fue promulgada debido a la “necesidad de legislar sobre los servicios de gas establecidos en el país que, cada día, obtenían mayores relaciones con el público, por constante ampliación de sus actividades comerciales²⁸”, y estaba exclusivamente orientada al gas manufacturado²⁹.
8. Las principales características y disposiciones de esta ley son las siguientes: (i) Rige las relaciones de las compañías de gas con el Estado y los particulares; (ii) Las empresas productoras y distribuidoras operarían bajo un régimen de concesiones administrativas

²¹ «El uso del gas en Chile», Biblioteca del Congreso Nacional, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#). Cabe destacar que desde esta época se comenzó a utilizar el denominado gas de cañería o gas de ciudad, de gran importancia en nuestro país durante el siglo XX.

²² Gazmuri, *Historia de Chile 1891-1994: Política, economía, sociedad, cultura, vida privada, episodios*, 89 y 90.

²³ «El uso del gas en Chile», Biblioteca del Congreso Nacional, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

²⁴ Martínez y Nazer, *Historia de la Compañía de Consumidores de Gas de Santiago, S.A.: 1856-1996*, 113 y 130.

²⁵ *Ibíd.* 119 y 132.

²⁶ *Ibíd.* 142.

²⁷ «Historia», Empresas Gasco, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

²⁸ Martínez y Nazer, *Historia de la Compañía de Consumidores de Gas de Santiago, S.A.: 1856-1996*, 189.

²⁹ «Historia de la Ley 18.856», Biblioteca del Congreso Nacional, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

otorgadas por el Presidente de la República a través de un decreto; (iii) Las compañías pagarían una contribución determinada por cada metro cúbico producido; (iv) Las empresas distribuidoras de gas estarían obligadas a suministrarlo a quien lo solicitara, en la medida en que se encuentre dentro de las zonas de servicio de su concesión, y que se tratara de consumos compatibles con la capacidad y seguridad de las instalaciones; (v) Las tarifas a cobrar por las empresas distribuidoras serían reguladas en relación con el capital inmovilizado de las empresas³⁰.

9. Durante la década de 1930, y a partir de la recuperación económica luego de la crisis económica producida por la Gran Depresión, el consumo de gas aumentó en forma considerable³¹. Para dar abasto con la creciente demanda, la Compañía de Consumidores de Gas llevó a cabo grandes cambios en su estructura productiva y administrativa, aumentando la red de distribución de la Capital a un promedio de 20 kilómetros anuales³².
10. El 1945 se realizó la primera extracción de petróleo en Chile, en la Isla Grande de Tierra del Fuego³³. A raíz de esto se creó la ENAP, a través de la Ley N°9.618 de 1950, y en 1954 se inauguró una refinería en Concón que procesara el crudo extraído en Magallanes y el importado³⁴. Esto permitió la creación de derivados de hidrocarburos como gas licuado y gas de *cracking*³⁵. A su vez, en 1966 iniciaron las actividades de una segunda refinería de petróleo en la bahía de Talcahuano³⁶.
11. Por otra parte, en 1950 se fundó Lipigas, empresa dedicada a la comercialización de GLP en Valparaíso. Algunos años después se creó Codigas y Abastible, compañías cuyas actividades consistían en la distribución de GLP y productos relacionados para Santiago³⁷. En 1956, a través de un Decreto Supremo, se otorgó la concesión por 30 años para la distribución de gas licuado en la Provincia de Santiago a la Compañía de Consumidores de Gas de Santiago, Codigas y Abastible, estimulando así la competencia en el mercado, y

³⁰ *Ibíd.*

³¹ Martínez y Nazer, *Historia de la Compañía de Consumidores de Gas de Santiago, S.A.: 1856-1996*, 190.

³² *Ibíd.* 213-219.

³³ Eloy Álvarez y Macarena Larrea, *El sector Energético en Chile: Una visión global* (Bilbao: Orkestra, 2018): 45, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

³⁴ «Historia de la Ley 20.999», Biblioteca del Congreso Nacional, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

³⁵ Martínez y Nazer, *Historia de la Compañía de Consumidores de Gas de Santiago, S.A.: 1856-1996*, 254.

³⁶ Álvarez y Larrea, *El sector Energético en Chile: Una visión global*, 47.

³⁷ «Memoria Anual 2019», Empresas Lipigas, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#). «Memoria Anual 2017», Abastible, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

pudiendo distribuirse el gas licuado en las zonas de concesión de distribución de gas de cañería³⁸.

12. Durante ese mismo año se promulgó el Decreto N°3.707 del Ministerio del Interior, que contenía el Reglamento de Explotación de Servicios de Gas. Esta normativa regulaba a las empresas encargadas de producción, transporte y suministro de gas corriente y gas licuado.
13. Con la aparición y sostenido crecimiento de demanda de gas licuado, el consumo de gas de cañería y la expansión de la red de distribución experimentaron un estancamiento. De esta manera, la Compañía (en adelante, “Gasco”), asumió la estrategia de hacer competitivo el gas de cañería frente al licuado, sobre la base de un proceso de automatización de la línea productiva, reduciendo así los costos de producción³⁹. De todas formas, logró adquirir la mayor participación de mercado en la venta de gas licuado en Santiago, seguida de Abastible y Codigas⁴⁰.
14. En 1971, el gobierno de Salvador Allende, en el marco del plan de estatización de las empresas de servicio público del país, manifestó su voluntad de traspasar al Estado los servicios de gas licuado de las compañías distribuidoras de gas. Así, se formó la Empresa Nacional de Distribución de Combustible (en adelante, “ENADI”), de propiedad estatal, en base a las unidades de gas licuado de Servigas, Lipigas, Abastible y sus filiales y la Compañía de Gas de Valparaíso y Antofagasta⁴¹. En 1972, Indugas y Soquina, filiales de Gasco, fueron requisadas por el gobierno⁴².
15. Luego del Golpe Militar de 1973, comenzó en materia energética un proceso de liberalización de precios de los combustibles, decretándose en marzo de 1979, mediante una resolución del Ministerio de Economía, la liberalización de las tarifas de gas de cañería, manteniéndose la fijación de precios únicamente en los primeros 100 m3 consumidos al mes. Las tarifas de gas licuado se mantuvieron bajo el régimen de fijación de precios, reajustándose cuando ENAP decretaba la modificación del valor de la materia prima. En 1982 se estableció la liberalización total de precios del gas de cañería y licuado, con la excepción de las regiones de Aysén y Magallanes, que continuarían con un régimen de fijación de precios.
16. En 1978, el Decreto Ley N°2.224 (“DL N°2.224 de 1978”) creó la Comisión Nacional de Energía (en adelante, “Comisión” o “CNE”), cuya función consiste en elaborar y coordinar

³⁸ Martínez y Nazer, *Historia de la Compañía de Consumidores de Gas de Santiago, S.A.: 1856-1996*, 256.

³⁹ *Ibíd.* 263 y 278-280.

⁴⁰ *Ibíd.* 290.

⁴¹ *Ibíd.* 270-271.

⁴² *Ibíd.* 274.

los planes, políticas y normas para el correcto funcionamiento del sector, fiscalizar su cumplimiento y asesorar al Gobierno en materia energética. Su competencia comprende todas las actividades relacionadas con el gas y otras fuentes energéticas⁴³.

17. Posteriormente, en 1985 se promulgó la Ley N°18.410 que creó la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en adelante, “SEC” o “Superintendencia”), órgano de la Administración del Estado encargado de fiscalizar la correcta operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en lo que respecta a la seguridad y calidad en el proceso productivo y de distribución, y en el precio⁴⁴.
18. La producción y distribución de gas natural en Chile se remonta a comienzos de la década de 1970 cuando ENAP, y luego Gasco Magallanes comenzaron a distribuir el combustible en la Región de Magallanes⁴⁵. No obstante, el uso de este combustible estuvo limitado a la zona, teniendo una incidencia muy baja en la matriz energética chilena⁴⁶. En Magallanes se construyeron los primeros gasoductos del país en 1987 y 1996, iniciándose la interconexión entre Chile y Argentina⁴⁷.
19. En 1989 se promulgó la Ley N°18.856, que vino a suplir el vacío dejado por el DFL N°323, que regulaba exclusivamente la distribución del gas de cañería. Por tanto, se legisló con la finalidad de regular los sistemas de distribución de gas natural, principalmente en lo relativo al transporte y su régimen de precios. Asimismo, se adaptó la legislación sobre gas de red o manufacturado a la época, estableciendo nuevas normas y procedimientos⁴⁸.
20. Desde la década de 1980 se analizó la posibilidad de importar gas natural en gran escala, siendo un proyecto atractivo para el Estado y los inversionistas privados. No obstante, esto no se pudo concretar fácilmente, debido a, entre otras razones, problemas políticos entre Chile y países exportadores, como Argentina y Bolivia⁴⁹.

⁴³ Artículo 3 del Decreto Ley N°2.224 de 1978 que Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía.

⁴⁴ «Superintendencia de Electricidad y Combustibles», Chile Atiende, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

⁴⁵ Corporación Andina de Fomento, «Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe. Marco Institucional y análisis de la regulación» (2013): 200, disponible [aquí](#).

⁴⁶ Ricardo Gamboa y Carlos Huneeus, «La interconexión gasífera Chile-Argentina: objetivos y actores», *Estudios Internacionales*, 157 (2007): 95, disponible [aquí](#).

⁴⁷ Álvarez y Larrea, *El sector Energético en Chile: Una visión global*, 52.

⁴⁸ «Historia de la Ley 18.856», Biblioteca del Congreso Nacional, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

⁴⁹ Gamboa y Huneeus, «La interconexión gasífera Chile-Argentina: objetivos y actores», 95.

21. Se hicieron avances en esta materia en 1991, año en que Argentina y Chile suscribieron el Acuerdo de Complementación Económica N°16, que estableció las bases para la interconexión de gas natural entre ambos países⁵⁰. A través del Protocolo de 1995, se modificó el acuerdo anterior, permitiendo materializar el proyecto para abastecer con gas natural a nuestro país mediante un gasoducto⁵¹. La principal finalidad que buscaba el gobierno chileno era generar una mayor competencia dentro del sistema eléctrico nacional con la llegada de un nuevo combustible y la consiguiente posible entrada de nuevos actores al mercado⁵².
22. Así, en 1997, con la apertura del Gasoducto Gas Andes, llegó el gas natural desde Argentina a la Zona Central del país⁵³. Asimismo, se inauguró en 1999 el Gasoducto del Pacífico, que conecta a la Provincia de Neuquén con la Región del Biobío⁵⁴. En el Norte Grande, se inauguraron en 1999 los gasoductos GasAtacama y Norandino, que traían gas natural desde Salta⁵⁵.
23. El resultado de este proceso fue una abundancia del gas natural en nuestro país, transformándose en un importante combustible para la generación de electricidad, representando un 36% de la generación energética en 2004, muy cerca de la matriz hidroeléctrica, la principal fuente de la época⁵⁶. Producto de esto, los precios de la electricidad del sistema disminuyeron considerablemente, y los beneficios económicos obtenidos entre 1998 y 2003 se calculan en más de US\$ 2.000 millones⁵⁷.
24. Posteriormente, para intentar paliar la grave crisis económica argentina que comenzó en 2001, el gobierno de Eduardo Duhalde aplicó una política de control de precios y suspensión de las inversiones públicas. Tales medidas implicaron una reducción de la capacidad de

⁵⁰ *Ibíd.*

⁵¹ *Ibíd.* 96.

⁵² *Ibíd.* 113.

⁵³ Corporación Andina de Fomento, «Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe. Marco Institucional y análisis de la regulación», 200.

⁵⁴ Gamboa y Huneus, «La interconexión gasífera Chile-Argentina: objetivos y actores», 112.

⁵⁵ Pablo Guerrero y Miguel Ramírez, «IEE 3372 Mercados Eléctricos», (Santiago: Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile, 2002), disponible aquí.

⁵⁶ «Histórico Generación Anual por Tecnología», Coordinador Eléctrico Nacional, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

⁵⁷ Alexander Galetovic, Juan Ricardo Inostroza y Cristián Muñoz, «Gas y Electricidad: ¿Qué hacer ahora?», *Estudios Públicos*, 96 (2004): 58, disponible aquí.

extracción del gas natural en los yacimientos argentinos, que no pudo satisfacer la demanda interna de la economía cuando esta comenzó a salir del *default*⁶⁸.

25. En marzo de 2004 se iniciaron las restricciones a las exportaciones de gas natural, fundadas en asegurar el abastecimiento interno, y en abril del mismo año, Argentina decidió recortar los envíos de gas natural hacia Chile, desconociendo el Protocolo de Interconexión de Gasífera firmado con Chile el año 1995⁵⁹.
26. Chile, al ser el principal mercado de destino de las exportaciones gasíferas argentinas, fue el principal afectado por la ejecución de la política mencionada. La generación eléctrica fue el sector más afectado por la falta de gas natural argentino⁶⁰, existiendo un recorte del 60% en la zona central, y hasta un 85% en el norte del país hacia 2006, y agudizándose el año siguiente⁶¹.
27. Debido a este escenario de inseguridad en el suministro del gas, el Gobierno a través de ENAP impulsó la creación de terminales de recepción y regasificación de GNL, que permitieran garantizar el ingreso de gas a Chile proveniente de nuevos países proveedores de gas natural a través de vías marítimas, dejando atrás la dependencia de las importaciones argentinas⁶². x
28. De esta manera ENAP inició la planificación y posterior construcción de un terminal de regasificación de GNL en la bahía de Quintero, comenzando sus operaciones en el segundo semestre de 2009 y abasteciendo la demanda de gas natural en la zona central de Chile⁶³. A su vez, desde abril de 2010, inició sus operaciones un segundo terminal de regasificación

⁵⁸ Gamboa y Huneeus, «La interconexión gasífera Chile-Argentina: objetivos y actores», 87.

⁵⁹ *Ibíd.* Asimismo, véase Rodrigo Cuevas, «Los Congresos de Chile y Argentina ante la crisis del gas, 2004 – 2009» (Tesis para optar al grado de Magíster en Estudios Internacionales, Santiago: Universidad de Chile, 2012): 38-42, disponible aquí.

⁶⁰ Cuevas, «Los Congresos de Chile y Argentina ante la crisis del gas, 2004 – 2009», 49.

⁶¹ El Mercurio, «Crisis Eléctrica, 2c- La crisis a partir de 2004», *Energía en Chile: Generación, crisis y soluciones*, acceso el 15 de diciembre de 2020, disponible aquí.

⁶² Cuevas, «Los Congresos de Chile y Argentina ante la crisis del gas, 2004 – 2009», 49. Asimismo, véase Hugo Tapia y Claudio Torres, «Abastecimiento de Gas Natural» (Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile, 2007), Acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

⁶³ «El uso del gas en Chile», Biblioteca del Congreso Nacional, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.; y «Gasoductos, GNL y Biogás», Superintendencia de Electricidad y Combustibles, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

en Mejillones, en la Región de Antofagasta que abastece la zona Norte de Chile^{64,65}. Desde 2009 la disminución de importaciones de gas argentino comenzó a ser compensada con la importación de GNL⁶⁶.

29. Dada la importancia del gas, reflejada en los acontecimientos de los últimos años, se tornó necesario contar con un ministerio independiente en materia de energía, teniendo como desafíos diversificar la matriz energética y asegurar el suministro⁶⁷. Así, en 2009 se promulgó la Ley N°20.402, que creó el Ministerio de Energía. A este ministerio se transfirieron las facultades relativas a la aplicación y fiscalización de la normativa en materia de gas. En ese sentido, corresponde al Ministerio proponer al Presidente de la República y evaluar políticas, planes y normas relativas a los contratos especiales de operación, y suscribir estos, cuando se trate de hidrocarburos⁶⁸.
30. La última gran reforma legal acaecida en el mercado del gas fue la Ley N°20.999, promulgada en enero de 2017, cuya finalidad fue modernizar la regulación de los servicios de gas y actualizarla a las nuevas exigencias de la industria⁶⁹.
31. En esa línea, el Mensaje presidencial que inició el proyecto de ley señaló que la regulación tarifaria era “imperfecta e incompleta”, debido a la inexistencia de una metodología para la fijación de tarifas cuando se requiera, a la insuficiencia del procedimiento de chequeo de rentabilidad, a la falta de adecuación de la normativa que regula la tasa de costo anual de capital, y a la carencia de una instancia de resolución de controversias ante un organismo técnico e independiente. Así, la principal finalidad de esta reforma fue contar con una regulación tarifaria en la distribución del gas natural de red, tratando esta como un servicio público con características de un monopolio natural.
32. Así, la Última reforma, estableció en relación a la regulación tarifaria (i) Libertad tarifaria sujeta a una tasa máxima de rentabilidad económica, salvo en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena; (ii) Reducción de la tasa de rentabilidad máxima permitida para las empresas concesionarias del servicio público de distribución; (iii) Aplicación de un régimen

⁶⁴ «Gasoductos, GNL y Biogás», Superintendencia de Electricidad y Combustibles, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

⁶⁵ Álvarez y Larrea, *El sector Energético en Chile: Una visión global*, 75.

⁶⁶ Álvarez y Larrea, *El sector Energético en Chile: Una visión global*, 45.

⁶⁷ El Mercurio, «Crisis Eléctrica, 2c- La crisis a partir de 2004», *Energía en Chile: Generación, crisis y soluciones*, acceso el 15 de diciembre de 2020, disponible aquí.

⁶⁸ Artículo 4 del Decreto Ley N°2.224 de 1978, Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía.

⁶⁹ Sin embargo, posteriormente a la Última Reforma en agosto del mismo año la Ley N°21.025, que Establece un nuevo Gobierno Corporativo de la Empresa Nacional del Petróleo solamente modificó los artículos 18 y 35 de la Ley de Servicios de Gas, con la finalidad de modernizar la Empresa Nacional del Petróleo.

de fijación tarifaria en caso de que una empresa concesionaria exceda la tasa de rentabilidad máxima permitida; (iv) Posibilidad de consulta ante el TDLC como un mecanismo para poner término el régimen de fijación tarifaria; (v) Establecimiento de un procedimiento y metodología de fijación tarifaria detallado; (vi) Mecanismo de compensación a los consumidores en caso de que una empresa concesionaria exceda la rentabilidad máxima legal; (vii) Fortalecimiento y nueva metodología del chequeo de rentabilidad; (viii) Atribución a Panel de Expertos establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos de la facultad de resolver conflictos en la materia y (ix) Facilitación de participación ciudadana en el procedimiento de fijación de tarifas.

33. Otras modificaciones a la normativa del mercado del gas fueron (i) Aplicación de la normativa a empresas distribuidoras de gas no concesionadas y a distribuidoras de gas licuado a granel⁷⁰; (ii) Aseguramiento de que la solicitud del servicio de gas o la modificación de este será hecha por el mismo cliente o por el consumidor previa autorización del cliente⁷¹; (iii) Establecimiento del derecho de los clientes de cambiarse de empresa distribuidora, y creación de un procedimiento para tal efecto⁷²; y (iv) Aprobación de Norma de Participación Ciudadana dentro de la Comisión, que se abarcará posteriormente en este informe⁷³.

B. Regulación y funcionamiento del mercado de GN

34. El gas natural es un recurso de origen fósil que se encuentra normalmente en el subsuelo, teniendo el carácter de natural por no haber sido sometido a proceso de transformación alguno. Se compone de una mezcla de hidrocarburos gaseosos, cuyo principal componente es el metano, encontrándose también etano, propano, pentano, butano y otros gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno⁷⁴.

a. Mercado aguas arriba

⁷⁰ Artículo 1 numeral 1 de la Ley N°20.999, que Modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones que indica (Última Reforma).

⁷¹ Artículo 1 numeral 23 de la Ley N°20.999, que Modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones que indica (Última Reforma).

⁷² Artículo 1 numeral 24 de la Ley N°20.999, que Modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones que indica (Última Reforma).

⁷³ Resolución Exenta N°40 de la Comisión Nacional de Energía que establece Norma de Participación Ciudadana de la Comisión Nacional de Energía y deroga la Resolución Exenta N°383, de fecha 8 de agosto de 2011. Incorporado en el artículo 1 numeral 36 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

⁷⁴ FNE, Informe que aporta antecedentes al H.TDLC en la causa Rol NC N°427-14, de fecha 27 de abril de 2016. Disponible aquí.

35. Por un lado, aguas arriba, las etapas de exploración y explotación están reguladas por el DFL N°2 del Ministerio de Minería del año 1987, que norma las concesiones administrativas y los contratos especiales de operación. Estas son las dos vías mediante las cuales terceros, distintos de ENAP, pueden realizar las actividades de exploración y explotación de las reservas de hidrocarburos, que son propiedad del Estado. Tanto las concesiones administrativas como los contratos especiales de operación son otorgados por el Ministerio de Minería. No existe una regulación particular de carácter económico para las actividades de importación, ya sean de GN o GLP.
36. Chile importa cerca de un 80% de su consumo interno de gas en forma de GNL o vía terrestre⁷⁵. El porcentaje restante es producido en la Cuenca de Magallanes por ENAP (a través de su filial Enap Refinerías S.A.), y a través de colaboraciones entre esta entidad y agentes privados como Geopark o Methanex⁷⁶. En comparación con el resto de la región, Chile posee reservas relativamente menores de gas convencional⁷⁷, pero importantes de gas no convencional⁷⁸. Estas últimas, sin embargo, no han sido desarrolladas mayormente⁷⁹. El GNL importado es transportado en barcos, desembarcando en terminales donde es almacenado o regasificado. Existen dos terminales de ingreso, uno en Quintero y otro en Mejillones. El mayor volumen de GNL ingresa por el terminal de Quintero, que tiene una capacidad de regasificación de 15 millones de m³ por día, y 334 mil m³ de almacenamiento, cerca del triple del terminal ubicado en Mejillones, que puede regasificar diariamente 5,5 millones de m³ y tiene una capacidad de almacenamiento de 175 mil m³⁸⁰.
37. Existen un mercado primario y otro secundario para organizar la importación del GNL. Mientras que en el primario se contrata directamente con un puerto el uso de sus instalaciones, en el secundario se contrata con las entidades que tengan acceso directo al

⁷⁵ Energía Abierta, «Balance Nacional de Energía 2018» (Comisión Nacional de Energía), acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

⁷⁶ Véase, por ejemplo, «Memorias 2018», Empresa Nacional del Petróleo, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.; «Quarterly Results», Geopark, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.; y «Quarterly Reports», Methanex, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

⁷⁷ El gas convencional es aquel que se acumula en formaciones porosas cubiertas por estrata de rocas impermeables, lo que hace que su extracción sea relativamente sencilla. Por el contrario, el gas no convencional se encuentra acumulado en formaciones geológicas más complejas, necesitándose métodos especializados para su extracción como, por ejemplo, la fracturación hidráulica. Más detalles en New South Wales Environment Protection Authority, «Conventional and Unconventional Gas», acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

⁷⁸ David Mares, «The New Energy Landscape: Shale Gas in Latin America», *Banco Interamericano de Desarrollo*, Discussion Paper no. IDB-DP-253 (2012): 2, disponible aquí.

⁷⁹ Alejandro Espejo, «Oil and Gas Regulation in Chile: Overview», *Thomson Reuters Practical Law* (2020), acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

⁸⁰ Resolución TDLC N°51/2018, de fecha 17 de enero de 2018.

terminal⁸¹. En el caso del terminal ubicado en Quintero, GNL Chile, de propiedad de Enel Generación Chile S.A., Agesa y ENAP, tiene un contrato por el total de la capacidad del puerto por un periodo de 20 años⁸². No obstante, GNL Chile ha organizado dos procedimientos de asignación de capacidad a terceros, denominados *Open Season*, cada vez que se ha expandido la capacidad del terminal, en 2011 y 2015. Así, serían las empresas controladoras de GNL Chile y las adjudicatarias del último *Open Season* (Colbún y AES Gener) las que podrían importar GNL comprándolo directamente en el mercado internacional, mientras que las otras entidades deben comprar en el mercado secundario⁸³. Por otra parte, en el caso del terminal ubicado en Mejillones, existe acceso abierto a sus instalaciones, pudiendo empresas que deseen comprar en el mercado internacional importar el GNL por el terminal pagando tarifas acordadas con el propietario⁸⁴.

38. A pesar de que en la práctica entonces GNL Mejillones operaría bajo un sistema de acceso abierto, actualmente no existe normativa que obligue a los terminales de importación y/o almacenamiento a operar bajo un régimen de este tipo.
39. ENAP cuenta con cinco terminales marítimos, los cuales se ubican en la comuna de Talcahuano (terminal San Vicente), Isla de Pascua (terminal Vinapu) y en la Región de Magallanes (terminales Cabo Negro, Gregorio y Clarencia). A pesar de que ENAP es un actor importante en la provisión de GN para distribuidores aguas abajo, durante el curso de este estudio no se analizó en detalle el funcionamiento de dichos terminales. Esto se debe a que ENAP se abastece de GN fundamentalmente por otros terminales, como los ubicados en Mejillones, Quintero y Hualpén.
40. En materia de seguridad, la etapa de exploración, explotación e importación no está regulada mayormente, y más bien sus normas se encuentran en los contratos suscritos entre los actores, aunque de forma bastante general⁸⁵. En contraste, la etapa de almacenamiento cuenta con reglamentos exhaustivos técnicamente que regulan los

⁸¹ *Ibíd.*

⁸² Rodrigo Moreno et al., «Análisis Económico del Despacho Eléctrico de Generadores con Contratos de Suministro de Combustible GNL Take or Pay» (Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, 2014): 21, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

⁸³ Resolución TDLC N°51/2018, de fecha 17 de enero de 2018.

⁸⁴ *Ibíd.*

⁸⁵ Así, por ejemplo, en el CEOP suscrito en 2012 entre el Estado de Chile, Geopark TDF S.A. y ENAP, solo se hace referencia a obligaciones generales que debe cumplir el contratista en materia de seguridad, como el “deber de disponer de todas las medidas de seguridad necesarias para evitar y atender cualquier clase de accidente, daño o lesión en las personas que laboren o ingresen en los determinados recintos”. Página 14 del referido contrato. Disponible aquí.

aspectos de seguridad, como el Decreto N°67 de 2012 del Ministerio de Energía (“Reglamento de Seguridad de Plantas de GNL”).

b. Mercado aguas abajo

41. Por otro lado, aguas abajo, se encuentran ampliamente regulados el transporte y la distribución del gas natural no solamente en materias de seguridad, como el GLP, sino también económicas. Esta regulación se efectúa en gran parte en la Ley de Servicios de Gas.
42. Específicamente, en esta normativa se reglan las concesiones para establecer, operar y explotar el servicio público de gas de red, los regímenes de precios a los que están sometidos los concesionarios, y las condiciones de calidad y seguridad que debe cumplir el abastecimiento del gas de red. A las empresas distribuidoras de gas no concesionadas se les aplican las materias relacionadas a calidad y seguridad en el servicio, rige el derecho a cambiarse de proveedor para los clientes de gas residencial, y normas que prohíben los pactos destinados a capturar consumidores. Así también, la regulación establece que la distribución de gas licuado a granel se rige por las mismas normas de distribución de gas de red no concesionada en todo lo que sea compatible⁸⁶.
43. En cuanto al transporte del GN, una fracción se transporta en estado gaseoso a través de gasoductos y otra en camiones, en estado líquido (GNL).
44. Los gasoductos operativos en Chile son de propiedad de las siguientes las empresas (i) Nor Andino, Gas Atacama, Taltal que trasladan el gas proveniente de GNL Mejillones y abastecen principalmente el sector minero y energético del norte del país; (ii) Electrogas S.A. (“Electrogas”) que transporta la mayoría del GN proveniente de Quintero; (iii) GasAndes que une Santiago con Argentina y Pirque con El Peral (Región de O’Higgins); y finalmente (iv) Innergy Transportes y Gasoducto del Pacifico que abastecen de GN a clientes industriales, comerciales y residenciales de la zona centro-sur del país, principalmente en la Región del Biobío.
45. Por otra parte, los camiones cisterna inyectan el GNL en Plantas Satelitales de Regasificación (“PSR”). Existen 40 PSR en Chile, con una capacidad de almacenamiento de entre 20 y 214 m³, con la excepción de la PSR ubicada en Pemuco cuya capacidad es de 1.200 m³. En su conjunto, la capacidad total de almacenamiento de estas plantas es de 4.097 m³, lo que, por ejemplo, corresponde al 1,2% de la capacidad de almacenamiento del terminal en Quintero⁸⁷. El GN proveniente tanto de gaseoductos troncales como desde

⁸⁶ Artículo 1 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

⁸⁷ Resolución TDLC N°51/2018, de fecha 17 de enero de 2018.

PSR, pasa posteriormente a redes locales, a través de las cuales se distribuye a los clientes finales.

46. En 2018, el GN fue usado en mayor proporción para generación eléctrica, siguiéndole, en orden de relevancia, el sector industrial, residencial, comercial y luego el sector público⁸⁸.
47. En particular, el régimen jurídico impuesto a las concesionarias de distribución de gas de red y transporte está contemplado principalmente en la Ley de Servicios de Gas, en el Reglamento de Concesiones y en el Decreto Supremo N°67 de 2004 (“Reglamento de Gas de Red”).
48. El artículo 3 del Reglamento de Concesiones dispone que las empresas interesadas en prestar servicio público de distribución de gas en una zona geográfica determinada deberán contar con una concesión definitiva de distribución de gas. También señala que las empresas interesadas en prestar servicio público de transporte de gas por una red o sistema de transporte entre un punto de origen y un punto de destino, deberán contar con una concesión definitiva de transporte de gas. Estas concesiones definitivas son de carácter indefinido⁸⁹.
49. Las concesiones de servicio público de distribución de gas de red y de transporte de gas se otorgarán mediante Decreto Supremo del Ministerio de Energía, por orden del Presidente de la República, previo informe de la SEC⁹⁰. El procedimiento para la solicitud de concesiones provisionales y definitivas está regulado en los artículos 5 a 10 del Reglamento de Concesiones.
50. El artículo 18 de la Ley de Servicios de Gas establece que las concesiones pueden ser caducadas mediante Decreto Supremo por el Presidente de la República, antes de entrar en explotación, si el concesionario no redujere a escritura pública el decreto de concesión dentro de los 30 días siguientes a la fecha de su publicación. Por otra parte, el Ministerio de Energía podrá solicitar a la SEC que declare el incumplimiento grave de las obligaciones de una compañía concesionaria antes de entrar en explotación, si no se hubiesen ejecutado a lo menos dos tercios de las obras en los plazos establecidos o en las prórrogas otorgadas, y no mediare fuerza mayor o caso fortuito. Declarado el incumplimiento grave por la SEC, podrá el Presidente de la República decretar la caducidad de la concesión.
51. Cabe destacar que el artículo 14 de la Ley de Servicios de Gas establece que estas concesiones no otorgan derechos exclusivos a la respectiva compañía en el área, lo que es

⁸⁸ Energía Abierta, «Balance Nacional de Energía 2018» (Comisión Nacional de Energía), acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

⁸⁹ Artículo 5 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

⁹⁰ Artículo 7 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

refrendado por el artículo 4 del Reglamento de Concesiones, que establece que podrán otorgarse nuevas concesiones de distribución y transporte de gas sobre zonas y lugares en los que exista previamente una concesión.

52. Las disposiciones contempladas en esta Ley sobre la expansión de la red fueron incorporadas o modificadas en la Última reforma, que establece que las empresas concesionarias estarán obligadas a prestar el servicio de gas para luz, fuerza, calefacción o cualesquiera otros fines, a quien lo solicite dentro de las zonas de servicio de su concesión⁹¹, siempre que se trate de consumos compatibles con la capacidad y seguridad de sus instalaciones⁹².
53. En caso de que la empresa concesionaria se negare a suministrar el servicio al consumidor, este podrá recurrir a la SEC, quien resolverá si se debe otorgar el servicio de gas⁹³.
54. Asimismo, el artículo 25 de la Ley de Servicios de Gas establece que la SEC podrá ordenar a las empresas concesionarias la expansión de sus redes de distribución de baja presión a sus expensas, aún fuera de las zonas de servicio. Lo anterior, con la condición de que se trate de consumos de carácter permanente, y si se garantiza efectivamente para cada una de las prolongaciones como mínimo anual de consumo durante los tres primeros años del valor de presupuesto de la instalación. Las compañías podrán cobrar la parte del costo de expansión de la red cuya colocación no se justifique por el consumo recién mencionado.
55. A su vez, el Reglamento de Gas de Red establece en su artículo 6:

[...] Las empresas de gas determinarán libremente el número y variedad de los servicios que ofrezcan. Sin embargo, estas no podrán discriminar arbitrariamente entre clientes o consumidores con consumos de similares características. Asimismo establecerán libremente el esquema tarifario para los servicios prestados, el que podrá diferenciar por sectores de distribución dentro de los cuales las tarifas sean homogéneas para clientes o consumidores con

⁹¹ El artículo 24 de la Ley de Servicios de Gas, se encarga de definir qué se entiende por zonas de servicio, a saber: (i) Las calles, plazas y caminos donde ya tengan red de distribución las empresas concesionarias existentes, zona que se identificará en el plano de la ciudad respectiva y que se protocolizará al ratificarse la concesión; (ii) La zona que se identificará en el plano de la ciudad respectiva y que se protocolizará al otorgar la concesión a una nueva empresa y que abarque la zona que esta planifique cubrir con su red de distribución; y (iii) La zona en que la empresa concesionaria extiende sus redes de distribución.

⁹² Artículo 23 de la Ley N°20.999, que Modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones que indica (Última Reforma).

⁹³ En la misma línea, el artículo 22 del Reglamento de seguridad para el transporte y distribución de gas de red, publicado el 7 de abril de 2010, establece que: "Ante falta de acuerdo entre una concesionaria de servicio público de distribución y el o los interesados para la extensión de redes de baja presión, éstos podrán recurrir a la Superintendencia. Esta podrá ordenar a la concesionaria la prolongación por cuenta de la empresa, dentro del plazo que fije la Superintendencia, de sus cañerías matrices de baja presión, tanto dentro como fuera de las zonas de servicio, siempre que él o los interesados en la prolongación garanticen un consumo mínimo anual, durante los tres primeros años, igual o mayor al valor del presupuesto respectivo".

similares características, de tal forma que no se produzca discriminación entre ellos”.

56. Por otra parte, el artículo 9 de este mismo reglamento dictamina la obligación de acceso a los clientes a la red:

Las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red deberán conectar sus redes y prestar servicio de gas a las instalaciones del interesado, cuando este lo solicite, siempre que se cumplan los siguientes requisitos, según corresponda: (i) La solicitud cumpla con los términos de este reglamento; (ii) Los consumos previstos del interesado sean compatibles con la capacidad normal de la red de distribución de la empresa y no afecten negativamente las condiciones de seguridad de las instalaciones necesarias para prestar el suministro estipuladas en la normativa correspondiente; (iii) Las instalaciones del interesado se encuentren dentro de las zonas de servicio de la concesión; o bien se encuentren fuera de las zonas de servicio, pero dentro de las zonas de concesión, y corresponda una extensión de red según lo estipulado en la ley y en este reglamento; (iv) Las instalaciones del interesado se encuentren fuera de la zona de concesión, pero se conecten a las instalaciones de distribución del concesionario mediante redes propias o de terceros; y (v) Las instalaciones del interesado y de los terceros propietarios de las redes de conexión, cuando corresponda, cumplan con las normas legales, reglamentarias y técnicas sobre la materia y con las instrucciones impartidas por la Superintendencia al respecto.

57. Luego, el acceso a los gasoductos se encuentra regulado en el artículo 11 del Reglamento de Concesiones:

Los concesionarios de transporte deberán operar bajo el sistema de "acceso abierto". Se entenderá por "acceso abierto" 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 de su capacidad de transporte disponible.

58. Como se puede apreciar en este último artículo la obligación de acceso abierto rige únicamente para las concesiones de transporte, por lo que para la distribución no se contempla tal exigencia.
59. Las redes de distribución de GN solo existen en cerca de un 20% de las comunas del país, lo que ha sido explicado por la CNE dada la existencia de economías de densidad y las

diferencias en niveles de consumo determinados por el poder adquisitivo presente en las comunas remanentes⁹⁴.

60. Con respecto a las tarifas, como se mencionó más arriba, en el mensaje de la Última reforma se enumeraron como razones de la imperfección e incompletitud de la Ley de Servicios de Gas en ese periodo (i) la inexistencia de una metodología y procedimiento para la fijación de las tarifas del servicio de gas cuando la tarificación deba aplicarse, lo que ocurre en el caso de las empresas distribuidoras que operan en la Región de Magallanes y eventualmente para las empresas concesionarias de distribución en el resto de las regiones; (ii) la necesidad de mejoras en la regulación del procedimiento de chequeo de rentabilidad en cuanto a su institucionalidad y metodología aplicable a su cálculo; (iii) la insuficiencia de la norma que regula la tasa de costo anual de capital, pues la metodología de cálculo de la tasa definida en la Ley era demasiado general y no se contemplaba un procedimiento reglado y participativo para su fijación; y (iii) la falta de una instancia de resolución de controversias en materias tarifarias ante un órgano técnico e independiente, que cumpliera con los estándares de regulación vigentes⁹⁵.
61. Por otra parte, se consideraba que la industria de distribución del gas tenía “especiales condiciones” que justificaban una regulación tarifaria, justificándose una regulación *ex ante*, como la de fijación de tarifas. Por otra parte, existía igualmente un sistema de regulación *ex post*, donde la intervención estatal operaba únicamente respecto de las conductas contrarias a la libre competencia que puedan presentarse en los mercados⁹⁶. Se concluyó que se trataba de un mercado con fallas reconocibles, “[...] y que justifican extraerlo de la sola institucionalidad de libre competencia de represión *ex post*, pero que no llega de modo general al punto de pasar directamente a una intervención regulatoria *ex ante*, especialmente en materias como el establecimiento de un mecanismo de fijación tarifaria administrado por los órganos competentes”⁹⁷.
62. Así, la Última reforma estableció para el mercado del gas un mecanismo de regulación híbrido que contempla una intervención tarifaria *ex post*, pero cuya activación requiere de

⁹⁴ Resolución TDLC N°51/2018, de fecha 17 de enero de 2018.

⁹⁵ «Historia de la Ley 20.999», Biblioteca del Congreso Nacional, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

⁹⁶ *Ibíd.*

⁹⁷ *Ibíd.*

la intervención de las autoridades competentes especializadas en el mercado, que se describe a continuación⁹⁸.

63. El artículo 30 de la Ley de Servicios de Gas establece para el servicio de transporte o servicio de gas⁹⁹ realizado a clientes o consumidores o entre sí, y los precios de los servicios afines que correspondan, un régimen de libre determinación de precios. Sin embargo, tratándose del servicio público de distribución de gas¹⁰⁰, este régimen se sujeta a la determinación de un límite máximo de rentabilidad¹⁰¹. Estas disposiciones no se aplican para la Región de Magallanes y la Antártica Chilena¹⁰², como se referirá más adelante.
64. Tratándose de empresas concesionarias de distribución de gas de red¹⁰³, su régimen de precios se sujeta a una Tasa de Rentabilidad Económica Máxima (en adelante “TREM”) para una determinada zona de concesión, equivalente a tres puntos porcentuales sobre el promedio simple de los últimos tres años de la tasa de costo de capital (en adelante “TCC”), la que se define en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas¹⁰⁴.
65. Esta tasa de costo anual de capital se calcula cada cuatro años por la CNE, considerándose (i) el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas en relación al mercado, (ii) la tasa de rentabilidad libre de riesgo, (iii) el premio por riesgo de mercado y (iv) un factor individual por zona de concesión¹⁰⁵. Así, la TCC será el factor individual por zona de concesión más la tasa de

⁹⁸ *Ibíd.*

⁹⁹ En el artículo 2 numeral octavo de la Ley de Servicios de Gas, se define servicio de gas como “*el suministro de gas efectuado por una empresa de gas a los clientes o consumidores, bajo condiciones establecidas respecto a calidad de servicio y precio.*”

¹⁰⁰ El artículo 2 numeral noveno de la Ley de Servicios de Gas, define servicio público de distribución de gas como “*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.*”

¹⁰¹ Artículo 30 bis del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁰² Artículo 34 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁰³ El gas de red es definido en el artículo 2 de la Ley de Servicios de Gas como “*todo fluido gaseoso combustible que se transporte o distribuya a través de redes de tubería, ya sea gas natural, gas licuado de petróleo en fase gaseosa y cualquier otro tipo de fluido gaseoso combustible.*”

¹⁰⁴ Inciso primero del artículo 30 bis del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁰⁵ Inciso primero del artículo 31 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

rentabilidad libre de riesgo, más el premio por riesgo multiplicado por el valor de riesgo sistemático, no pudiendo ser inferior al seis por ciento¹⁰⁶¹⁰⁷.

66. Para calcular la TCC, la CNE emitirá, antes de cuatro meses del término de vigencia de la TCC vigente, un informe técnico preliminar con la TCC para el cuatrienio siguiente. Dentro de los diez días siguientes a esta emisión, las empresas concesionarias o toda persona natural o jurídica con interés en participar en el proceso podrán observar este informe, disponiendo la Comisión de quince días vencido el plazo anterior para emitir un informe definitivo. En caso de subsistir discrepancias en el informe definitivo respecto del valor de la TCC¹⁰⁸, las empresas concesionarias o las personas naturales o jurídicas correspondientes dispondrán del plazo de diez días para presentarlas ante el Panel de Expertos establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante “el Panel”)¹⁰⁹, que debe emitir un dictamen al respecto dentro de treinta días contados desde la audiencia pública de la o las discrepancias presentadas¹¹⁰.
67. En caso de no presentarse discrepancias, o habiéndose emitido el dictamen del Panel, la CNE debe emitir antes del 31 de diciembre de dicho año una resolución fijando la TCC para el cuadrienio siguiente, que permitirá determinar la TREM. Esta última se actualizará anualmente únicamente respecto de la tasa libre de riesgo de conformidad al instrumento del Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República¹¹¹.

¹⁰⁶ Inciso séptimo del artículo 32 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁰⁷ Como indica el Artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, el riesgo sistemático se define como un valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución de gas respecto a las fluctuaciones del mercado. Luego, la tasa de rentabilidad libre de riesgo corresponde a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional, considerándose un periodo de seis meses para establecer el promedio. Por su parte, el premio por riesgo de mercado se entiende como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada, y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo. Finalmente, el factor individual por zona de concesión se determina con el fin de reconocer diferencias en las condiciones del mercado en que operan las empresas concesionarias, determinándose para cada empresa en cada zona de concesión, según la evaluación de los factores de riesgo asociados a las características de la demanda y las condiciones de explotación enfrentadas por cada empresa, según establezca el reglamento. Este factor individual por zona de concesión no puede ser superior a un punto porcentual.

¹⁰⁸ Se entenderá que existen discrepancias susceptibles de ser sometidas al dictamen del Panel si quien formuló observaciones al informe técnico preliminar persevera en ellas posteriormente al rechazo de las mismas por la Comisión, así como cuando quien no haya formulado observaciones al informe técnico preliminar considera que debe mantenerse su contenido de haberse modificado en el informe técnico final.

¹⁰⁹ Panel de Expertos establecido en el Título VI del decreto con fuerza de ley N°4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.

¹¹⁰ Artículo 32 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹¹¹ Inciso final del artículo 32 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

68. Para revisar la rentabilidad, la CNE deberá determinar mediante resolución la tasa libre de riesgo de la TCC en diciembre de cada año, para el año siguiente, correspondiendo esta al promedio de los seis meses anteriores a su determinación. Sin embargo, tratándose de empresas concesionarias sujetas a determinación de precios, estudiadas más adelante, el periodo semestral a considerar para determinar la tasa libre de riesgo de la TCC corresponderá a los seis meses previos al mes de la fecha de referencia para la base monetaria establecida en el estudio de costos^{112,113}.
69. Volviendo a la TREM, esta se determinará para cada empresa concesionaria como aquella tasa de actualización que permite un flujo neto igual a cero de los bienes de propiedad de la empresa concesionaria en una determinada zona de concesión que sean necesarios para prestar el servicio público de distribución, incluyendo los servicios afines que correspondan¹¹⁴. Por una parte, el flujo neto corresponderá a la diferencia entre los ingresos anuales de explotación y la suma de los costos anuales de explotación, inversión y los impuestos a las utilidades^{115,116}, mientras que, respecto de los bienes de la empresa concesionaria por zona de concesión, la Comisión establecerá por resolución la parte de éstos que será considerada eficiente, su vida útil, el Valor Nuevo de Reemplazo (en adelante “VNR”)¹¹⁷ de éstos¹¹⁸ y su fórmula de indexación, que serán utilizados en los chequeos anuales de rentabilidad del cuatrienio siguiente¹¹⁹.

¹¹² Artículo 40-N del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹¹³ Inciso final del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹¹⁴ Inciso primero del artículo 33 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹¹⁵ Inciso segundo del artículo 33 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹¹⁶ Los costos de explotación se definen como la suma de los costos de operación, manutención y administración, el costo del gas requerido para todos los suministros efectuados mediante las instalaciones de distribución definido en el artículo 33 quinquies del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas y todos aquellos costos asociados al servicio público de distribución de gas de la empresa concesionaria que no sean costos de inversión e impuestos a las utilidades. Por otra parte, los costos de inversión a considerar se determinarán en base a la transformación del Valor Nuevo de Reemplazo de los bienes de la empresa concesionaria en costos anuales de inversión a igual monto, considerando su vida útil económica, valor residual igual a cero y una tasa de actualización igual a la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria en la zona de concesión.

¹¹⁷ El Valor Nuevo de Reemplazo corresponde al costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a prestar el servicio de gas de la respectiva zona de servicio, incluyendo los intereses intercalados, los derechos, los gastos y las indemnizaciones efectivamente pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación.

¹¹⁸ No se incluirán los bienes intangibles y el capital de explotación.

¹¹⁹ Inciso tercero del artículo 33 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

70. Para evaluar la rentabilidad económica de las empresas concesionarias, la CNE sigue el procedimiento y la metodología establecidos en los artículos 33 bis a 33 sexies de la Ley de Servicios de Gas, expuestos a continuación.
71. En primer lugar, antes de cuatro meses del término de vigencia de la TCC (cuya vigencia es de cuatro años), la CNE debe emitir un informe técnico preliminar¹²⁰ con los bienes considerados eficientes de dicha empresa, para efectos de chequear su rentabilidad, su vida útil, el VNR y su fórmula de indexación, los indicadores de eficiencia para la actividad de distribución de gas en cada zona de concesión y el plazo de amortización de comercialización de la empresa concesionaria¹²¹ que se aplicarán durante el cuatrienio siguiente. Este informe puede ser observado dentro de los diez días siguientes a su notificación por la empresa concesionaria, disponiendo la CNE de quince días luego de vencido el plazo anterior para emitir el Informe Definitivo¹²².
72. En caso de subsistir discrepancias¹²³, la empresa tendrá diez días para presentarlas al Panel, quien debe emitir un dictamen dentro de treinta días contados desde la audiencia pública en que se presentaron dichas discrepancias. De no existir estas discrepancias, o habiéndose ya emitido el dictamen del Panel, antes del 31 de diciembre del correspondiente año, la CNE debe fijar mediante resolución los bienes de la empresa concesionaria que se considerarán en el chequeo de rentabilidad, su vida útil, su VNR y su fórmula de indexación, los indicadores de eficiencia para la actividad de distribución de gas por zona de concesión y el plazo de amortización de los gastos de comercialización eficientes de la empresa concesionaria, para el cuatrienio siguiente¹²⁴.
73. Las empresas concesionarias, por su parte, deben informar a la CNE antes del 31 de marzo de cada año sus costos e ingresos de explotación correspondientes a la actividad de distribución de gas de red y los VNR de las instalaciones de distribución de su propiedad del año calendario anterior, conforme a un Sistema de Contabilidad Regulatoria establecida

¹²⁰ Para mayor detalle en la elaboración de este informe, ver la Resolución 396 Exenta de 2017 de la Comisión Nacional de Energía, que establece normas para la elaboración del informe técnico a que se refiere el artículo 33 bis del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹²¹ Esto porque, como se establece en el inciso sexto del artículo 33 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas, los gastos de comercialización eficiente de la empresa concesionaria asociados a captación y conexión de nuevos clientes podrán ser considerados como gastos amortizables en un plazo de hasta diez años, a elección de la empresa concesionaria utilizando la TCC.

¹²² Artículo 33 bis del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹²³ Se entiende que hay discrepancias si la empresa concesionaria formuló observaciones al informe técnico preliminar y persevera en ellas posteriormente a su rechazo por parte de la Comisión.

¹²⁴ Artículo 33 bis del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

por la CNE¹²⁵, así como los antecedentes requeridos por esta última para chequear la rentabilidad económica por zona de concesión¹²⁶.

74. Toda la información aportada por las empresas concesionarias será revisada, verificada y corregida de ser necesario por la CNE, para que luego, antes del 15 de agosto de cada año, esta emita un informe de rentabilidad anual preliminar por empresa concesionaria para sus respectivas zonas de concesión. Una vez notificado este informe, las empresas disponen de quince días para presentar sus observaciones a la CNE, luego de los cuales esta última deberá emitir su informe de rentabilidad anual definitivo en los quince días siguientes¹²⁷.
75. En caso de subsistir discrepancias, las empresas concesionarias pueden recurrir al Panel dentro de los diez días siguientes a la comunicación del informe de rentabilidad anual definitivo. Este último debe emitir su dictamen en el plazo de treinta días contados desde la audiencia pública correspondiente a las discrepancias presentadas. Vencido el plazo para formular discrepancias o ya resueltas por el Panel, la CNE debe emitir por resolución, antes del 31 de diciembre de cada año, su informe de rentabilidad anual de las empresas concesionarias de distribución de gas de red, que debe incorporar e implementar lo resuelto por el Panel¹²⁸.
76. El costo del gas que ha de tenerse en cuenta al ingreso del sistema de distribución a considerar en el chequeo de rentabilidad debe calcularse, tal como establece el artículo 33 quinquies de la Ley de Servicios de Gas, en el o los puntos de conexión entre las instalaciones de producción, importación o transporte según como corresponda, y las instalaciones de distribución de la zona de concesión. Así, el costo del gas en cada punto de conexión corresponde a lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria según los precios de compra de sus contratos de suministro en dicho punto o en uno distinto, incluyéndose en este último caso los demás costos en que incurra la empresa concesionaria para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución (por ejemplo, transporte, almacenamiento y regasificación).
77. Sin embargo, el inciso segundo del mismo artículo establece que cuando la empresa concesionaria efectúe la compra de gas a empresas de su mismo grupo empresarial o a personas o entidades relacionadas en los términos señalados en la Ley N°18.045 de Mercado de Valores, el costo del gas solamente considerará tales contratos de suministro

¹²⁵ Esta podrá además requerir antecedentes de costos e ingresos de otras actividades económicas realizadas por las empresas concesionarias.

¹²⁶ Artículo 33 ter del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹²⁷ Artículo 33 quáter del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹²⁸ *Ibíd.*

si han sido el resultado de procesos de licitaciones públicas e internacionales^{129,130}. En este caso, el costo del gas en cada punto de conexión corresponderá a lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria de acuerdo al o los precios de compra de sus contratos de suministro con empresas, personas o entidades relacionadas, incluyéndose los demás costos en que incurra la empresa para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución (tales como transporte, almacenamiento y regasificación).

78. En caso de incumplirse lo dispuesto anteriormente, el costo del gas al ingreso del sistema de distribución de la empresa concesionaria se valorizará al menor precio de compra del gas calculado en base a los contratos de importación de largo plazo existentes en el mercado internacional, y se incluirán si corresponde los demás costos para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución¹³¹. No obstante, si la CNE estima que el costo de los servicios prestados a la empresa concesionaria por una empresa de su mismo grupo empresarial o personas o entidades relacionadas en las condiciones mencionadas más arriba no refleja una gestión económicamente eficiente, determinará esta el valor eficiente de estos servicios sobre la base del precio que otros consumidores paguen por ellos u otros antecedentes que reflejen el costo de los servicios¹³².
79. Una vez que se dispone de los resultados del informe de rentabilidad anual, la CNE verificará que la rentabilidad económica promedio de los últimos tres años de las empresas concesionaria en una determinada zona de concesión no excedan la TREM. En caso de que esto se verifique, en un plazo máximo de veinte días contado desde la comunicación de la resolución que fije el exceso de la rentabilidad económica máxima de una empresa concesionaria, o al menos diecinueve meses antes del término del periodo de vigencia de las tarifas del servicio de gas y servicios afines sujetos a fijación de precios, la CNE dará inicio a un proceso en que se fijarán las tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicables a los consumidores o clientes de la empresa en cuestión, en una determinada zona de concesión, mediante un decreto tarifario.

¹²⁹ Estas licitaciones deben cumplir con los principios de no discriminación arbitraria, transparencia y estricta sujeción a las bases de licitación, y para realizarlas, la empresa concesionaria o las referidas empresas, personas o entidades relacionadas deben contar con instalaciones que permitan realizar importaciones de gas (por ejemplo terminales marítimos de regasificación de Gas Natural licuado o gasoductos internacionales) o contratos de uno de dichas instalaciones. El artículo 33 sexies de la Ley de Servicios de Gas se refiere a las condiciones de elaboración y exigencias que deben cumplirse en el diseño de estas bases.

¹³⁰ Inciso incorporado por el artículo 12 transitorio de la Ley N°20.999, que Modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones que indica (Última Reforma).

¹³¹ Inciso tercero del artículo 33 quinquies del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹³² Inciso final del artículo 33 quinquies del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

80. Por otra parte, las empresas concesionarias que hayan excedido la tasa de rentabilidad económica máxima deben devolver a sus clientes el monto correspondiente al exceso de rentabilidad obtenido, calculado por la CNE en el informe de rentabilidad anual, distribuyéndolo en proporción al volumen de gas facturado durante el último año calendario^{133,134}.
81. Mientras este decreto tarifario no entre en vigencia, los precios máximos del servicio de gas y servicios afines de la empresa excedida en una determinada zona geográfica serán fijados por la CNE mediante resolución, que deberá emitir a partir de la fecha de la resolución que apruebe el informe de rentabilidad anual en que se indique el exceso en comento^{135,136}.
82. Podrán sin embargo mantener el régimen de libertad tarifaria sujeto a un límite máximo de rentabilidad las empresas cuya rentabilidad económica no exceda en más que 0,2 puntos porcentuales la TREM, siempre que realice a sus clientes la devolución del monto correspondiente al exceso de rentabilidad obtenido¹³⁷, aumentado en un cincuenta por ciento¹³⁸.
83. El artículo 38 de la Ley de Servicios de Gas indica que las tarifas, su estructura y mecanismo de indexación para el servicio del gas y los servicios afines para una determinada zona de concesión en caso de excederse una empresa concesionaria de la TREM serán establecidos por la CNE, mediante el procedimiento establecido en los artículos 40-A a 40-H de la mencionada ley, y se fijará mediante Decreto Supremo del Ministerio de Energía, teniendo una duración de cuatro años, salvo de que se trate del primer periodo tarifario, en cuyo caso la vigencia será de cinco años. Dichas tarifas se denominan tarifas garantizadas: no pueden discriminar entre consumidores de una misma categoría o sector tarifario de distribución en su aplicación, teniendo los consumidores sujetos a dicha tarifa siempre el

¹³³ Inciso primero del artículo 31 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹³⁴ Estas devoluciones se realizarán, a elección del cliente mediante reembolso en dinero efectivo o descontando las cantidades correspondientes en la facturación más próxima, o en las que determine la Superintendencia a requerimiento de la respectiva empresa concesionaria, reajustada según la variación del IPC en los meses respectivos, más los intereses corrientes.

¹³⁵ Estos precios máximos corresponderán a los precios de todos los servicios de gas y servicios afines prestados por la empresa concesionaria que estaban vigentes al 31 de diciembre del año anterior al de la resolución que apruebe el informe de rentabilidad anual, multiplicados por un factor igual al cociente entre la diferencia de los ingresos totales de la empresa concesionaria en el año calendario anterior y el monto correspondiente al exceso de rentabilidad obtenido y los ingresos ya señalados.

¹³⁶ Inciso segundo del artículo 31 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹³⁷ Inciso primero del artículo 31 bis del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹³⁸ Inciso cuarto del artículo 31 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

derecho a recibir los tipos de servicios de gas y servicios afines por parte de la empresa concesionaria¹³⁹.

84. Las tarifas de servicio del gas se obtienen a partir de la suma del valor del gas al ingreso del sistema de distribución (en adelante “VGISD”), y del valor agregado de distribución (en adelante “VAD”)¹⁴⁰.
85. La VGISD corresponde a los precios de los contratos de compra de gas celebrados por la empresa concesionaria, considerando los volúmenes de gas contratados y sus condiciones de reajustabilidad, observándose lo dispuesto en el artículo 33 quinquies de la Ley de Servicios de Gas¹⁴¹. Por otra parte, respecto del VAD, la estructura, nivel y mecanismo de indexación de las tarifas del VAD y de los servicios afines están establecidos sobre la base del costo total de largo plazo respectivo, que a su vez se entenderá como el monto equivalente a la suma de los costos de explotación e inversión asociados a la atención de la demanda prevista en la zona de concesión durante un horizonte de planificación de quince años de la empresa eficiente^{142,143}. Los costos se determinan mediante un estudio efectuado por una empresa consultora contratada por la CNE a través de un proceso de licitación pública conforme a las normas de las compras públicas¹⁴⁴, regulándose esta en los artículos 40-L y 40-M, y la realización del estudio de costos en los artículos 40-N y siguientes de la Ley de Servicios de Gas¹⁴⁵.

¹³⁹ La empresa concesionaria podrá proponer a la Comisión distintos tipos de servicios de gas, para la zona de concesión sujeta a fijación de precios, para los efectos que se les fijen tarifas garantizadas, dentro del respectivo proceso de fijación de tarifas.

¹⁴⁰ Artículo 40-A del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁴¹ Artículo 40-B del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁴² Los costos a considerar se limitarán a aquellos indispensables para que la empresa concesionaria pueda proveer en forma eficiente el servicio de gas y los servicios afines en una determinada zona de concesión, incluyendo su expansión futura, de acuerdo a la tecnología eficiente y de menor costo entre las disponibles comercialmente, sujetándose dicha empresa eficiente a la normativa vigente, en particular en lo relativo a la calidad de servicio y seguridad de las instalaciones.

¹⁴³ Artículo 40-C del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁴⁴ Artículo 40-J del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁴⁵ Como se establece en el Artículo 40-Ñ d del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas, los resultados entregados por el consultor del estudio de costos deberán especificar a lo menos: (i) Los criterios de dimensionamiento de la empresa eficiente; (ii) El plan de expansión en redes de distribución de la empresa eficiente, sobre la base de la propuesta presentada por la respectiva empresa concesionaria; (iii) El valor del gas al ingreso del sistema de distribución; (iv) El valor de los principales componentes del VAD; (v) Los costos de los servicios afines, según corresponda; y (vi) Las fórmulas de indexación que permitan mantener el valor real de las tarifas que se establezcan durante su periodo de vigencia.

86. En el plazo de diez días contado desde la recepción del mencionado estudio, la CNE debe convocar a la empresa concesionaria y a los participantes a una audiencia pública a realizarse, en que el consultor debe exponer los supuestos, metodologías y resultados del estudio, y realizar las aclaraciones que se le soliciten¹⁴⁶. Luego de esta audiencia, y habiendo el comité de ejecución y supervisión otorgado su conformidad con el estudio¹⁴⁷ la CNE dispone del plazo de dos meses para revisar, corregir y adecuar los resultados de este y notificar tanto a la empresa concesionaria como a los participantes un informe técnico preliminar realizado sobre la base del estudio, que debe contener a lo menos las menciones mínimas del estudio¹⁴⁸.
87. Una vez notificado el informe preliminar, los participantes y la empresa pueden presentar observaciones a la CNE dentro de quince días, teniendo a su vez esta última quince días para comunicar la resolución que contenga el informe técnico corregido aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas¹⁴⁹. Dentro del plazo de diez días desde notificado este último informe, la empresa y los participantes pueden solicitar al Panel que dirima las observaciones presentadas que no hubiesen sido acogidas por la CNE, que fueron acogidas parcialmente, así como mantenga el contenido del informe preliminar en caso de haberse modificado. El Panel debe evacuar su dictamen en los treinta días siguientes a la audiencia pública correspondiente a la o las discrepancias presentadas¹⁵⁰.
88. De no presentarse discrepancias, luego del mencionado plazo de diez días para presentar solicitudes al Panel, la CNE debe remitir al Ministerio de Energía el informe técnico y sus antecedentes dentro del plazo de cinco días, alargándose a veinte en caso de haberse presentado discrepancias¹⁵¹. Junto con este informe técnico, la CNE propondrá al Ministerio las fórmulas tarifarias para el siguiente periodo tarifario¹⁵², debiendo el Ministro de Energía, dentro de los veinte días de recibido el informe técnico definitivo, fijar las nuevas fórmulas tarifarias mediante la dictación del Decreto Supremo correspondiente¹⁵³.

¹⁴⁶ Artículo 40-O del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁴⁷ Este comité se integra por un representante de la empresa concesionaria, uno del Ministerio y uno de la Comisión, que será además el presidente de este.

¹⁴⁸ Incisos primero y segundo del artículo 40-P del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁴⁹ Inciso tercero del artículo 40-P del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁵⁰ Se considerarán como discrepancias las diferencias relativas al VGISD, al VAD y a los servicios afines.

¹⁵¹ Inciso final del artículo 40-P del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁵² Inciso primero del artículo 40-Q del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁵³ Artículo 40-R del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

89. Una vez entrado en vigencia el decreto tarifario, la empresa concesionaria sujeta a fijación de tarifas puede solicitar al TDLC que informe si la presión competitiva que imponen los sustitutos en el mercado relevante es apta para evitar que la empresa concesionaria obtenga rentas excesivas. En este caso, este último debe solicitar a su vez informe a la FNE, que debe evacuarse en sesenta días. Como resultado de este procedimiento, el TDLC puede ordenar al Ministerio de Energía que ponga término al régimen de fijación tarifaria, volviendo la empresa el régimen de libre determinación de precios sujeto a TREM^{154,155}, así como puede establecer además medidas preventivas, correctivas o prohibitivas que tengan por objeto asegurar condiciones de competencia en el o los mercados de que se trate^{156,157}.
90. Como se indicó más arriba, lo establecido en los artículos 30, 30 bis y 31 de la Ley de Servicios de Gas no es aplicable a los servicios que las empresas de gas de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena efectúen a sus consumidores o clientes, sea esto con o sin concesión, y tampoco cuando los servicios sean prestados por una entidad distinta que una empresa de gas¹⁵⁸. En efecto, respecto de los servicios de gas en esta región rige la fórmula de fijación tarifaria establecidas en los artículos 38 a 40-T de la Ley de Servicios de Gas, desarrollada más arriba¹⁵⁹. Esto se debe al tratamiento de monopolio natural que se le da al gas en la Región de Magallanes, dados sus volúmenes de consumo y situación geográfica¹⁶⁰.
91. La comercialización del GN se encuentra sujeta a las siguientes normas de orden público: (i) el derecho de los clientes de cambiarse de empresa distribuidora; y (ii) la seguridad en el uso y suministro del servicio.
92. En primer lugar, el artículo 29 bis de la Ley de Servicios de Gas establece un límite a la duración de las cláusulas de exclusividad o permanencia mínima. Su inciso primero indica

¹⁵⁴ Inciso quinto del artículo 31 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁵⁵ Como establece el inciso final del artículo 31 la Ley de Servicios de Gas, si una empresa concesionaria retorna al régimen de libertad de precios sujeto a límite máximo de rentabilidad, el primer y segundo chequeo de rentabilidad se efectuarán de acuerdo a la misma metodología dispuesta para una empresa concesionaria que inicia su operación en una nueva zona de concesión (Inciso quinto del artículo 30 bis del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas).

¹⁵⁶ Inciso sexto del artículo 31 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁵⁷ En contra del informe que emita el TDLC solo procede el recurso de reposición, a menos que este haya establecido una o más medidas. A su vez, contra estas medidas la empresa concesionaria o el Fiscal Nacional Económico pueden deducir recurso de reclamación.

¹⁵⁸ Inciso primero del artículo 34 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁵⁹ Inciso primero del artículo 38 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

¹⁶⁰ «Historia de la Ley 20.999», Biblioteca del Congreso Nacional, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

que los clientes o consumidores con servicio de gas residencial tienen derecho a cambiar de empresa distribuidora conforme a las normas del cuerpo legal. Así, se establece en su inciso segundo la prohibición a las empresas distribuidoras de pactar con los clientes o consumidores cláusulas que dificulten o entorpezcan el término del contrato del servicio, así como cláusulas de exclusividad o permanencia mínima de más de dos años, contados desde el inicio del suministro, ampliándose este plazo a cinco años en ciertas hipótesis¹⁶¹.

93. Por una parte, el Reglamento de Gas de Red establece que los clientes o consumidores pueden dar término al servicio de gas de red a que estén suscritos presentando personalmente la solicitud de término del servicio ante un representante acreditado de la distribuidora o suministradora¹⁶². Una vez hecho esto, la empresa debe realizar una desconexión física del servicio en un plazo máximo de 30 días contado desde la fecha de la solicitud¹⁶³. Luego, el artículo 86 de esta misma norma establece el procedimiento que debe seguirse en caso de que el cliente o consumidor ponga término a su servicio por cambio de empresa proveedora de gas: si la empresa no realiza la desconexión, la nueva empresa debe informarlo a la SEC, para que instruya a la empresa a realizar la desconexión en un plazo máximo de 5 días. Luego de ejecutado esto, la nueva empresa debe proceder a, luego de desconectar el medidor e intervenir el empalme desde la línea oficial hasta el medidor, realizar su propia conexión, tomando las medidas de seguridad necesarias.
94. Surgen una serie de obligaciones y responsabilidades tanto para la nueva empresa como para la original, una vez establecida la nueva conexión. Por una parte, la nueva empresa (i) tiene el deber de asegurar la seguridad de las instalaciones de gas intervenidas y asegurar la continuidad del servicio a los consumidores abastecidos por estas según lo establecido en la Ley de Servicios de Gas y el Reglamento de Gas de Red; y (ii) tanto esta como el Instalador de Gas serán responsables de las condiciones resultantes de la instalación de gas intervenidas, siendo su incumplimiento sancionado a nivel normativo. Por su parte, la empresa original tiene el deber de retirar las instalaciones que sean de su propiedad o adoptar las medidas de seguridad que garanticen que estas sean seguras para las personas y las cosas.

¹⁶¹ Este plazo se amplía a cinco años cuando el cambio de empresa distribuidora implique la sustitución y adaptación de instalaciones existentes del cliente o consumidor debido a modificaciones en las especificaciones del suministro, para permitir la conexión a la red de distribución, así como en el caso de nuevos proyectos inmobiliarios, contándose el plazo desde la recepción definitiva de las obras por la Dirección de Obras Municipales.

¹⁶² La empresa puede negarse al término del servicio si el cliente o quien haya suscrito la solicitud de servicio mantiene con ella obligaciones morosas derivadas del servicio de gas o del presupuesto de los trabajos asociados al término de servicio de gas.

¹⁶³ Artículo 82 del Decreto N°67 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que aprueba el Reglamento de Servicios de Gas de Red, publicado el 7 de mayo de 2004.

95. En materia de seguridad, las etapas de transporte y distribución de gas natural están reguladas por la Ley de Servicios de Gas, y en lo que esta no dictamina, por una serie de decretos y reglamentos. Así, en primer lugar, el artículo 44 de esta ley establece como deber de toda empresa transportista y distribuidora mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligros para las personas o cosas, o interrupciones del servicio. La SEC podrá instruir a las empresas el cumplimiento de la obligación, así como las medidas necesarias para su cumplimiento¹⁶⁴.
96. Por otra parte, el Decreto N°280 de 2010 del Ministerio de Energía (“Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas de Red”) establece los requisitos referentes a la seguridad para el transporte y distribución de gas de red¹⁶⁵, e impone deberes y obligaciones determinadas con el fin de precaver todo hecho que cause o pueda causar daño a las personas o a la propiedad. Esta normativa surge con la finalidad de unificar la reglamentación existente respecto a las redes de transporte y distribución, para así poder abarcar la totalidad del gas de red¹⁶⁶, y para responder a la necesidad de actualizar la regulación vigente a la fecha¹⁶⁷.
97. El Reglamento de Servicios de Gas de Red también establece algunas regulaciones en materia de seguridad, sobre todo relativas a las conexiones de las redes por parte de los interesados, y a la seguridad y continuidad del servicio del gas.
98. Por último, el Decreto N°102 de 2014 del Ministerio de Energía (“Reglamento de Seguridad para el Transporte de GNL”) establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las unidades de transporte de gas natural licuado, en las etapas de diseño, fabricación, puesta en servicio, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo

¹⁶⁴ Asimismo, “[...] si la explotación de un servicio público de distribución fuera en extremo deficiente, a causa de las condiciones de calidad del servicio de gas o debido a las condiciones de seguridad de las instalaciones de gas, el Ministro de Energía podrá autorizar a la Superintendencia para tomar las medidas necesarias a expensas del concesionario para asegurar provisionalmente el servicio público de distribución de gas. Si durante el plazo de tres meses, el concesionario no volviere a tomar a su cargo la explotación del servicio público de distribución, garantizando su buen funcionamiento, el Ministro de Energía solicitará a la Superintendencia respectiva que declare el incumplimiento grave a las obligaciones de la concesión. Declarado el incumplimiento grave, podrá el Presidente de la República decretar la caducidad de la concesión”.

¹⁶⁵ De acuerdo al artículo 2 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas, el gas de red se entiende como todo fluido gaseoso combustible que se transporte o distribuya a través de redes de tubería, ya sea gas natural, gas licuado de petróleo en fase gaseosa y cualquier otro tipo de fluido gaseoso combustible.

¹⁶⁶ Decreto N°280 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo que aprueba el Reglamento de seguridad para el transporte y distribución de gas de red, publicado el 7 de abril de 2010.

¹⁶⁷ Decreto Supremo N° 739 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que aprueba Reglamento de Seguridad para la Distribución y Expendio de Gas de Ciudad, publicado el 7 de abril de 2010; Decreto Supremo N° 254 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que aprueba el Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural, publicado el 7 de abril de 2010.

de operaciones, así como las obligaciones de quienes intervienen en ellas, a objeto de que dichas funciones se lleven a cabo en forma segura y evitando riesgos.

C. Regulación y funcionamiento del mercado del GLP

99. El GLP es una mezcla de hidrocarburos (principalmente propano y butano) que proviene de la refinación del petróleo o del proceso del gas natural. Dado que puede ser licuado a baja presión, puede almacenarse y transportarse en distintos tipos de contenedores, y no únicamente por gasoductos, como se explicará a continuación¹⁶⁸.

a. Mercado aguas arriba

100. En cuanto a la cadena de suministro del GLP, en Chile ENAP es el único productor¹⁶⁹ (actuando en este mercado mediante su filial Enap Refinerías S.A.), por lo que la gran mayoría del GLP que se consume en nuestro país es importado. El año 2018 la producción local correspondió solamente a cerca de un 25% del consumo interno^{170,171}.
101. Así, existen tres terminales a través de los cuales el GLP ingresa al país: Gasmar y Oxiquim en Quintero, y otro en la Región del Biobío, conocido como terminal Hualpén¹⁷². El principal punto de acceso corresponde a Gasmar, que tiene una capacidad de almacenamiento de 145.000 m³, mientras que los terminales de Oxiquim y Hualpén tienen capacidades de 50.000 y 40.000 m³, respectivamente. Las principales distribuidoras de GLP controlan o tienen contratada la capacidad total de los terminales: Gasco y Abastible en el caso de

¹⁶⁸ FNE División Antimonopolios, Informe de archivo "Denuncia por posible abuso de posición de dominio en el mercado del GLP" Rol N°2.483-18. Disponible aquí.

¹⁶⁹ *Ibíd.*

¹⁷⁰ Energía Abierta, «Balance Nacional de Energía 2018» (Comisión Nacional de Energía), acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

¹⁷¹ Por su parte la FNE en su informe de archivo "Denuncia por posible abuso de posición de dominio en el mercado del GLP" Rol N°2483-18, estima que el 18% del GLP consumido en el periodo de estudio fue producido por ENAP, y el restante 82% corresponde a importaciones.

¹⁷² En una fecha posterior al periodo que abarca el estudio (desde 2010 a 2020), se inauguró también un terminal de GLP en la localidad de Mejillones, de propiedad de Oxiquim. Asimismo, en agosto del presente año se vendió la propiedad de Gasmar, traspasándose su propiedad a Arroyo Energy Investment Partners LLC. Véase «Llega primera nave que abastecerá de gas licuado a la zona norte del país», Oxiquim, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí; y «Arroyo Energy adquiere el 100% de la propiedad de Gasmar», Gasmar, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

Gasmar, Abastible en el de Hualpén, y Lipigas en el de Oxiquim^{173,174}. Con respecto a los terminales de ENAP de GLP, la conclusión es similar que respecto del GN.

102. A pesar de que los terminales de GLP sean privados y hayan estado integrados verticalmente o tengan contratos de exclusividad vigentes, vemos que esto no impidió que distribuidores grandes y pequeños tuvieran acceso a GLP a un precio sustantivamente similar al de sus competidores.
103. Luego, vemos que la importancia estratégica que tiene ENAP en la provisión de GN y GLP no depende de la utilización de sus terminales marítimos, sino que proviene del rol que juegan sus refinerías, plantas de almacenamiento y plantas de regasificación. Estas se encuentran principalmente en la zona centro-sur del país, donde destacan las refinerías¹⁷⁵ de Concón y Hualpén, la PSR de Pemuco¹⁷⁶ y las plantas de almacenamiento de Maipú, San Fernando y Linares. Todas estas instalaciones se conectan entre sí a través de poliductos y/o camiones (la regla general en el caso del GLP es la conexión mediante camiones), lo que forma una cadena de suministro relevante a la cual los distribuidores minoristas y grandes industrias pueden conectarse para abastecerse de GN y GLP.
104. Por tanto, considerando los hechos reportados en los párrafos anteriores, nos parece que analizar el funcionamiento de los terminales de ENAP es redundante y no altera las conclusiones de este estudio, por lo que en las secciones siguientes nos enfocamos exclusivamente en los terminales de GN y GLP ubicados en Mejillones, Quintero y Hualpén.

b. Mercado aguas abajo

105. El transporte del GLP se realiza a través de gasoductos que van desde Quintero a la refinería de ENAP en Concón, y desde esta última hasta Maipú. Ambos son propiedad de la Sociedad Nacional de Oleoductos S.A., que abastece a las principales distribuidoras. En

¹⁷³ Cabe mencionar que el año 2016, en su informe que aportó antecedentes al TDLC en la causa Rol NC N°427-14, la FNE estimó que debían al menos considerarse la existencia de “cortafuegos” y otras medidas de bloqueo al traspaso de información en el caso de Gasmar S.A. por los riesgos de *interlocking* dadas las relaciones de propiedad entre las diferentes empresas que participaban del mercado del gas en Chile. Esto porque, a la fecha de dicho informe, el directorio de Gasmar S.A. tenía entre sus directores a ejecutivos y directores de Gasco S.A., Abastible S.A. y Empresas Copec S.A. (controladora de Abastible S.A.). Informe de la FNE disponible [aquí](#). Asimismo, como señala la sentencia de la Corte Suprema que ratificó la resolución del TDLC que ordenó la desinversión de Gasco y Abastible en Gasmar, ante la detección de estos riesgos de interlocking, la FNE señaló la necesidad de adoptar medidas de tipo conductual para prevenirlos. Resolución Corte Suprema. 13 de noviembre de 2019. Rol N°4108-2018.

¹⁷⁴ FNE División Antimonopolios, Informe de archivo “Denuncia por posible abuso de posición de dominio en el mercado del GLP” Rol N°2.483-18. Disponible aquí.

¹⁷⁵ Ambas refinerías tienen una capacidad de procesamiento de crudo combinada de 35.000 m3/día, lo que permite extraer GLP en grandes proporciones, vendido directamente a distribuidores o almacenado en plantas.

¹⁷⁶ Esta tiene capacidad para almacenar 1.200 m3 de GNL.

la zona centro sur, el despacho desde el terminal Hualpén se realiza a través de gasoductos que se conectan con plantas de distribución locales y a través de camiones cisterna.

106. Para la distribución y comercialización de GLP, como se desarrollará más abajo, las tres principales empresas -Lipigas, Abastible y Gasco- tienen, a lo largo del país, plantas de almacenamiento y envasado, así como oficinas de venta y distribución para atender a clientes residenciales, comerciales e industriales. Estas empresas concentran casi la totalidad del mercado.
107. A nivel minorista, el GLP puede ser distribuido de tres modalidades: (i) envasado en cilindros, (ii) a granel o (iii) por red. La primera corresponde a la distribución del gas licuado en cilindros de, típicamente, 5, 11, 15 y 45 kg, destinado principalmente a clientes comerciales y residenciales. La venta de GLP envasado se realiza principalmente a través de dos vías: (i) el canal directo, esto es, cuando las propias empresas distribuidoras mayoristas de GLP se encargan de la distribución de los pedidos a los consumidores finales por su cuenta y riesgo; y (ii) el canal indirecto, en que el producto se entrega al consumidor final por parte de distribuidores minoristas que mantienen una relación comercial con estas empresas¹⁷⁷.
108. Por su parte, en la distribución a granel, camiones transportan el GLP a un estanque individual de almacenamiento o a una red local. Así existen, respecto de la distribución de GLP a granel dos modalidades de comercialización: (i) en estanque, que comprende la instalación de un estanque individual de almacenamiento de gas en el domicilio particular o comercial del cliente final, que paga al ser llenado este; y (ii) por suministro en medidor, en que el GLP transportado abastece a un conjunto de clientes a través de una red local que tiene por origen un estanque o una central que es llenado por el distribuidor. Así, en esta segunda modalidad de comercialización, el cobro se realiza en función del consumo de cada cliente, registrado mensualmente por un medidor en el acceso a la red interior de cada unidad¹⁷⁸.
109. Por último, la distribución de GLP a través de redes de tubería, no es habitualmente utilizada¹⁷⁹. Tratándose de esta modalidad, esto es, GLP en fase gaseosa que se transporta o distribuye a través de tuberías, se corresponde con la definición de gas de red del artículo 2 de la Ley de Servicios de Gas, y se le aplicará por tanto el régimen de libre determinación del precio de transporte o servicio de gas y servicios afines, así como la sujeción a un límite máximo de rentabilidad en el caso de la distribución del gas por empresas concesionarias,

¹⁷⁷ FNE División Antimonopolios, Informe de Archivo "Denuncia en contra de Lipigas por eventual conducta anticompetitiva en la distribución de gas licuado en Talca" Rol N°2533-19, de fecha 9 de octubre de 2019. Disponible aquí.

¹⁷⁸ FNE División Antimonopolios, Informe de archivo "Denuncia por posible abuso de posición de dominio en el mercado del GLP" Rol N°2.483-18. Disponible aquí.

¹⁷⁹ FNE, Informe que aporta antecedentes al H.TDLC en la causa Rol NC N°427-14, de fecha 27 de abril de 2016. Disponible aquí.

cómo se describió más arriba a propósito del gas natural. Respecto de las dos otras modalidades de distribución de GLP no existe regulación de precios.

110. No obstante lo anterior, su comercialización se encuentra sujeta a las normas de orden público relativas (i) al derecho de los clientes de cambiarse de empresa distribuidora, que se regula de la misma manera que en el caso del GN, y (ii) a la seguridad en el uso y suministro del servicio, que se tratará a continuación.
111. En lo relativo a la seguridad en el uso y suministro del servicio, las exigencias de seguridad en la comercialización del GLP están establecidas en el Decreto N°108 de 2014 del Ministerio de Energía (“Reglamento de seguridad del GLP”) en las etapas de almacenamiento, transporte y distribución. Así, el Título V de este reglamento regula las condiciones de calidad y seguridad de las instalaciones de almacenamiento de GLP, y el Título VII regula en particular los requisitos de operación para los lugares de almacenamiento de GLP en cilindros. A su vez, el Título VI establece la normativa de seguridad para la etapa de transporte de GLP a granel y en cilindros. A las operaciones de distribución y transporte de GLP en redes se le aplicará lo dispuesto en el Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas de Red¹⁸⁰. Por otra parte, el Decreto N°66 de 2007 del Ministerio de Economía (“Reglamento de Instalaciones Interiores y Medidores de Gas”) regula las condiciones de seguridad de equipos e instalaciones de GLP en áreas interiores, de uso residencial, comercial, industrial o público¹⁸¹.
112. Cabe destacar que, de acuerdo con el artículo 1 del Reglamento de Concesiones, el GLP no está incluido en sus disposiciones, por lo que el régimen de acceso abierto en el transporte de GN no opera para los oleoductos. No obstante, Sociedad Nacional de Oleoductos S.A. (“Sonacol”), la compañía propietaria y operadora de la mayor parte de la red que transporta GLP, sostiene en su Memoria Anual de 2019 que “SONACOL *está abierta a transportar productos a quien lo solicite, de acuerdo con el Reglamento de Transporte*¹⁸²”. Tampoco existe acceso abierto a las redes de distribución de GLP. Ahora bien, cabe destacar que la Última reforma incluyó dentro del concepto de gas de red al GLP en fase gaseosa, por lo que lo que el transporte y distribución del GLP por red estaría sometido al régimen de concesiones de la Ley de Servicios de Gas. Sin embargo, el Reglamento de concesiones (que data de 1995) sigue sin incluir al GLP, por lo que ni el acceso abierto ni el régimen concesional están contemplados para este combustible, ni en el transporte ni en la distribución.

¹⁸⁰ Artículo 3 inciso segundo del Decreto N°108 del Ministerio de Energía que aprueba el Reglamento de seguridad para las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de gas licuado de petróleo y operaciones asociadas, publicado el 12 de julio de 2014.

¹⁸¹ Artículo 1 del Decreto N°66 del Ministerio de Economía que aprueba el Reglamento de instalaciones interiores y medidores de gas, publicado el 19 de julio de 2007.

¹⁸² Sonacol. «Memoria Anual 2019», acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

D. Principales actores del mercado

113. Intervienen en el mercado del gas una serie de actores, de entre los cuales nos referiremos a los más relevantes a continuación.

i. Ministerio de Energía

114. El Ministerio de Energía es el organismo de Gobierno encargado de elaborar y coordinar los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país, buscando garantizar a los ciudadanos el acceso a la energía en forma segura. Fue creado en 2010 como ministerio autónomo, y se encuentra regulado por la Ley N°20.402.

115. El DL N°2.224 de 1978 le otorga al Ministerio las funciones de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velando por su cumplimiento y asesorando al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. A este Ministerio le corresponden todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación, y cualquiera otra que concierna a todo tipo de fuentes energéticas, incluido el gas.

116. Así, para el correcto desempeño de sus funciones, el artículo 12 del DL N°2.224 le otorga la facultad de requerir tanto a entidades públicas como privadas del sector de la energía y a usuarios no sujetos a regulación de precios la información que le sea necesaria.

117. Adicionalmente, los contratos especiales de operación petrolera (“CEOP”)¹⁸³, licencias otorgadas por el Estado que autorizan a terceros particulares para la exportación y explotación de gas por parte, son suscritos por este Ministerio en representación del Estado¹⁸⁴. Estos contratos también pueden ejercerse directamente o por medio de otro organismo o empresa estatal.

ii. Superintendencia de Electricidad y Combustibles

118. La SEC es un organismo de la Administración del Estado, funcionalmente descentralizado, relacionado con el Gobierno a través del Ministerio de Energía. Está regulada fundamentalmente por la Ley N°18.410 y por el Decreto N°174 de 1986, su Reglamento Orgánico.

¹⁸³ Están regulados en el Decreto con Fuerza de Ley N°2 del Ministerio de Minería que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto Ley N°1.349 de 1976 que crea la Comisión Chilena del Cobre, publicado el 28 de abril de 1987.

¹⁸⁴ Artículo 4 literal j del Decreto Ley N°2.224 de 1978 que Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía.

119. De acuerdo a su ley orgánica, el objetivo de la SEC consiste en fiscalizar y supervigilar¹⁸⁵ el cumplimiento de la normativa legal y técnica sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, garantizando particularmente la calidad de los servicios prestados a los usuarios y la seguridad en las operaciones¹⁸⁶.
120. Con respecto al gas, corresponde a la SEC una serie de funciones. En materia de concesiones, de acuerdo con la Ley de Servicios de Gas, están dentro de sus funciones: (i) Recibir las solicitudes de concesiones de servicio público de distribución de gas y redes de transporte de gas¹⁸⁷; (ii) Otorgar las concesiones provisionales de plantas productoras de gas¹⁸⁸; (iii) Realizar las gestiones relacionadas a la caducidad de concesiones definitivas; (iv) Emitir informes respecto de las solicitudes de concesiones definitivas que se hagan al Ministerio de Energía en relación con las plantas productoras de gas, líneas de transporte y de distribución de gas, así como otros informes contemplados en la normativa sectorial¹⁸⁹; (v) Requerir a los concesionarios de servicio público de distribución de gas, para adecuar la calidad del servicio a lo estipulado en la ley, reglamento o decretos de concesión; (vi) Asumir transitoriamente la administración de la concesión del servicio público de distribución, y determinar quién lo explotará y administrará provisionalmente, en caso de ser ordenado por la autoridad; (vii) Emitir informes al Ministerio sobre las transferencias del dominio o derecho de explotación de las concesiones de servicio público de distribución.
121. Asimismo, la Ley de Servicios de Gas le confiere a la SEC la fiscalización y supervigilancia de la construcción y explotación de las empresas de gas, debiendo¹⁹⁰ (i) Velar por el cumplimiento de la normativa y decretos de concesión; (ii) Intervenir en materias relacionadas a la aplicación de la normativa y proponer las modificaciones legales y reglamentarias que correspondan; (iii) Vigilar las instalaciones de gas e intervenir en la

¹⁸⁵ *“Fiscalizar” implica tener la potestad de intervenir en una determinada actividad, de manera de constatar el cumplimiento del ordenamiento jurídico que le sirve de sustento (por regla general, normas de orden público), con la posibilidad de sancionar su eventual incumplimiento o contravención. “Supervigilar”, por su parte, supone ejercer la inspección superior en los trabajos realizados por los sujetos fiscalizados.* Eugenio Evans y Eduardo Yáñez, *Derecho y Regulación económica de la energía eléctrica* (Santiago: Thomson Reuters, 2017), Capítulo VIII.

¹⁸⁶ Artículo 2 de la Ley N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

¹⁸⁷ Artículo 6 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas. Procedimiento desarrollado en el Decreto N°263 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que aprueba el Reglamento sobre Concesiones Provisionales y Definitivas para la Distribución y el Transporte del Gas, publicado el 8 de julio de 1995.

¹⁸⁸ Artículo 3 numeral 1 de la Ley N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

¹⁸⁹ Artículo 3 numeral 2 de la Ley N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

¹⁹⁰ Artículo 48 del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

entrega de nuevas instalaciones de servicio público de distribución de gas; (iv) Gestionar la información sobre solicitudes tarifarias; (v) Verificar el volumen y calidad del gas; (vi) Atender las consultas del público y resolver los reclamos que se formulen contra las empresas de gas; (vii) Imponer y aplicar las multas a las compañías en caso de ser necesario; (viii) Recabar la información de las empresas, debiendo formar anualmente las estadísticas en el país; y (ix) Requerir a órganos públicos o instituciones privadas la información que estime necesaria para el ejercicio de sus funciones.

122. La SEC es igualmente la encargada de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las normas de seguridad para las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de GLP¹⁹¹. Del mismo modo, tiene las atribuciones de fiscalización y supervigilancia del cumplimiento de las reglas de funcionamiento de la distribución o suministro de gas de red¹⁹², y de la seguridad de las plantas de GNL¹⁹³.
123. Por último, la Superintendencia tiene las atribuciones de otorgar licencias de instalador de gas, y fijar las condiciones para el aseguramiento de condiciones de seguridad¹⁹⁴.
124. Por otra parte, en el artículo 15 de la Ley N°18.410 le otorga potestades sancionatorias en caso de incumplir las empresas, instituciones o personas naturales fiscalizadas la normativa sectorial. Así, el artículo 16 señala que pueden imponerse como sanciones multas de 1 a 10.000 UTM, revocación de autorización o licencia y clausura temporal o definitiva, y demás. Para la determinación de las sanciones aplicables, se deberán considerar circunstancias tales como la magnitud del daño o peligro, la cantidad de usuarios afectados y la intencionalidad y grado de participación en el hecho, entre otras.

¹⁹¹ Artículo 155 del Decreto N°108 del Ministerio de Energía que aprueba el Reglamento de seguridad para las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de gas licuado de petróleo y operaciones asociadas, publicado el 12 de julio de 2014.

¹⁹² Artículo 4 del Decreto N°67 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que aprueba el Reglamento de Servicios de Gas de Red, publicado el 7 de mayo de 2004. Asimismo, de acuerdo con el artículo 15 el Decreto N°280 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo que aprueba el Reglamento de seguridad para el transporte y distribución de gas de red, publicado el 7 de abril de 2010, los operadores de redes de gas deberán poner a disposición de la Superintendencia, en todo momento, de los estudios y documentos técnicos utilizados en el diseño y construcción de las redes, como de los registros de las certificaciones e inspecciones de que hubiera sido objeto.

¹⁹³ Artículo 42 del Decreto N°67 del Ministerio de Energía que aprueba el Reglamento de Seguridad de Plantas de Gas Natural Licuado, publicado el 7 de agosto de 2012.

¹⁹⁴ Decreto N°191 del Ministerio de Economía que aprueba Reglamento de Instaladores de Gas, publicado el 10 de junio de 1995.

iii. Comisión Nacional de Energía

125. La CNE es un organismo público y descentralizado, con patrimonio propio, que se relaciona con el Presidente de la República mediante el Ministerio de Energía. Esta institución se encuentra regulada por el DL N.º2.224, de 1978.
126. La administración de la Comisión corresponde al Secretario Ejecutivo, quien es el Jefe Superior del Servicio, y a quien le corresponde, entre otras funciones (i) preparar el proyecto de presupuesto de la Comisión, ejecutar el que se apruebe y proponer modificaciones que se requieran durante la ejecución; (ii) disponer la organización interna del organismo y sus modificaciones; (iii) dirigir técnica y administrativamente la CNE; y (iv) dictar las resoluciones y ejercer las demás facultades necesarias para el buen funcionamiento del servicio¹⁹⁵.
127. Actualmente, a nivel orgánico, la CNE cuenta, además de la Secretaría Ejecutiva, y las Unidades de Gestión, Comunicaciones y Auditoría con los siguientes departamentos: (i) Jurídico, (ii) Hidrocarburos; (iii) Regulación Económica, encargado de analizar y apoyar en el diseño de normativas y procesos tarifarios para el sector energético chileno, además de elaborar estudios y análisis económicos para entender y diagnosticar el funcionamiento de los mercados energéticos en Chile¹⁹⁶; (iv) Información, Estadísticas y Participación Ciudadana; y (v) Administración y Finanzas¹⁹⁷.
128. De acuerdo a esta normativa¹⁹⁸, la Comisión es un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica.
129. Dentro de sus funciones, se encuentran (i) el análisis técnico de la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos; (ii) la fijación de normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas; (iii) el monitoreo y proyección del funcionamiento actual y proyectado del sector energético, además de proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran; y (iv) el asesoramiento al Gobierno, por medio del

¹⁹⁵ Artículo 9 del Decreto Ley N°2.224 de 1978 que Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía.

¹⁹⁶ Resolución Exenta N°203 de la Comisión Nacional de Energía que establece estructura orgánica de la Comisión Nacional de Energía y deja sin efecto la Resolución Exenta N°435, de fecha 25 de abril de 2011.

¹⁹⁷ «Quiénes Somos», Comisión Nacional de Energía, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

¹⁹⁸ Artículo 6 del Decreto Ley N°2.224 de 1978 que Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía.

Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo¹⁹⁹.

130. Para poder llevar a cabo estas funciones, el DL N°2.224 le otorga la facultad, al igual que al Ministerio de Energía, de requerir tanto a entidades públicas como privadas del sector de la energía y usuarios no sujetos a regulación de precios la información que le sea necesaria²⁰⁰.
131. Ahora bien, en relación a la industria gasista, la Comisión es la encargada de diseñar, coordinar y dirigir la realización de los procesos de licitación, es por ello que establece el valor máximo de las ofertas de energía para cada bloque de suministro, así, las empresas concesionarias de distribución deberán cumplir con las respectivas bases y requerimientos que estipule el presente organismo para la realización de los procesos de licitación²⁰¹.
132. Además, de acuerdo a la Última reforma, la Comisión será el órgano encargado de controlar anualmente el límite de rentabilidad que pueden obtener las compañías del servicio público de distribución de gas.
133. Por otra parte, a nivel de difusión y transparencia de información, la CNE ha desarrollado una iniciativa denominada “Energía Abierta²⁰²” que consiste en un portal web multifuncional con el objetivo de sistematizar información relacionada con el sector eléctrico. A modo ilustrativo, se pueden encontrar datos actualizados sobre precios de venta de GN y GLP por zona geográfica, número de barcos de GNL arribados al país, y volumen de GN por gasoducto, entre muchos otros.
134. Es importante mencionar la modificación del DL N°2.224 a través de la Ley N°20.402, del año 2009, que introdujo importantes cambios respecto a la organización y atribuciones de la CNE debido a las múltiples falencias que esta presentaba²⁰³. Son dos los puntos

¹⁹⁹ Artículo 7 del Decreto Ley N°2.224 de 1978 que Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía.

²⁰⁰ Artículo 12 del Decreto Ley N°2.224 de 1978 que Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía.

²⁰¹ Álvarez y Larrea, El sector Energético en Chile: Una visión global, 175.

²⁰² Disponible aquí.

²⁰³ *Sin embargo, la Comisión no ha podido cumplir cabalmente con su rol de rectoría (generación de política pública, evaluación de estas, coordinación sectorial e intersectorial, coordinación internacional), debido, entre otros factores, a la acotada presencia institucional dentro de la estructura del sector público, a raíz de su naturaleza jurídica” (...)* “Respecto a la institucionalidad de la Comisión Nacional de Energía, se observa una serie de dificultades en las condiciones actuales que esta debe operar. El Consejo de Ministros, como órgano rector de la Comisión, ha dejado de cumplir la función que inspiró su creación como unificador de criterios en torno a la política energética del país.”. «Historia de la Ley 20.402», Biblioteca del Congreso Nacional, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

importantes que introduce esta modificación: en primer lugar, distingue las funciones de rectoría y regulación técnica entregándole a la CNE estas últimas. Luego, se fortalece la capacidad de regulación técnica - económica, estableciendo que la Comisión Nacional de Energía será un servicio público descentralizado, encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica.

135. Por otra parte, en agosto del año 2011 se aprobó la Norma General de Participación Ciudadana de la Comisión Nacional de Energía²⁰⁴ que busca asegurar mecanismos de participación ciudadana dentro de esta, así como transparencia y facilidad en el acceso a información relevante.
136. Así, esta norma establece, en primer lugar, que la Comisión pondrá en conocimiento público la información relevante acerca de políticas, planes, programas, acciones y presupuestos, asegurando que sea oportuna, completa y accesible, encontrándose disponible en la página web institucional de manera acorde a lo establecido en la Ley sobre Acceso a la Información Pública. Luego se dispone que este organismo realizará anualmente a través del mismo sitio una Cuenta Pública Participativa de la gestión de sus políticas, planes, programas, acciones y ejecución presupuestaria, indicándose la metodología para participar^{205,206}.
137. Para fomentar la participación ciudadana se establece además que la Comisión puede (i) disponer de procesos de consulta ciudadana respecto de políticas, planes, programas y/o proyectos que desarrolle o pueda desarrollar, lo que se efectuará a través de la página web institucional de la CNE, no siendo las opiniones vertidas por los ciudadanos y la Comisión vinculantes; y (ii) realizar diálogos participativos, talleres, seminarios y mesas de trabajo en colaboración con organizaciones del sector público, privado y de la sociedad civil, que tengan vínculos con el ámbito de funciones y competencias de la Comisión.
138. Finalmente, esta norma crea el Consejo de la Sociedad Civil de la Comisión Nacional de Energía, de carácter consultivo, conformado por integrantes de asociaciones sin fines de lucro que tengan relación con el ámbito de competencia y atribuciones de la Comisión,

²⁰⁴ Resolución Exenta N°40 de la Comisión Nacional de Energía que establece Norma de Participación Ciudadana de la Comisión Nacional de Energía y deroga la Resolución Exenta N°383, de fecha 8 de agosto de 2011.

²⁰⁵ Este se iniciará al término del primer trimestre del año siguiente al que se refiere la cuenta y debe finalizarse antes del término del primer semestre del año siguiente de la cuenta.

²⁰⁶ Luego de esta publicación existirá un plazo para recibir opiniones, preguntas y críticas de la ciudadanía, a las que deberá responder posteriormente, igualmente a través de su sitio web.

debiendo al menos uno de estos integrantes representar a los consumidores de los mercados energéticos²⁰⁷.

iv. Empresa Nacional de Petróleo

139. ENAP es una empresa comercial de propiedad del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propios, que se relaciona con el Presidente de la República a través del Ministerio de Energía. Fue creada en 1950 con la Ley N°9.618, luego del descubrimiento del primer pozo petrolífero en Chile, en la Región de Magallanes. El giro principal de ENAP es la exploración, producción, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, y la producción, transporte y comercialización de energía eléctrica²⁰⁸.
140. Su regulación vigente se encuentra en el Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1987 (en adelante, “DFL N°1 de 1987”), así como en sus estatutos. En lo no previsto por la normativa, y en caso de que sea compatible, se regirá por la Ley de Sociedades Anónimas. Por otra parte, ENAP está sometida a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero en los mismos términos que las sociedades anónimas abiertas, sin perjuicio de las facultades fiscalizadoras de la Contraloría General de la República y de la Cámara de Diputados.
141. Es importante mencionar que de acuerdo al artículo 19 N°24 de la Constitución Política de la República, el Estado tiene la propiedad sobre las reservas de hidrocarburos. En este sentido, el DFL N°1 de 1987 establece que las facultades de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos pueden ejercerse de manera directa en representación del Estado, a través de ENAP, por intermedio de sociedades en las cuales tenga participación, o bien en asociación con terceros a través de contratos especiales de operación o concesiones administrativas²⁰⁹. La empresa cuenta con operaciones de extracción y explotación en la zona austral del país, y las extracciones de GN que realiza ENAP sirven para abastecer la demanda de clientes en la Región de Magallanes²¹⁰.
142. La normativa señala que ENAP también tendrá derecho a almacenar, transportar, procesar, refinar y vender gas²¹¹. Por otra parte, la distribución y transporte de hidrocarburos pueden

²⁰⁷ Los integrantes de este Consejo no perciben remuneración ni asignaciones de dinero a ningún título.

²⁰⁸ «Memorias 2019», Empresa Nacional del Petróleo, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

²⁰⁹ Artículo 2 del Decreto Ley N°1.349 de 1976 que crea la Comisión Chilena del Cobre, publicado el 28 de abril de 1987.

²¹⁰ «ENAP en Magallanes», Empresa Nacional del Petróleo, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

²¹¹ Artículo 2 del Decreto Ley N°1.349 de 1976 que crea la Comisión Chilena del Cobre, publicado el 28 de abril de 1987.

también realizarse por ENAP o terceros previo decreto de concesión otorgado por el Presidente de la República.

143. Esta empresa tiene participación en el segmento de producción/importación de GN por medio de su participación de 20% en GNL Quintero S.A. (“GNL Quintero”) y 33,3% en GNL Chile. Asimismo, opera cerca de 3.000 kilómetros de gasoductos en la Región de Magallanes²¹². Por otra parte, cuenta con un 15% de la propiedad de Electrogas, sociedad que opera el gasoducto que conecta a la Región Metropolitana con el Terminal de GNL ubicado en la bahía de Quintero, y con un 25% de la propiedad de Gasoducto del Pacífico, que transporta gas natural a la Región del Biobío. También tiene un 25% de la propiedad de Innergy Holdings. Por otra parte, en lo que respecta al mercado del GLP, participa de la producción/importación, a través de ENAP Refinerías S.A., y en el transporte al tener un 10,06% de participación en Sonacol²¹³. Por último, ENAP es propietaria de la PSR más grande del país, ubicada en la comuna de Pemuco.

v. Oferentes

144. En la etapa de importación, la mayoría del gas que se consume en Chile es ingresado a través de terminales marítimos. Por un lado, los terminales de GNL corresponden al Terminal de Mejillones y de Quintero, teniendo el primero una participación de 63% de Engie Energía Chile S.A. (“Engie”) junto a 37% de Codelco; y el segundo una participación de 20% por parte de ENAP, 49% del Terminal de Valparaíso y 40% de Enagás. Por otro lado, existen tres Terminales de Descarga, Recepción y Almacenamiento de GLP en Chile: Gasmar, Oxiquim y Hualpén, controlados o cuya capacidad total está contratada por las principales distribuidoras de GLP: Gasco y Abastible en el caso de Gasmar y Hualpén, y Lipigas en el de Oxiquim^{214,215}, como se indicó más arriba.
145. Luego, como se expuso *supra*, el transporte del gas se realiza a través de gasoductos y camiones cisterna.
146. Por otro lado, respecto del transporte de GLP, existen dos oleoductos de propiedad de Sonacol. El primero conecta la bahía de Quintero con la Refinería de ENAP, ubicada en Concón, mientras que el segundo conecta dicha refinería con la comuna de Maipú²¹⁶.

²¹² «ENAP en Magallanes», Empresa Nacional del Petróleo, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

²¹³ ENAP, «Memoria Anual 2019», acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

²¹⁴ A finales de 2019 la Corte Suprema ratificó la resolución del TDLC la que ordenó la desinversión de Gasco y Abastible en Gasmar en un periodo no superior a 18 meses. Véase Resolución Corte Suprema. 13 de noviembre de 2019. Rol N°4108-2018.

²¹⁵ FNE División Antimonopolios, Informe de archivo “Denuncia por posible abuso de posición de dominio en el mercado del GLP” Rol N°2.483-18. Disponible aquí.

²¹⁶ Resolución TDLC N°51/2018, de fecha 17 de enero de 2018.

147. Las empresas que participan del mercado de distribución de GN son principalmente Lipigas y Solgas en el Norte Grande, Metrogas y GasValpo en la zona centro, Metrogas, GasSur S.A. ("GasSur"), Innergy Soluciones, Lipigas e Intergas S.A. ("Intergas") en el sur del país, y Gasco Magallanes en la zona austral. Por otra parte, tratándose de la distribución y comercialización de GLP, los principales actores del mercado son Abastible y Lipigas, que operan entre las regiones de Arica y Parinacota y Aysén, y Gasco, que tiene presencia entre las regiones de Tarapacá y Aysén. A su vez, en Magallanes, tienen presencia Gasco Magallanes, Abastible, Enex y Lipigas.
148. Con respecto a las PSR, Enap es propietaria de la instalación más grande del país, ubicada en Pemuco, mientras que el resto de las plantas pertenecen en su mayoría a ENAP, Lipigas, Enel, Gasco, Metrogas y Engie.
149. A continuación, se indicarán los principales grupos empresariales que tienen presencia en los distintos segmentos de la industria del gas, tanto en GN como en GLP:
150. (i) Empresas Copec S.A. ("Copec") que, en lo que respecta a GN y su actuación dentro de la importación/producción, tiene una participación, a través de dos empresas que se desempeñan en estas actividades, de un 36,3% en Gasmar, así como una participación de 50% en Hualpén Gas a través de Abastible. Asimismo, tiene una participación de un 39,83% en Agesa. Por otra parte, tiene igualmente presencia en el transporte de GLP al tener una participación de 52,8% en Sonacol, y finalmente se hace parte de la distribución de GLP al tener un 99,1% de participación en Abastible. Luego, en lo que respecta a GN, actúa en el segmento de distribución dada su participación de 39,83% en Metrogas²¹⁷.
151. (ii) Naturgy, por su parte, posee un 92,33% de la propiedad de CGE Gas Natural S.A. ("CGE Gas Natural"). Esta última tiene participación en la producción/importación de GN dada su participación de un 60,17% en Agesa. Asimismo, en la etapa de transporte de GN cuenta con un 47% de la propiedad del Gasoducto GasAndes, y con un 60% de Gasoducto del Pacífico. Finalmente, también participa de la etapa de distribución gracias a su participación de 60,17% en Metrogas, 99,97% en GasSur y 60% en Innergy Holdings²¹⁸.
152. (iii) Por su parte Engie tiene presencia en el mercado de GN en la Producción/Importación dada su participación de 63% en GNL Mejillones, así como en Transporte a través del Gasoducto NorAndino, de su propiedad²¹⁹. Luego, (iv) Enel tiene presencia en el mercado del GN en la producción/importación a través Enel Generación Chile S.A., compañía que

²¹⁷ Empresas Copec, «Memoria Anual 2019», acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

²¹⁸ CGE Gas Natural, «Memoria Anual 2019», acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

²¹⁹ Engie, «Memoria Anual 2019», acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

tiene una participación de 33,3% en GNL Chile. Por otra parte, la compañía es propietaria de GasAtacama²²⁰.

153. A su vez, (v) Lipigas tiene presencia en el transporte y distribución de GN y en la producción/importación y distribución de GLP, siendo su mayor accionista El Condor Combustibles S.A., ²²¹.
154. Finalmente (vi) Gasco, luego de su reestructuración en 2015 tuvo grandes cambios. Con anterioridad a esa fecha participaba tanto en la industria de importación, transporte y distribución de GLP, como en la industria de transporte y distribución de GN –con el 51,8% del capital accionario de Metrogas y otras sociedades relacionadas-. Aquel año, la compañía se dividió, creándose una nueva sociedad llamada Gas Natural Chile S.A, a la cual fueron traspasados todos los activos que tenían relación con el transporte y distribución de GN (salvo en Magallanes) que quedó en control de CGE, cuyo controlador actual es Naturgy. A su vez, Gasco, controlado ahora casi íntegramente por el Grupo Pérez Cruz, quedó en poder de las actividades de GLP y los activos relacionados a la distribución de GN en la Región de Magallanes²²². Dicha reestructuración dejó sin mayores cambios la participación de Gasco en el segmento del mercado de producción/importación de GLP a través de una participación de 63,8% en Gasmar. Hasta 2020, Gasmar tenía un 50% de la propiedad de la sociedad Hualpén Gas, vendiéndose el 50% de su participación en esa fecha²²³. Cabe señalar que a finales de 2019, Gasmar tenía suscrito un contrato de promesa de compraventa de acciones con Abastible para venderle la totalidad de su participación en Hualpén Gas.

²²⁰ ENEL, «Memoria Anual 2019», acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

²²¹ Empresas Lipigas, «Memoria Anual 2020», acceso el 12 de diciembre de 2021, disponible [aquí](#).

²²² Empresas Gasco. «Memoria Anual 2020», acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

²²³ Ibid.

Figura 1: Infraestructura y estructura propietaria en el mercado del gas natural

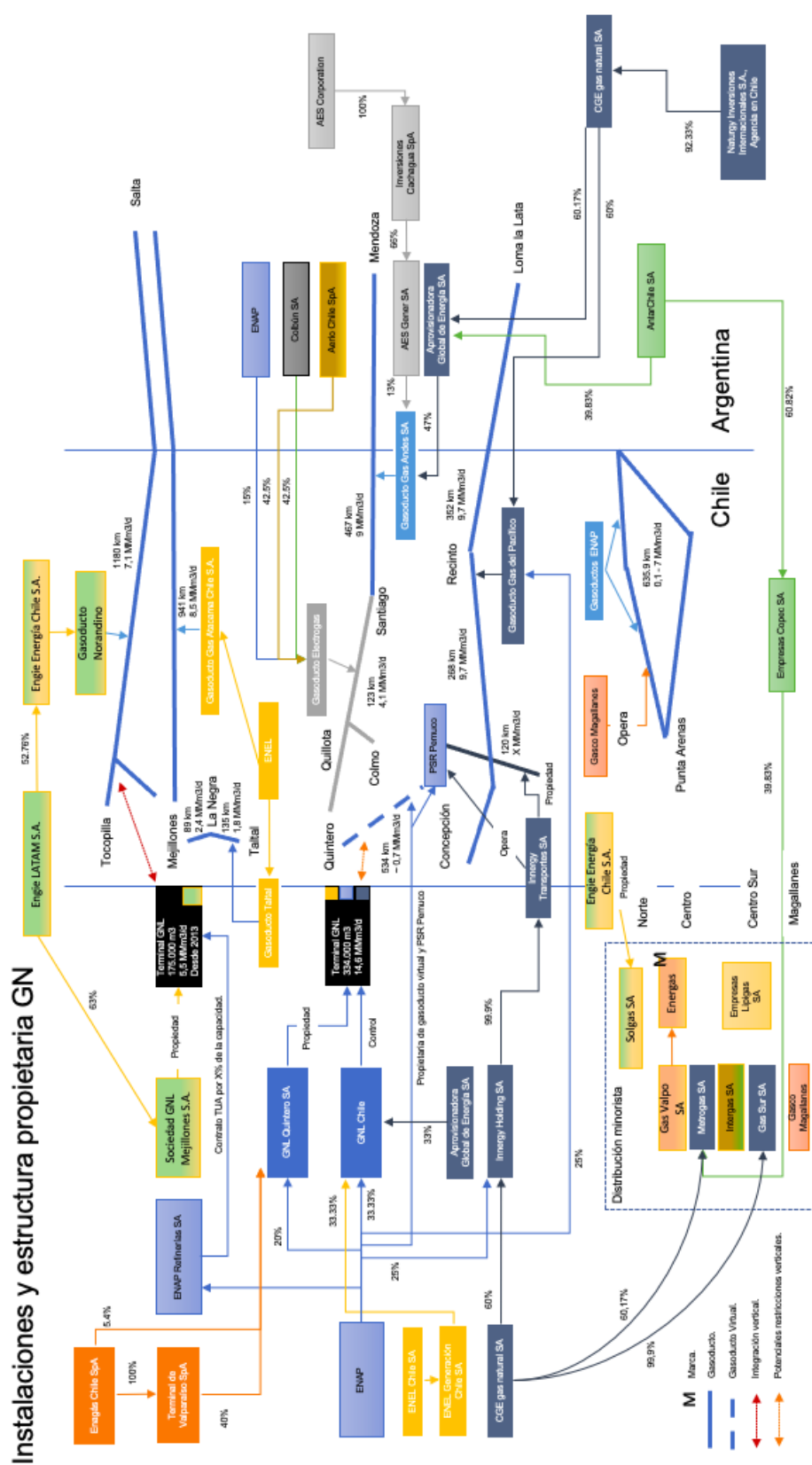
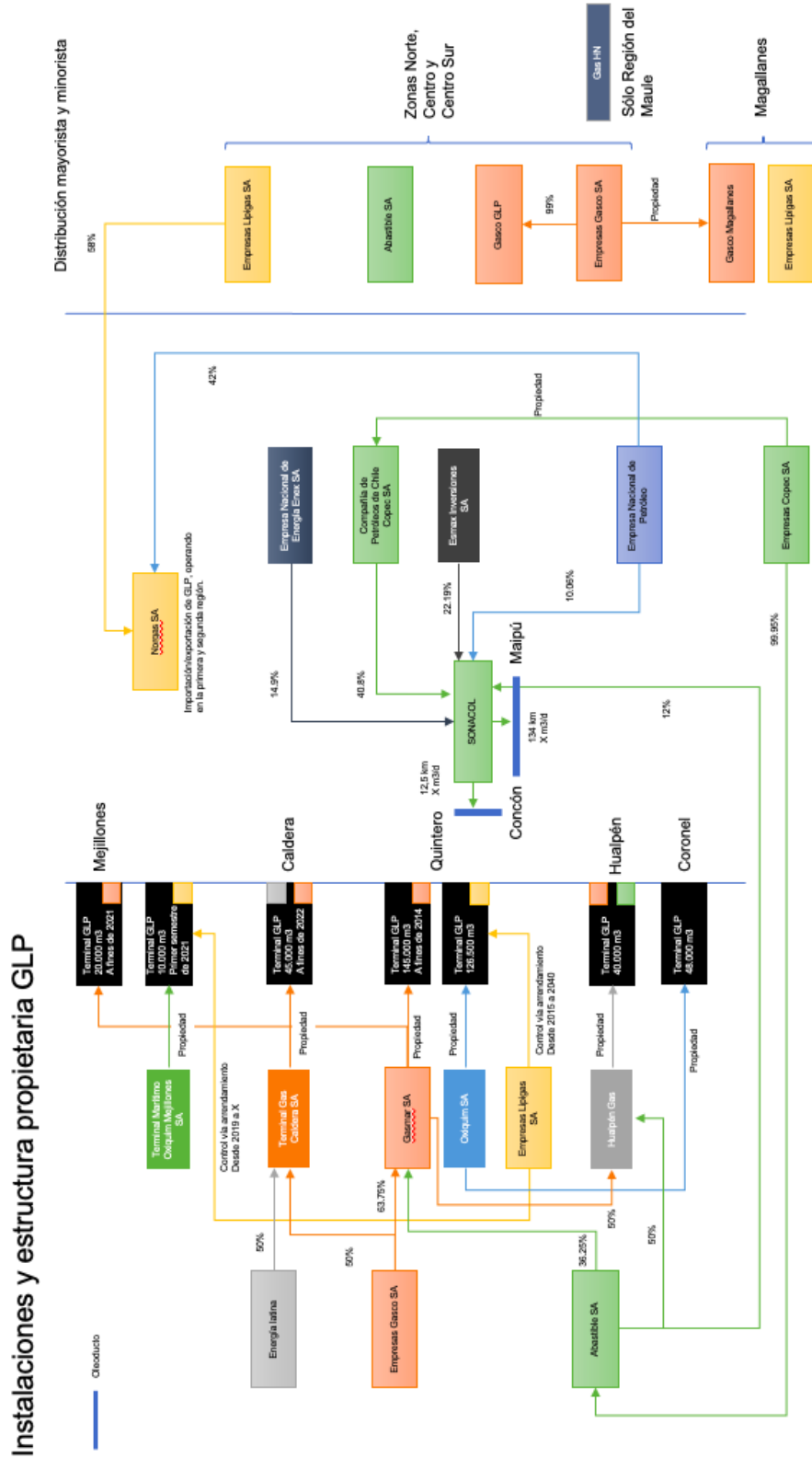


Figura 2: Infraestructura y estructura propietaria en el mercado del GLP



vi. Demandantes

155. Respecto de la distribución de gas, existen tres tipos de clientes finales: clientes residenciales, industriales y comerciales. En primer lugar, tratándose de clientes residenciales, las redes de distribución de GN alcanzan solamente 70 de las 346 comunas del país, y donde no existen estas redes la demanda es satisfecha por GLP distribuido principalmente por medio de camiones, en distintos formatos, o por red. Aquella baja cobertura se explica por la economía de densidad y las diferencias de los niveles de consumo por localidad, provocando una falta de suministro de GN en lugares que no poseen una densidad crítica.
156. Por otra parte, cerca de dos tercios del GN va solamente a los centros de transformación, utilizándose un 90% para la producción de electricidad y del 10% remanente solo un tercio va directamente a clientes industriales, comerciales y residenciales, representando solo el 20% del consumo energético final total del país. Finalmente, de este último porcentaje un 44% está destinado a demanda residencial, un 42% a uso industrial y un 14% a uso comercial²²⁴. En términos absolutos, durante 2020 se distribuyeron casi 1,5 millones de m³ de GN entre los distintos tipos de clientes²²⁵.
157. Respecto del consumo de GLP, de los 1,3 millones de toneladas de GLP que se consumieron en Chile el año 2020, el 68% fue distribuido en cilindros y el 32% a granel; por clientes que en un 53% fueron residenciales, 29% comerciales, 17% industriales, y 1% pertenecientes al servicio público²²⁶. Según datos expuestos por el Ministro de Energía Juan Carlos Jobet Eluchans a la Comisión Especial Investigadora de GLP, el año 2020 el GLP envasado es utilizado en más del 80% de los hogares del país representando un número de 7.008.598 usuarios a lo largo del país²²⁷.

²²⁴ Resolución TDLC N°51/2018, de fecha 17 de enero de 2018.

²²⁵ SEC, Informe Estadístico Combustibles 2020, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#)

²²⁶ Ibid.

²²⁷ Ministro de Energía y Minería Juan Carlos Jobet, «Mercado del Gas Licuado de Petróleo», Presentación ante la Comisión Especial Investigadora de actos de órganos públicos encargados de velar por la libre competencia en el mercado de los productos ofrecidos para el suministro de gas residencial bajo la modalidad de Gas Licuado de Petróleo, 12 de agosto de 2021, disponible [aquí](#).

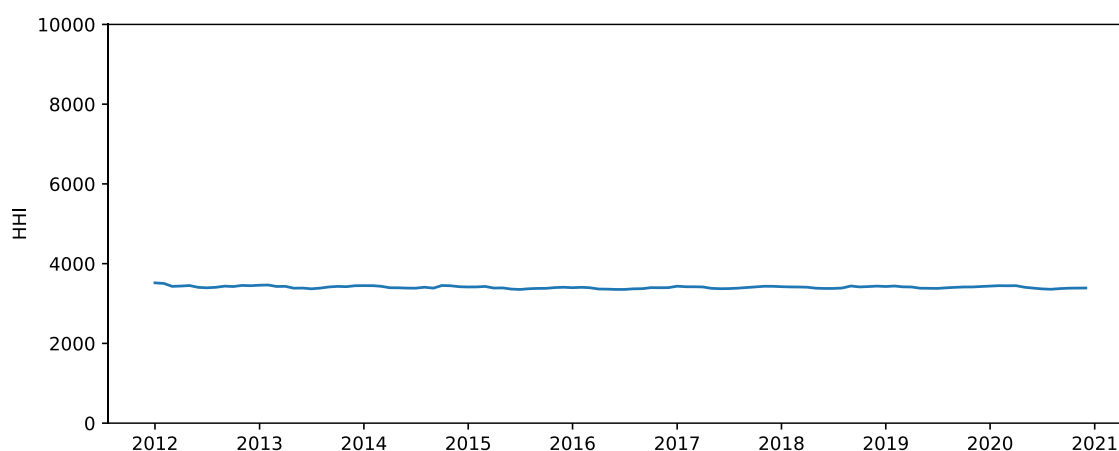
E. Indicadores de competencia

158. A continuación, señalaremos un conjunto de indicadores generales de este mercado que nos permitirán tener una primera aproximación del grado de competencia de la industria.

i. Concentración de Mercado

159. Respecto de la concentración en el mercado del GLP, vemos que esta, medida a través del IHH, es importante. Sin embargo, debemos tomar en cuenta que distintas definiciones tanto de mercado como de producto afectarán el nivel de concentración calculado. Si consideramos el mercado del GLP a nivel nacional, tomando todas las presentaciones disponibles, tenemos la siguiente evolución del IHH a lo largo del tiempo estudiado.

Figura 3: Índice de concentración en el mercado del GLP



Nota 1: Considera las ventas de GLP en todas las presentaciones para el mercado residencial.

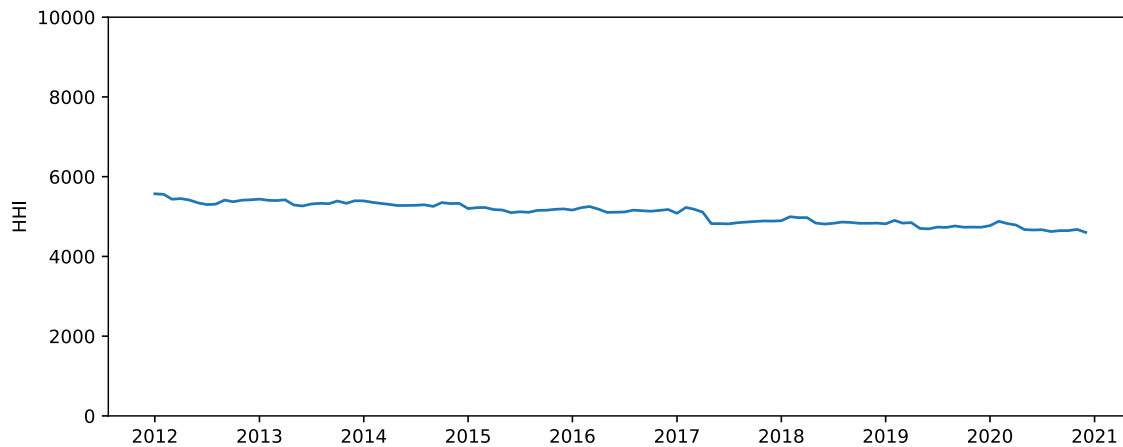
Nota 2: Considera el promedio ponderado del IHH de cada comuna

160. Como vemos en la Figura 3, estamos en presencia de un mercado concentrado²²⁸, con un índice que ronda los 3.380 puntos y un nivel de concentración que se ha mantenido estable a lo largo del tiempo. Notemos también que este nivel de concentración es cercano al

²²⁸ De acuerdo con la nueva guía de fusiones de la FNE, se estudiarán las fusiones que den como resultado una concentración mayor a 2.500. Adicionalmente, el *Department of Justice* considera como altamente concentrado un mercado con un IHH mayor a este monto.

mínimo posible para un mercado con 3 agentes²²⁹. Ahora bien, si realizamos el mismo ejercicio, pero en lugar de considerar como mercado relevante el país consideramos cada comuna²³⁰, la concentración aumenta de forma importante. Como vemos en la Figura 4, esta sube cerca de 2.000 puntos en relación al cálculo anterior. Esto indica que la dimensión geográfica de este mercado es relevante para entender el grado de competencia de la industria y que las participaciones de mercado en cada comuna difieren de forma significativa de la distribución de participaciones a nivel nacional. Notemos también que la concentración a nivel comunal ha tenido una tendencia a la baja, lo cual sugiere una mayor presión competitiva a los incumbentes a este nivel.

Figura 4: Índice de concentración a nivel comunal



Nota: Considera las ventas de GLP en todas las presentaciones para el mercado residencial.

161. En síntesis, podemos señalar que el mercado del GLP tiene una concentración a nivel país alta y que, al considerar el factor espacial en el cálculo de la concentración, esta sube considerablemente.
162. Notemos que para el caso del GN el cálculo anterior puede no ser relevante ya que es un mercado regulado, en el cual, si bien no está prohibida la instalación de redes rivales de GN en una misma comuna, es muy poco frecuente que se dé esta situación²³¹.

²²⁹ Si para un mercado con tres empresas tenemos que $s_1 = s_2 = s_3 = 0.333$, entonces $HHI = 3.333$, cualquier distribución distinta implicaría una mayor concentración.

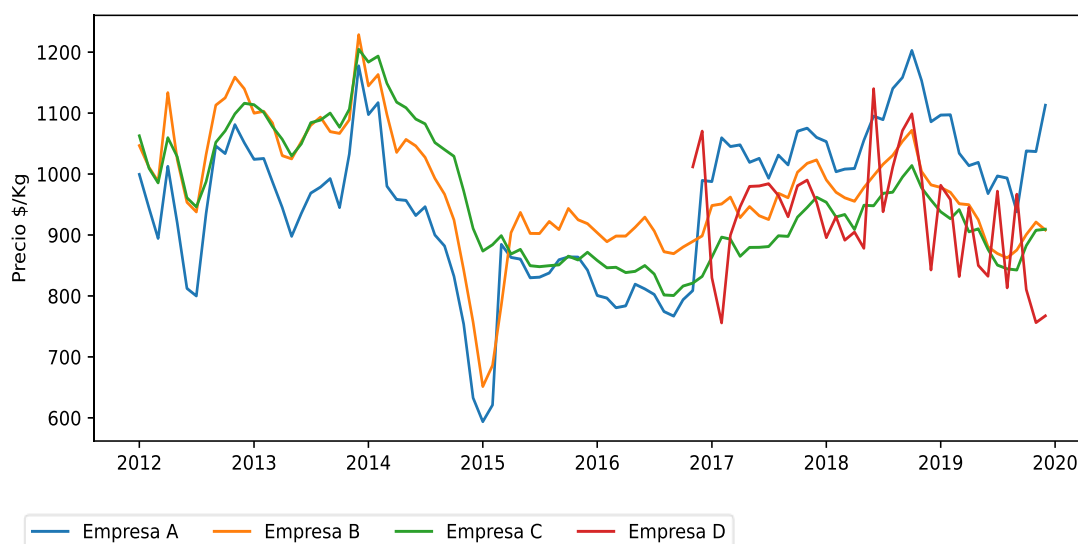
²³⁰ Para este cálculo hemos considerado el promedio ponderado del IHH cada comuna, donde la ponderación viene dada por la participación de la comuna en las ventas totales de GLP.

²³¹ Actualmente esto solo sucede en 3 comunas para el sector residencial. Vale la pena notar que incluso habiendo dos empresas distintas de GN presentes en una misma comuna, eso no garantiza que estas van a competir entre ellas, ya que para que una empresa pueda ejercer presión sobre la otra, esta debería

ii. Comparación horizontal de precios

163. Estudiaremos ahora cómo se han comportado los precios en los distintos productos, viendo en términos generales si tienden a acercarse o si hay dispersión entre ellos, lo cual podría sugerir la presencia de fricciones en este mercado. En consecuencia, compararemos los precios percibidos por el consumidor final²³².
164. Ahora, compararemos los precios entre las distintas marcas que proveen la energía. La Figura 5 muestra el caso de GLP envasado, donde hay diferencias importantes, siendo la empresa A la que oferta el precio menor hasta el año 2017. Vale señalar que, pese a las diferencias, las tendencias son comunes para todas las empresas.

Figura 5: Evolución de precios del GLP envasado



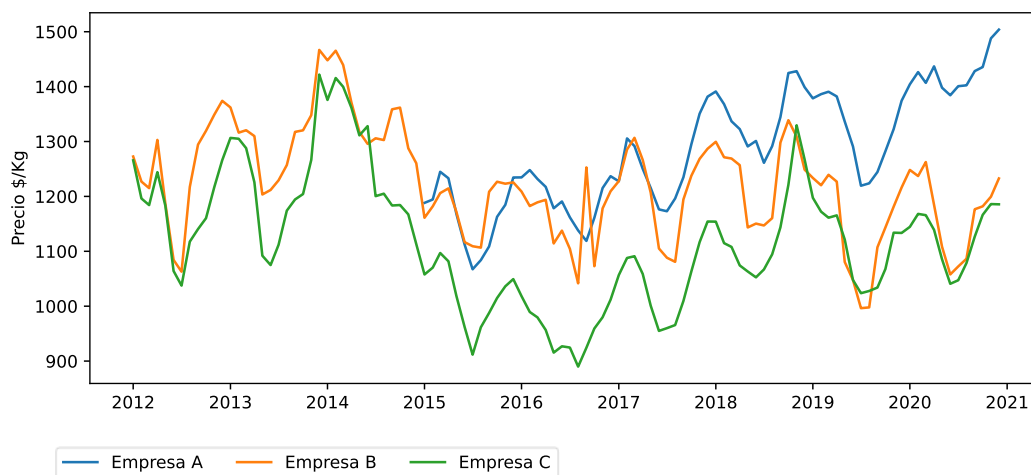
Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas

Nota: Considera el precio de venta directa al público.

estar suficientemente cerca como para expandir su propia red hasta la red del rival. Esto no ocurre en el caso del GLP, en el que el transporte al interior de una comuna no requiere de este tipo de inversión.

²³² En el caso del GLP envasado usaremos los datos de venta directa reportados por las empresas, ya que en ese caso el precio reportado es el precio pagado por el consumidor.

Figura 6: Evolución de precios del GLP a granel

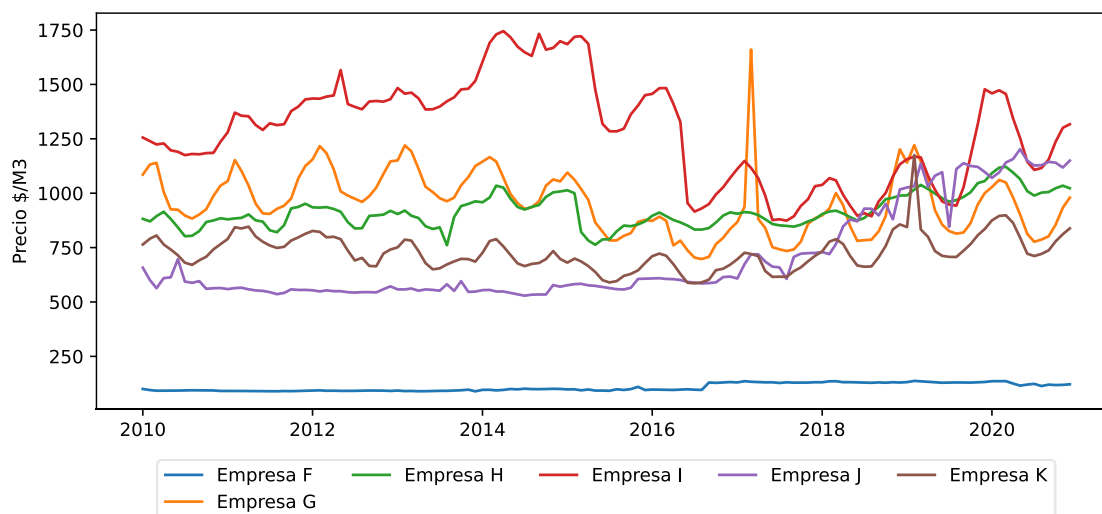


Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

Nota: Considera solo el precio de venta al público.

165. La figura anterior muestra la evolución de precios del GLP a granel. Vemos las empresas B y C durante los últimos 3 años han ofertado precios muy similares, mientras que A ha cobrado más de \$ 100 más que estas en promedio.
166. Por último, la Figura 7 nos muestra el caso del GN. Destaca el precio cobrado por la empresa F, el cual es sustancialmente más bajo que el resto de las empresas. En ese caso, hay subsidios territoriales que explican ese precio.

Figura 7: Evolución de precios del GN

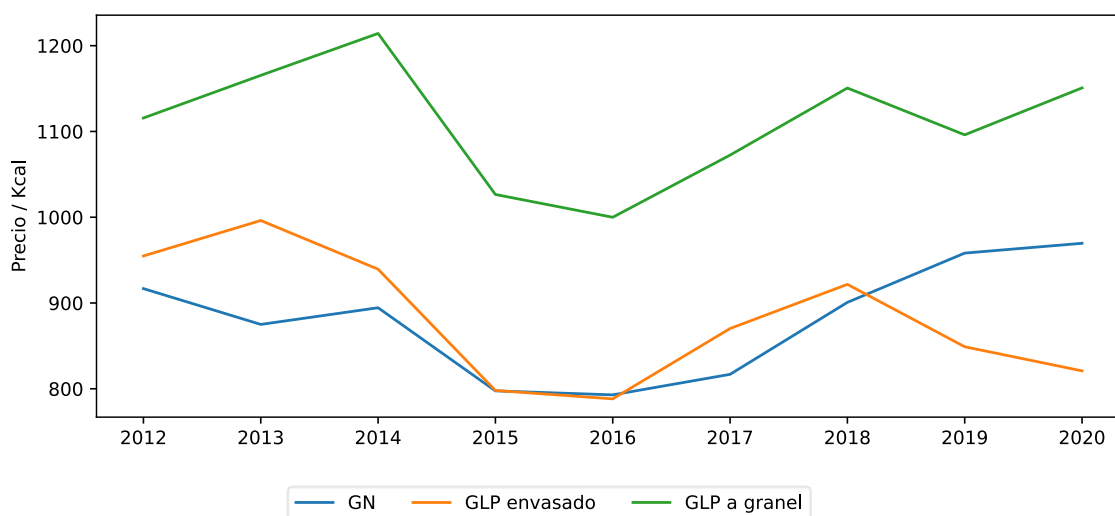


Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

Nota: Considera solo precio de venta al público.

167. En la Figura 8 comparamos el precio del GLP, tanto en cilindros como a granel, y el precio del GN. Debemos señalar que las comparaciones para ser efectivas deben considerar unidades calóricas equivalentes, por tanto, compararemos el precio de una millonésima parte de una teracaloría²³³. Vemos que, en general, el precio de este último es menor al precio del GLP en ambas presentaciones.

Figura 8: Comparación de precios



Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

Nota: El cálculo no considera a la empresa F. Ver párrafo 166.

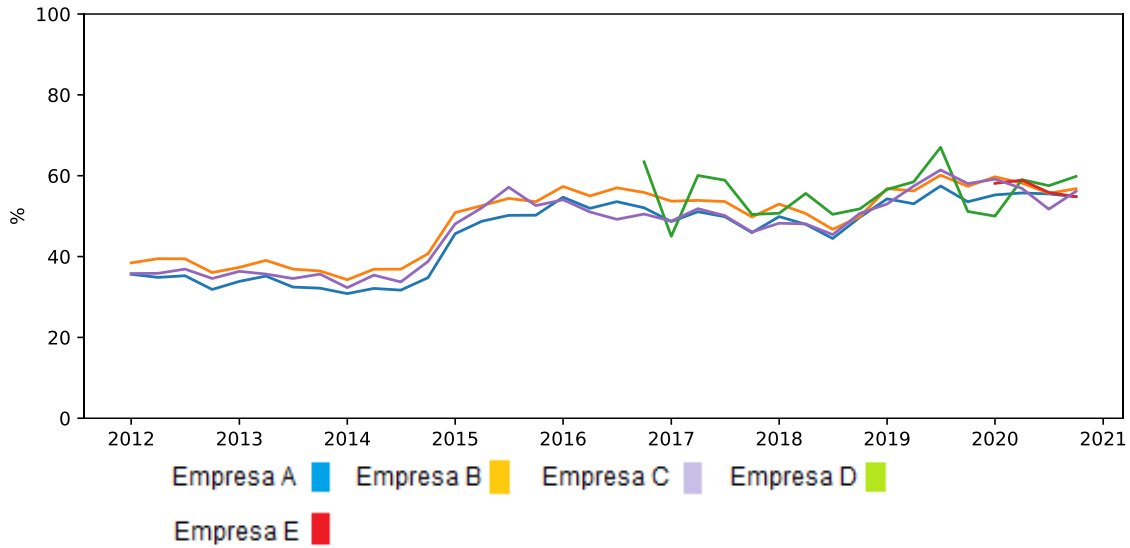
iii. Márgenes

168. Finalmente, presentaremos el margen de venta para los distintos agentes de este mercado²³⁴. Notemos que el margen es distinto a la rentabilidad del negocio, la cual considera, además del costo de venta, la inversión en instalaciones, mantenimiento, entre muchos otros ítems. Sin embargo, el margen puede entregarnos una primera aproximación del grado de competencia en el mercado, de manera que a lo largo de este informe volveremos a referirnos a este cálculo.
169. Como vemos en la Figura 9, el margen es bastante similar entre las empresas, teniendo desde el año 2015 un aumento considerable, pasando desde el 35% al 55%.

²³³ Una teracaloría (Tcal) equivale a 1.000.000.000 de kilocalorías (Kcal).

²³⁴ Esto es $m = \frac{p-c}{p}$. Donde p es el precio de venta por unidad y c es el costo de venta por unidad.

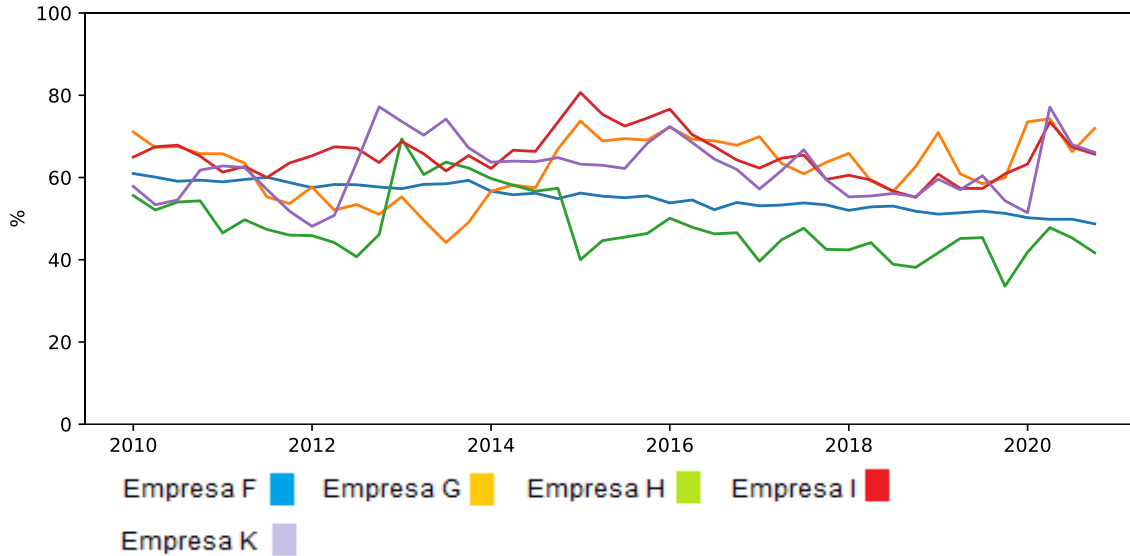
Figura 9: Evolución márgenes GLP



Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por empresas.

170. La Figura 10 muestra el caso del GN. En general vemos una mayor dispersión de márgenes que en el caso del GLP.

Figura 10: Evolución márgenes GN



Nota: Elaboración propia en base a datos aportados por empresas.

III. MERCADO DEL GAS LICUADO DE PETROLEO

171. Esta sección tiene como objetivo estudiar en detalle el funcionamiento de toda la cadena de suministro del mercado de GLP. Nuestros análisis se enfocan en tres factores que pueden impactar negativamente la competencia en alguno de los segmentos de la cadena.
172. El primer factor que estudiamos son las relaciones verticales presentes aguas arriba, es decir, las que existen entre proveedores y comercializadores de GLP. Analizar dichas relaciones es importante dado que durante el periodo del estudio existieron importantes diferencias en lo que respecta a la estructura de propiedad de la industria, particularmente en cuanto a la integración entre terminales marítimos y mayoristas. El estudio de este factor tiene como objetivo evaluar si dicha integración tuvo efectos negativos en el acceso a GLP que tenían los actores no integrados, en términos de volúmenes y precios transados, lo que puede tener consecuencias aguas abajo, afectando de manera última las condiciones de mercado que enfrentan los consumidores finales.
173. En segundo lugar, evaluamos la presencia de conductas coordinadas entre distribuidores mayoristas. Dadas las características estructurales de la demanda por GLP, existe la posibilidad de que los actores de este segmento se encuentren en un equilibrio de baja intensidad competitiva. Por tanto, es necesario evaluar si las conductas económicas de los agentes propician la estabilidad de dicho equilibrio, lo que podría tener efectos negativos en la entrada y en el bienestar social de los consumidores.
174. Finalmente, analizamos la integración y las relaciones verticales existentes aguas abajo entre distribuidores mayoristas de GLP envasado y los subdistribuidores. Estudiar estas relaciones es de suma importancia dado que son estos últimos quienes mayoritariamente llevan el producto final a los clientes, por lo que, de existir un nivel de competencia insuficiente, es posible que los consumidores tengan menor acceso a cilindros o enfrenten un mayor nivel de precios por estos.

A. Relaciones verticales entre proveedores y comercializadores

175. En esta sección estudiamos las relaciones verticales existentes entre proveedores y comercializadores del mercado de GLP. El objetivo es evaluar, al menos descriptivamente, la hipótesis de que dichas relaciones influyen negativamente en el acceso a GLP, en términos de las alternativas de provisión que tienen y del costo que estas enfrentan.
176. A modo de contexto, recordemos que la demanda interna por gas en Chile puede ser satisfecha mediante la producción local o importación. En el caso del GLP, un 75% de este es importado y un 25% es producido localmente²³⁵. Mientras que la importación puede realizarse vía marítima o terrestre utilizando barcos o camiones aljibes, la producción local

²³⁵ Energía Abierta, «Balance Nacional de Energía 2018» (CNE), acceso el 20/09/2021, disponible [aquí](#).

en tanto nace de la exploración y explotación de reservas de hidrocarburos por parte de ENAP o privados mediante concesiones. La adquisición de los volúmenes importados o producidos localmente puede, a su vez, realizarse mediante cuatro canales: terminales marítimos, pasos fronterizos, refinerías, o plantas de almacenamiento.

177. Un factor importante para tener en consideración es la presencia de integración vertical entre proveedores y comercializadores mayoristas. Dado que algunos comercializadores distribuyen GLP aguas abajo, es posible que los proveedores que están integrados a ellos ofrezcan peores condiciones comerciales o derechamente no vendan GLP a la competencia aguas debajo de sus comercializadores integrados lo que, de manera última, puede afectar a los consumidores finales.
178. Considerando lo anterior, estructuramos nuestro análisis de la siguiente manera. Primero, desarrollamos un marco conceptual de integración vertical, el cual nos ayudará a visualizar los incentivos que enfrentan las empresas respecto de su decisión de integrarse o relacionarse verticalmente con otra firma. Luego, identificamos a los principales proveedores de GLP por canal de adquisición, para así tener una noción de qué tan concentrado está el mercado aguas arriba. Posteriormente, determinamos la intensidad de uso de cada canal para los tres principales comercializadores de GLP, con el fin de evaluar qué tanto poder de mercado tendrían los proveedores sobre sus compradores. Finalmente, mapeamos la evolución de los precios de adquisición del GLP para cada actor, sea este grande o pequeño, para evaluar si existen diferencias significativas entre estos.

i. Marco conceptual de estructuras verticales

179. En primer lugar, debemos considerar que en los mercados suele existir una estructura vertical, la cual hace referencia a todas las empresas que operan a través de la cadena de suministro del bien o servicio en cuestión. Estas, además, suelen ser categorizadas como empresas “aguas arriba” o “aguas abajo” según su posición relativa en la cadena de valor. En el caso del gas, esta estructura vertical comienza aguas arriba con las empresas que producen o importan gas, continúa con las firmas que lo reciben y almacenan, sigue con las entidades que lo transportan mediante gasoductos o camiones a través del territorio nacional, y termina aguas abajo con las empresas que lo distribuyen directamente a los consumidores finales.
180. Dentro de una estructura vertical existen, a su vez, una serie de relaciones verticales, las cuales se manifiestan a través de los acuerdos contractuales que existen entre dos empresas que operan de forma consecutiva dentro de la cadena de suministro. Por ejemplo, en la industria del gas podemos decir que aguas arriba existe una relación vertical entre una empresa que importa gas y otra que lo recibe en terminales, como también podemos afirmar que existe una relación vertical aguas abajo entre una empresa dueña de cilindros de gas y un distribuidor independiente que entrega estos a los consumidores finales.
181. Cabe destacar también que una relación vertical entre dos empresas suele ser más compleja que una relación empresa-consumidor. Esto, porque en la primera ambos agentes

tienen generalmente algún grado de poder de mercado o instrumento²³⁶ que les permite influir en la demanda para su propio beneficio, lo que no suele ocurrir en las relaciones empresa-consumidor donde este último comúnmente carece de poder de mercado. Esta consideración resalta la importancia del estudio comprensivo de las relaciones verticales en la industria del gas, dados los efectos que estas tienen en los resultados de las empresas y en el equilibrio general de los precios y volúmenes transados en el mercado.

182. Sumado a lo anterior, debemos considerar también que existen otros factores que influyen en los resultados de ambas empresas, como pueden ser asimetrías de información o la incertidumbre expresada a través de potenciales crisis económicas o cambios tecnológicos. En el contexto del mercado del gas, estos factores pueden manifestarse mediante el desconocimiento de la estructura de costos de la contraparte aguas arriba o abajo, volatilidades inusuales del precio internacional del gas, surgimiento y desarrollo de nuevas energías que compitan con el gas, etc. Con el fin de asegurarse contra shocks negativos de estas variables, las empresas suelen tener dos cursos de acción en el marco de sus relaciones verticales: (i) adquirir la empresa relacionada verticalmente para así controlar sus decisiones y maximizar la utilidad conjunta de ambas firmas (integración vertical); o (ii) implementar arreglos contractuales específicos (restricciones verticales) con el fin de limitar las acciones de la contraparte, suavizar las distorsiones antes mencionadas, y maximizar su propia utilidad.
183. Para profundizar nuestro entendimiento de las fuerzas que operan en una estructura vertical y las relaciones que emanan de ella, a continuación detallamos dos modelos teóricos que nos permitirán comprender los beneficios y perjuicios de los distintos tipos de estructuras presentes en el mercado del gas (e.g., integradas o desintegradas, monopólicas o competitivas), los incentivos que tienen los actores, y los efectos de sus acciones en el bienestar social.

a. Tipos de estructuras verticales

184. Como mencionamos anteriormente, las relaciones verticales entre empresas son complejas de analizar dado que usualmente el comportamiento de una firma afecta los resultados de la otra. Además de los instrumentos que cada empresa tiene a su disposición para modificar el equilibrio del mercado, también hay que considerar en el análisis la estructura competitiva de la industria, distinguiendo entre los casos donde existe (o no) competencia dentro de cada segmento.

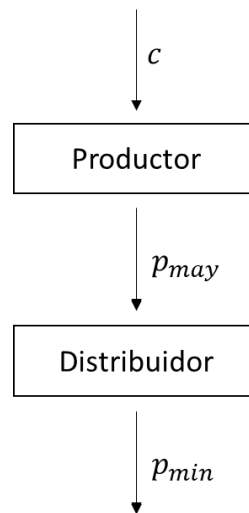
Estructura vertical con monopolios aguas arriba y abajo

185. Por simplicidad consideremos primero una relación vertical donde: (i) no existe incertidumbre ni asimetrías informacionales; (ii) solo opera un actor en cada segmento (denominados productor y distribuidor, respectivamente); (iii) cada empresa tiene solo un

²³⁶ Ejemplos de éstos son los precios mayorista y minorista, la cantidad vendida, la calidad del producto, los esfuerzos publicitarios, la fuerza de ventas, entre otros.

costo de producción y solo un instrumento para influir en la demanda. Es decir, un contexto donde el equilibrio del mercado (precios y cantidades transadas) solo depende de las acciones que tome cada empresa respecto de su instrumento. Gráficamente, podemos resumir dicha relación en la Figura 11.

Figura 11: Relación vertical con monopolio aguas arriba y abajo



Fuente: Elaboración propia basada en Tirole (1988).

186. Aquí podemos ver que el monopolista aguas arriba (productor) produce un bien que tiene un costo unitario de producción constante c , al cual le aplica un margen de ganancia para luego vendérselo al monopolista aguas abajo (distribuidor) a un precio mayorista $p_{may} > c$. Luego el distribuidor, al adquirir el bien, internaliza dicho costo de producción p_{may} y le aplica nuevamente un margen para vendérselo al consumidor final a un nuevo precio $p_{min} > p_{may}$, con el fin de obtener así una ganancia propia. En este caso los instrumentos bajo los cuales las empresas influyen en el equilibrio del mercado serían el precio mayorista p_{may} y el precio minorista p_{min} . Este tipo de escenarios desintegrados, en donde solo existe un actor aguas arriba y uno aguas abajo, tiene las siguientes implicancias para empresas y consumidores.
187. Por un lado, el hecho que las empresas estén separadas causa que ambas firmas establezcan un margen de ganancia sobre sus respectivos precios (mayorista y minorista), lo que deriva en un mayor precio de retail para el consumidor final. Esto es lo que se conoce como el problema de doble marginalización. Este hecho, además de aumentar el precio del consumidor, reduce las utilidades de la firma aguas arriba, dado que el distribuidor aguas abajo no internaliza el efecto que tiene su instrumento (precio minorista) en las utilidades de su contraparte vertical, disminuyendo así el excedente de este y, en consecuencia, el bienestar social.
188. Por otro lado, existe también el problema de riesgo moral. Este hace referencia a que para el productor es beneficioso que el retailer realice esfuerzos para atraer clientes (dado que esto aumenta las ventas de ambos), pero este no tiene cómo asegurar que el distribuidor

invierta en los esfuerzos promocionales necesarios para lograr lo anterior. En general, los esfuerzos promocionales involucran una serie de actividades²³⁷ que representan un costo para el que los realiza, por lo que el retailer invertirá solo lo necesario para maximizar su propia utilidad sin considerar si ese nivel de venta óptimo es el deseado aguas arriba por el productor o por los consumidores. Por tanto, es posible que el nivel de información del bien o servicio entregado a los consumidores mediante estos esfuerzos sea sub óptimo, lo que podría representar nuevamente una pérdida para el bienestar social.

189. La separación entre dos monopolios consecutivos dentro de la cadena de valor también causa una tercera ineficiencia a los actores del mercado: el sucesivo pago de costos de transacción por parte de ambas empresas. En palabras simples, los costos de transacción son todos los costos de tiempo y recursos en que deben incurrir ambas empresas al momento de negociar nuevos contratos entre sí. En caso que ambas empresas estuvieran integradas, estos costos debieran reducirse dado que estas enfrentan un menor nivel de incertidumbre y asimetrías de información, lo que implicaría -en teoría- contratos de mayor plazo y menos cláusulas restrictivas para protegerse de eventualidades externas.
190. Todos estos problemas -doble marginalización, riesgo moral y costos de transacción- representan a priori argumentos a favor de una integración vertical entre productor y retailer, dados los supuestos indicados al comienzo de esta sección. No obstante, los primeros dos no representan tanto un problema de integración vertical sino uno que habla de las limitadas opciones contractuales²³⁸ (i.e., restricciones verticales) disponibles para las empresas, las cuales les dan herramientas para solucionar o atenuar dichas ineficiencias, mejorando así el bienestar de empresas y consumidores. En consecuencia, la integración (o no) de un segmento de la estructura vertical puede ser un problema solo si las empresas no tienen las herramientas necesarias para atender las ineficiencias expuestas, lo que no quiere decir necesariamente que la aplicación de estas incrementa la competencia para todos los actores del mercado, razón por la cual la literatura especializada recomienda analizar caso a caso los beneficios y perjuicios de las estructuras verticales según el contexto donde operan.

Estructura vertical con monopolio aguas arriba y competencia aguas abajo

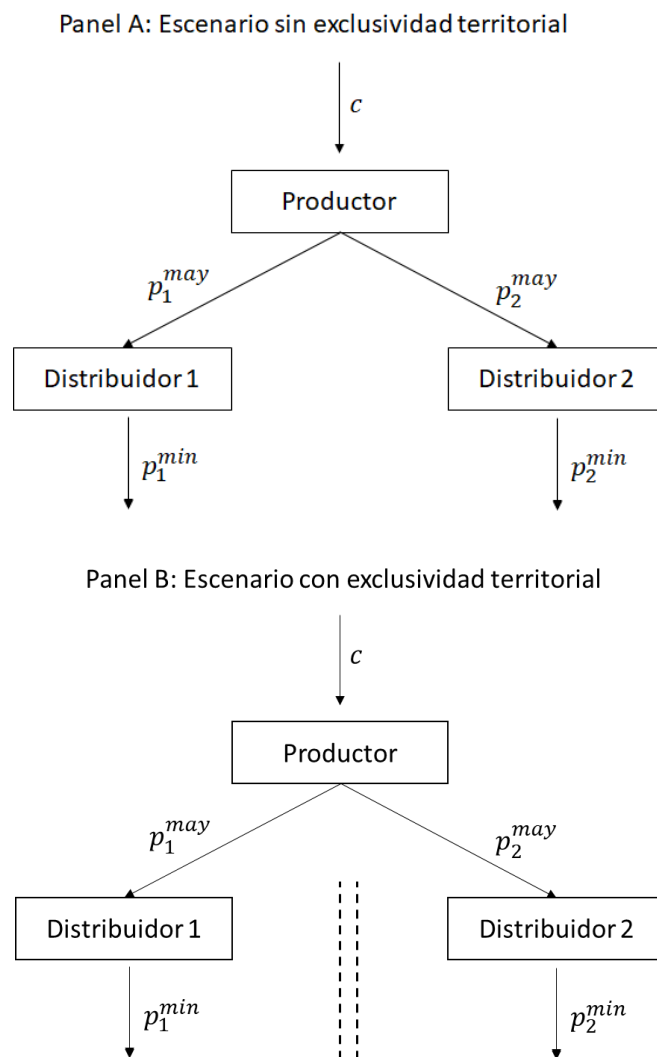
191. Ahora consideremos el escenario donde existe un solo productor y dos distribuidores, los cuales compiten en el mismo mercado (defínase este según criterios geográficos u otros²³⁹) y que están desintegrados entre sí. A la vez, los distribuidores pueden estar sujetos o no a contratos de exclusividad territorial.

²³⁸ Las más comunes son las tarifas en dos partes (parte fija + parte variable), acuerdos de reventa (RPM), fijación de cantidades, entre otras.

²³⁹ Por ejemplo, uno podría definir una comuna como un mercado de cilindros de GLP, como también definir una categoría de cilindros (5, 8, 15, o 45 kg) como mercados distintos, independientemente de la ubicación geográfica donde se vendan.

192. La determinación de los beneficios y perjuicios que este tipo de estructura vertical puede generar en el bienestar social dependerá del tipo de competencia que exista aguas abajo. Si los distribuidores comparten la misma estructura de costos y compiten agresivamente entre sí, entonces el margen de ganancia minorista será cero para ambas empresas en el consumidor marginal, lo que le permite al monopolista fijar el precio mayorista a su nivel monopólico, dado que de esta manera maximiza su utilidad. No obstante, hay que considerar dos escenarios para los distribuidores: uno con la presencia de exclusividad territorial y otro sin dichos contratos. Dicho esto, y asumiendo los mismos supuestos que en el caso anterior, los dos escenarios de esta estructura vertical pueden expresarse gráficamente de la siguiente manera:

Figura 12: Relación vertical con monopolio aguas arriba y competencia aguas abajo



Fuente: Elaboración propia a partir de Tirole (1988).

193. La Figura 12 cuenta con dos paneles. El panel A describe una situación donde los distribuidores compiten en los mismos mercados (sean estos geográficos o de tipo de

producto), mientras que el panel B muestra un escenario donde los distribuidores aguas abajo están sujetos a cláusulas de exclusividad territorial.

194. En ambos escenarios, deben resolverse los siguientes problemas. Por un lado, el productor debe determinar el precio mayorista al cual le vende a los distribuidores. Por otro lado, estos últimos deben determinar el precio minorista al cual le venden a los consumidores, además del abanico y nivel de servicios que deseen prestar, como fuerza de ventas, calidad de los locales, esfuerzos publicitarios, entre otros. Estas incógnitas derivan en externalidades verticales y horizontales, las cuales tienen consecuencias en los precios y niveles de servicios antes mencionados.
195. Respecto de los efectos en precios, por un lado, tenemos la ya mencionada doble marginalización, que como vimos anteriormente causa precios ineficientemente altos para los consumidores. Por otro lado, existe una externalidad horizontal que surge a partir de que distribuidores de productos diferenciados no toman en consideración cómo los cambios en sus precios afectan las utilidades de la competencia, lo que deriva en precios minoristas muy bajos, relativos a los que habría si existiera integración vertical.
196. En cuanto a las consecuencias en servicios, la externalidad vertical que ocurre entre productor y distribuidor es que este último tiene muy bajos incentivos a invertir en servicios dado que el margen de retail ($p_{min} - p_{may}$) no considera el margen de cada venta atribuible al productor, lo que deriva en niveles de servicios bajos. Por su parte, la externalidad horizontal presente se manifiesta nuevamente en los bajos incentivos que existen para invertir en buenos servicios, ya que un consumidor puede beneficiarse de estos en los locales del distribuidor que los provee, pero compra en el que no los ofrece, dado que probablemente este último cobre un precio menor dado que decidió no invertir en éstos. En consecuencia, no está en el mejor interés del distribuidor original proveer dichos servicios.
197. No obstante, para determinar qué externalidades predominan en un mercado en específico, debemos analizar cada mercado geográfico o mercado-producto en particular, dado que requerimos observar los precios y gastos de los distribuidores para esclarecer lo anterior. Por tanto, al igual que para el escenario con monopolio aguas arriba y abajo, es necesario analizar el caso a caso para determinar la estructura vertical óptima de la industria.
198. Además de las precauciones respecto de las externalidades verticales y horizontales antes mencionadas, es necesario considerar también la existencia de cláusulas de exclusividad territorial en los mercados donde operan los distribuidores, dado que estas también tienen efectos en las utilidades de las firmas aguas arriba y abajo, que es lo que últimamente determina los incentivos que tienen los agentes a estructurarse verticalmente de cierta forma y otra. Para evaluar esto, enfoquémonos en el panel B de la Figura 12.
199. Dicho panel considera la existencia de contratos de exclusividad entre el productor y sus distribuidores, lo que deriva en un aumento del poder de mercado de estos últimos. Uno podría preguntarse qué incentivo tiene el productor de incrementar el poder de mercado aguas abajo siendo que esto puede perjudicar sus utilidades aguas arriba. A continuación, desarrollamos dos hipótesis que la teoría económica ha levantado al respecto.

200. Una posible explicación es que la presencia de territorios exclusivos puede incrementar la inversión de los distribuidores en servicios. Por éstos nos referimos a, por ejemplo, mayor fuerza de venta, mejor calidad de locales de venta, esfuerzos publicitarios, entre otros. Invertir en este tipo de acciones puede derivar en un aumento de las utilidades de los distribuidores y, en consecuencia, incrementar también las ganancias del productor mediante una mayor necesidad de volumen de productos. En efecto, sin la presencia de exclusividad territorial un distribuidor no tiene incentivos a invertir en servicios dado que su competencia -que opera en el mismo mercado o tipo de producto- puede convertirse en *free rider* y explotar dicha inversión para su beneficio, reduciendo así las ganancias del primero.
201. Una explicación alternativa del otorgamiento de territorios exclusivos por parte del productor a sus distribuidores es que dichas cláusulas contractuales causan que la demanda aguas arriba sea menos elástica, lo que deriva en un comportamiento menos agresivo de los productores y por tanto se reduzca la competencia aguas arriba²⁴⁰.
202. Por tanto, un mercado donde un productor tiene más de un distribuidor relacionado verticalmente, los beneficios y perjuicios para oferentes y consumidores dependerán nuevamente del valor de los instrumentos de estos agentes (e.g., precios mayoristas, precios minoristas, calidad de servicio, fuerza de ventas, esfuerzos publicitarios). Éstos a su vez reaccionan no solo a las externalidades verticales y horizontales antes mencionadas, sino también a la existencia de restricciones verticales como cláusulas de exclusividad.
203. En conclusión, a pesar de que conceptualmente ambos tipos de estructuras verticales - monopolio aguas arriba y abajo o monopolio aguas arriba y competencia aguas abajo-, el análisis teórico de estos escenarios nos da luces sobre cuáles son las variables que debiéramos considerar al momento de evaluar la intensidad competitiva del mercado, y cómo estas se influyen unas a otras.

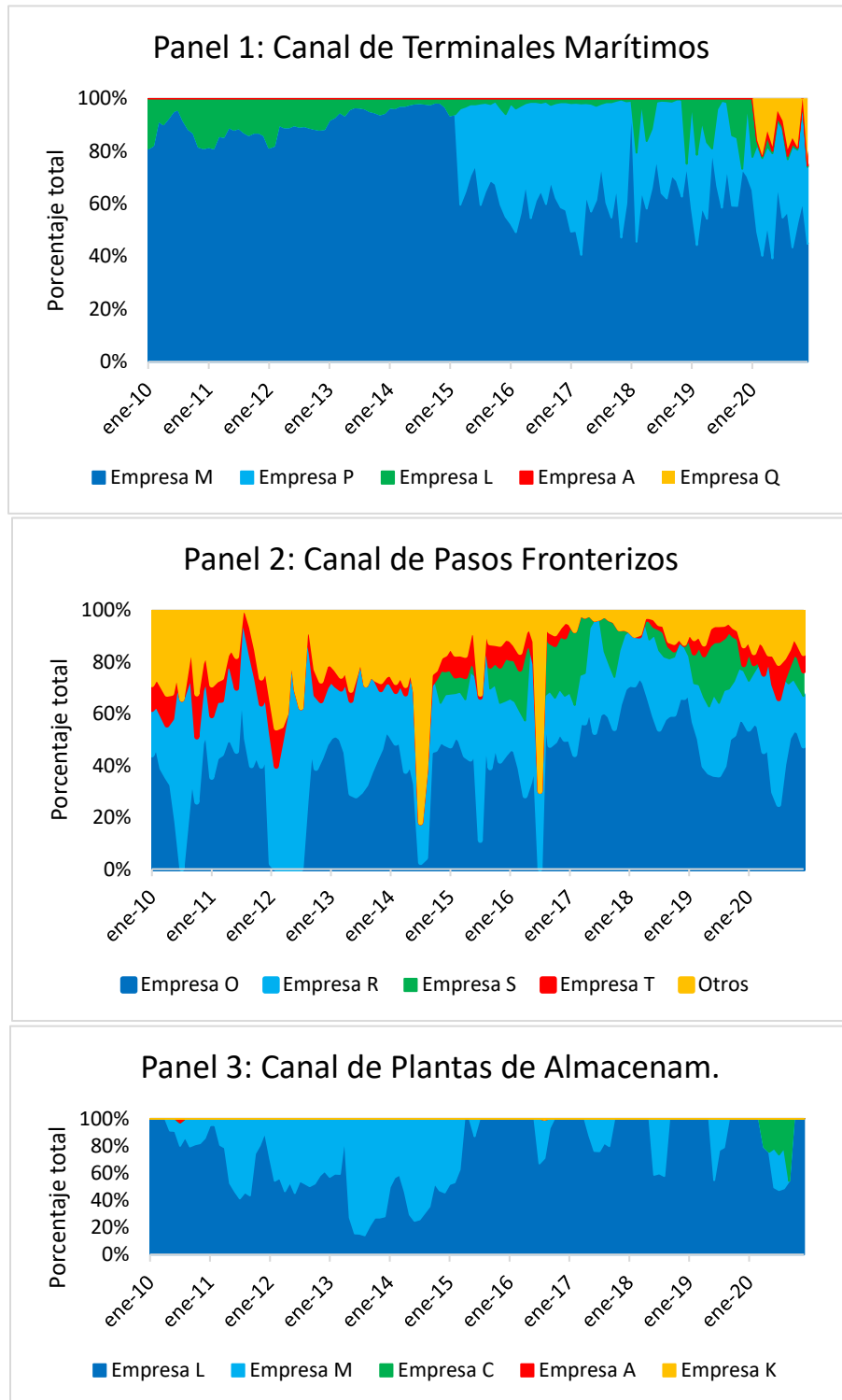
ii. Proveedores de GLP

204. Para estudiar la concentración del mercado, en la Figura 13 graficamos la importancia que tiene cada proveedor en el canal de adquisición en que opera, medido en términos del volumen transado en cada momento del tiempo²⁴¹. Para efectos de este análisis solo consideramos los volúmenes adquiridos por comercializadores de GLP, dejando de lado las transacciones realizadas por otros actores (e.g., grandes industrias).

²⁴⁰ Para más detalles, véase Paul Belleflamme y Martin Peitz, *Industrial Organization. Markets and Strategies* (Cambridge: Cambridge University Press, 2010), Capítulo 17.

²⁴¹ Se omite el canal Refinerías dado que el único proveedor de GLP en este canal es una sola empresa pública.

Figura 13: Proveedores de GLP según canal de adquisición



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de comercializadores de GLP.

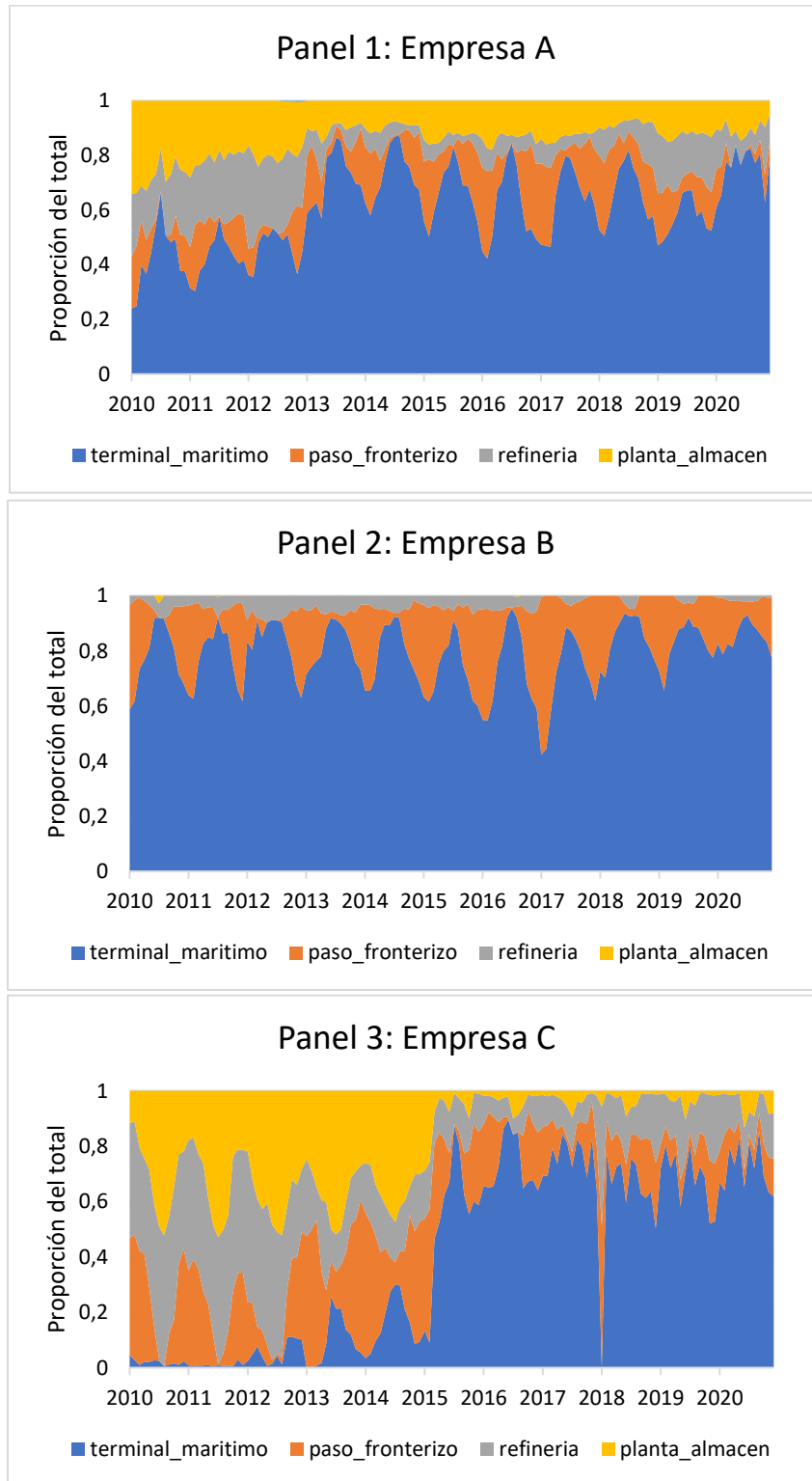
205. Por un lado, en el panel 1 podemos ver la importancia que tiene la Empresa M (integrada verticalmente con distribuidores aguas abajo) en la provisión de GLP mediante terminales marítimos, quien hasta 2015 dominaba este canal de adquisición con un 80-90% de los volúmenes transados aguas arriba, para luego hacia finales de la década ser responsable de la mitad del GLP importado por terminales. La razón de esta caída tiene que ver con la irrupción de la Empresa P como el principal proveedor de la Empresa C en este canal (la cual previamente no tenía acceso a terminales marítimos), alcanzando un 20-30% de la provisión total del GLP adquirido por este canal. Finalmente, vemos que las empresas A, Q y L, tuvieron entre un 5-20% de participación entre 2010 y 2020.
206. Por su parte, el panel 2 nos muestra los actores más importantes en el canal de pasos fronterizos, donde destaca la empresa O con participaciones cercanas al 40% pero con un componente importante de varianza interanual. A diferencia de lo que ocurre en los terminales marítimos, el canal de pasos fronterizos tiene un número significativamente mayor de proveedores (5 vs 20, respectivamente), el cual se ve reflejado en la importancia de la categoría Otros²⁴², que ha representado entre el 20% y hasta el 80% de los volúmenes adquiridos por comercializadores en este canal. Finalmente, el panel 3 muestra el canal de plantas de almacenamiento, el cual tiene a la empresa L y M como actores principales, quienes representan casi el 100% de los volúmenes adquiridos por este canal a lo largo del periodo 2010-2020.
207. De la Figura 13 podemos concluir que para la mayoría de los canales existen uno o dos actores que dominan claramente la provisión de GLP, con la excepción del canal de pasos fronterizos, en donde existen variadas alternativas de proveedores. Dicho esto, es posible que la concentración aguas arriba sea un problema para el suministro aguas abajo, en términos de posibilidades de acceso y precios de compra; más aun considerando la situación de la empresa M, que domina dos segmentos y que estuvo verticalmente integrada con dos distribuidores aguas abajo.

iii. Uso de canales según comercializador

208. Tras haber constatado el hecho de que existe un número escaso de proveedores en tres de los cuatro canales de adquisición de GLP, el siguiente paso es evaluar qué tan intensivos son los usos de dichos canales por parte de los comercializadores de GLP, para así tener una noción de qué tanto poder de mercado tienen los proveedores aguas arriba, sobre todo considerando que existe integración vertical entre algunos operadores de terminales y comercializadores. Para esto, analizamos en detalle el uso de las fuentes de provisión para los tres mayores comercializadores de GLP: las empresas A, B y C. La Figura 14 nos muestra los resultados de este ejercicio.

²⁴² El grupo Otros contiene a los 16 proveedores restantes, quienes tienen participaciones menores relativo a los proveedores reportados en la leyenda del Panel 2.

Figura 14: Uso de canales según comercializador de GLP



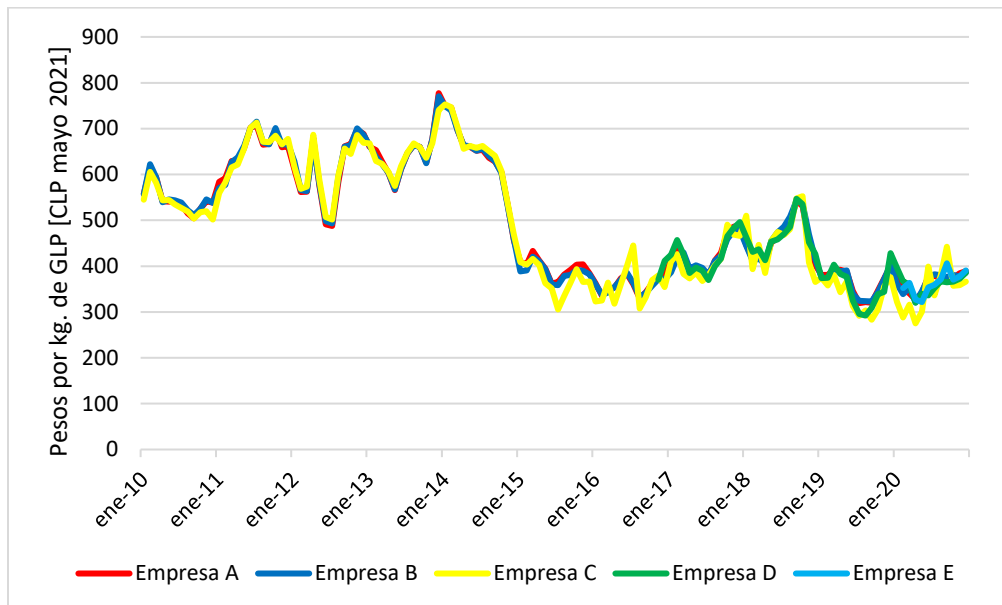
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de comercializadores de GLP.

209. El primer hecho que sale a la luz viendo los tres paneles es la significativa diferencia en la proporción de uso de terminales marítimos entre las empresas, particularmente en el periodo 2010-2015. Mientras que para las empresas A y B este representa alrededor de un 60-70% de sus adquisiciones de GLP, para la empresa C es apenas un 10% en promedio. Esto se explica porque en ese entonces la empresa C no tenía la facilidad de acceso a GLP mediante terminales que sí tenían las empresas A y B dada su integración con la empresa M; situación que cambió en 2015 cuando la empresa C tuvo acceso a un terminal marítimo. Lo interesante de esta situación es que la empresa C siguió siendo competitiva previo a este hecho, lo que nos permite inferir en algún grado que el mercado aguas arriba era y sigue siendo contestable, incluso para agentes dominantes en la industria que no están integrados con los terminales.
210. Una hipótesis que puede explicar lo anterior es que esto fue posible dado el acceso que tenía la Empresa C a otros canales de adquisición, como la importación por pasos fronterizos, y compras a refinerías y a plantas de almacenamiento. Explicaciones alternativas pueden deberse a que las empresas A y B no competían en los mismos mercados que la Empresa C, ya sean estos considerados bajo una perspectiva geográfica o de producto. No obstante, considerando la información reportada a lo largo de este informe, es factible creer que dicha competitividad se debe principalmente a la existencia de canales alternativos.
211. Una segunda consideración importante es que, a pesar de tener acceso a terminales marítimos, las empresas integradas A y B seguían adquiriendo GLP mediante canales alternativos, aunque en diferentes proporciones según el comercializador que consideremos. Mientras que las empresas A y C hacían uso de las plantas de almacenamiento y refinerías, la Empresa B hizo uso más intensivo de pasos fronterizos. Finalmente, podemos ver también el efecto que tiene la estacionalidad en la intensidad de uso de cada canal, dado que en los tres paneles se ve cómo las compras mediante terminales aumentan considerablemente en invierno y disminuyen en verano.
212. En consecuencia, de la Figura 14 podemos concluir que los grandes comercializadores adquieren GLP de canales alternativos, independientemente de la relación vertical que tengan con los proveedores que operan en dichos canales. Más aún, vemos que el mercado es contestable aguas arriba, dada la competitividad que mantuvo la empresa C antes de tener acceso a un terminal marítimo en el año 2015. Luego, el poder de mercado de los proveedores pareciera ser menor al esperado si consideramos que éstos compiten con sus pares de otros canales de adquisición.

iv. Costo de adquisición del GLP

213. Finalmente, para ver si las relaciones verticales presentes en la industria afectan las condiciones de mercado a las que acceden los distribuidores, en la Figura 14 analizamos la dinámica de los precios del GLP entre 2010 y 2020, considerando tanto a comercializadores mayoristas como minoristas.

Figura 15: Costo mensual promedio por kg de GLP



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de distribuidores de GLP.

214. La Figura 15 es clara. En esta vemos que, independientemente del tamaño de la empresa, de la presencia (o no) de integración vertical con proveedores, y de las fluctuaciones del precio internacional, los comercializadores acceden prácticamente al mismo precio de GLP que su competencia, descartándose factualmente una posible discriminación arbitraria por parte de las empresas integradas hacia las no integradas.
215. En conclusión, considerando los resultados de los tres análisis podemos determinar que existe evidencia descriptiva de que las relaciones verticales entre proveedores y comercializadores no limitan el acceso a GLP ni al precio al que este se vende. El caso que quizás más apoya esta conclusión es el de la Empresa C, quien no estuvo integrada con un terminal marítimo durante la mitad del periodo analizado, obtuvo GLP de canales alternativos y continuó accediendo al mismo precio relativo que su competencia.

B. Competencia entre distribuidores mayoristas de GLP

216. En este apartado nos enfocamos en evaluar hipótesis de presencia de conductas coordinadas en el mercado del gas. Nos abocaremos al estudio del mercado del GLP, el cual es susceptible a este tipo de fenómenos dada la desregulación del sector y sus características estructurales. Específicamente, nuestro análisis se centra en el segmento de distribución mayorista del GLP, para el cual los elementos estructurales que incrementan los riesgos de coordinación son más notorios que aguas arriba o abajo en la cadena de distribución.
217. Una evaluación de las características estructurales del sector, incluyendo su concentración, la simetría de los competidores, la cantidad de mercados en donde existe contacto, las características de la demanda, las relaciones de propiedad entre competidores y la entrada, mostró que este segmento sería más susceptible a experimentar conductas coordinadas que sectores con características distintas. Si bien no consideramos esta evaluación estructural como un antecedente concluyente, sí hizo que fuese razonable investigar en mayor profundidad el segmento.
218. En un segundo análisis nos abocamos a explorar un fenómeno peculiar del sector: una asimetría de precios pronunciada y duradera. Al realizar un análisis de cambios conductuales, la observación de variables relevantes, como precios, costos y márgenes, reveló a nivel cualitativo que el mercado podía caracterizarse por una transmisión asimétrica de precios, fenómeno también conocido como Rockets and Feathers. En mercados donde este fenómeno es relevante, los precios de venta transmiten con mayor intensidad y rapidez fluctuaciones al alza en los costos que fluctuaciones a la baja. En este análisis, medimos la respuesta asimétrica de los precios que caracterizó el mercado en la última década. Luego de esta medición arribamos a dos conclusiones. Primero, la asimetría es significativamente distinta de cero, impactando el bienestar de los consumidores. Incluso si los precios del insumo principal no fluctuasen al alza o a la baja de manera sistemática, la volatilidad en los mismos resultaría perjudicial. Entre meses consecutivos, un incremento de un peso por kg en el costo de adquisición que enfrentan los distribuidores mayoristas resulta en un costo adicional que fluctúa entre 75 y 195 pesos respecto del ahorro que significaría una disminución de igual magnitud, para una familia que consume 15 kg de GLP al mes. Adicionalmente, una comparación con las mediciones del ajuste asimétrico de precios realizadas por otros investigadores sugiere que la que se observa en el segmento mayorista del GLP tiene características distintivas. La respuesta del precio más lenta, y la asimetría de la misma dura una cantidad considerablemente superior de periodos y es mayor en magnitud que la reportada por otros estudios que utilizan metodologías de medición similares. Esta particularidad del sector, de acuerdo a la evidencia recabada en estudios previos, probablemente refleja una intensidad competitiva más débil en relación a sectores con una dinámica de precios y costos distinta.
219. En consideración de los resultados de los dos análisis anteriores, realizamos un tercer análisis con el cuál buscamos establecer empíricamente si la dinámica competitiva del sector en la última década ha sido consistente con un régimen no cooperativo o lo opuesto.

Específicamente, aplicamos al segmento mayorista del GLP el test propuesto por Borenstein y Shepard²⁴³, el que, construyendo sobre la teoría de súper juegos de colusión tácita, determina si la dinámica de los márgenes es consistente con la que tendría un cartel. Más concretamente, si los márgenes responden positivamente a expectativas de demanda al alza, o a expectativas de costos a la baja, entonces fluctúan de manera consistente con un cartel, e inconsistente con modelos no cooperativos, tanto estáticos como dinámicos. Este es el comportamiento que se refleja en los datos que dispusimos para nuestro estudio. Los márgenes crecen cuando los agentes esperan que la demanda crezca y decrecen cuando esperan que esta disminuya. Así, el resultado de este análisis provee información crucial, que en conjunto con los dos resultados anteriores permiten realizar un diagnóstico respecto al sector. El segmento mayorista del GLP enfrenta un nivel de intensidad competitivo relativamente bajo y los riesgos de que haya existido o pueda emerger un acuerdo entre competidores es alto.

220. El análisis que presentamos en esta sección se organiza como sigue. Primero, establecemos de manera concisa la hipótesis que buscamos evaluar con el presente análisis. Luego, discutimos su relevancia, revisando las principales características estructurales del sector. A continuación, realizamos un breve estudio de variables económicas que podrían indicar cambios de conducta en la ventana de tiempo que analizamos. Consecutivamente, examinamos en profundidad la asimetría en la transmisión de precios que caracteriza el eslabón de distribución mayorista de GLP. Por último, ahondamos en el análisis de un eventual equilibrio cooperativo aplicando la metodología propuesta por Borenstein y Shepard²⁴⁴ para testear conductas coordinadas.

i. Hipótesis

221. La hipótesis que evaluamos es la existencia de conductas consistentes con un comportamiento coordinado por parte de los incumbentes en el segmento de distribución mayorista del GLP.

ii. Relevancia de la hipótesis

222. La hipótesis es relevante en la industria, primero, porque el sector es desregulado. A diferencia de lo que ocurre en el segmento del GN, donde existe una regulación de rentabilidad máxima para distribuidores del combustible, en el caso de GLP no existe una regulación que imponga límites de rentabilidad o precios. Segundo, la industria presenta una serie de características que pueden facilitar conductas coordinadas. Motta²⁴⁵ provee un listado de factores que hacen que un sector sea proclive a experimentar comportamientos coordinados. De tales factores, los que aplican mejor para el caso del GLP en Chile son: la

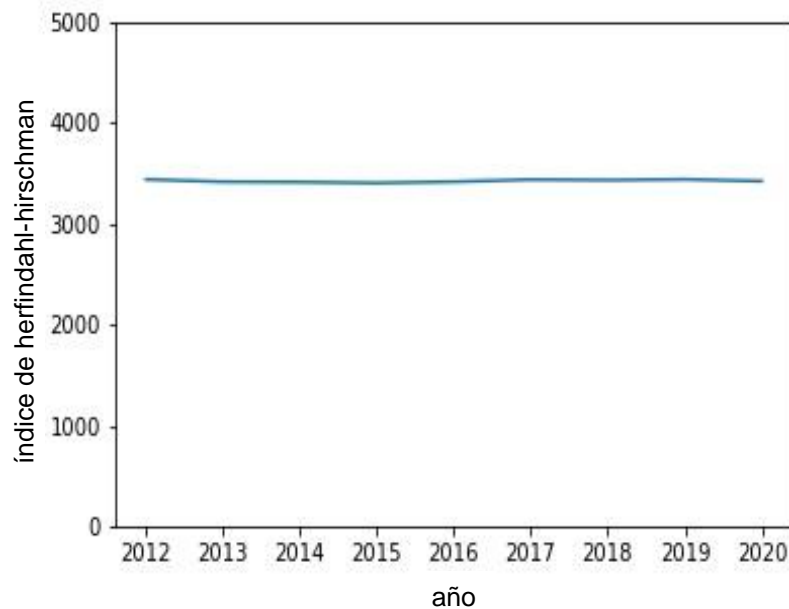
²⁴³ Borenstein y Shepard, «Dynamic Pricing in Retail Gasoline Markets», 429–451.

²⁴⁴ *Ibíd.*

²⁴⁵ Massimo Motta, *Competition Policy: Theory and Practice* (Cambridge: Cambridge University Press, 2004), 142-149.

concentración de la industria, su simetría, el hecho de que los oferentes compitan en varios mercados, la existencia de relaciones cruzadas entre competidores, la evolución de la demanda, la regularidad y frecuencia de las órdenes de compra, el poder de negociación que tienen los compradores y la homogeneidad del producto.

Figura 16 Concentración a anual, agregado nacional



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

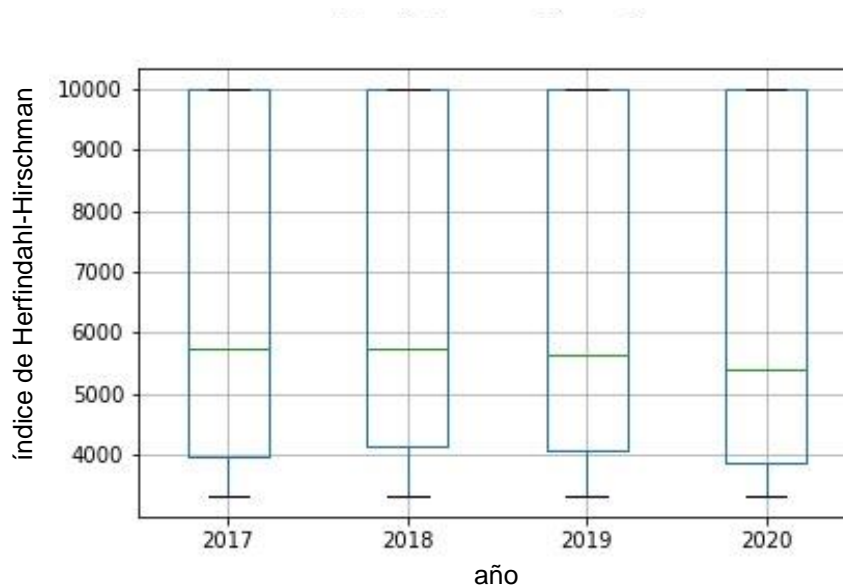
Nota: Para cada año, el índice se construye con los volúmenes anuales de venta de todos los participantes en el segmento de distribución mayorista de GLP. Este grupo contiene a las tres empresas más grandes, y también a otros distribuidores que tienen marcas propias de cilindros.

Concentración, simetría y competencia multi mercado

223. En efecto, el sector del GLP es bastante concentrado a nivel de distribuidores mayoristas. Existen tres grandes actores, Gasco, Lipigas y Abastible, los que tienen presencia dominante a lo largo del país. Como se puede verificar en la Figura 16, el nivel de concentración de mercado, medido con el índice de Herfindahl-Hirschman, se encuentra en torno a 3.400, y se ha mantenido constante en los 9 años que examinamos. Si bien este nivel de concentración es cercano al mínimo que se puede observar para un mercado donde

existen tres actores, está por sobre el umbral que determina si un mercado es mediana o altamente concentrado²⁴⁶.

Figura 17: Boxplot del índice de concentración anual y nacional a nivel de mercado producto



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Nota 1: Un boxplot es una manera estandarizada de presentar la distribución de una variable. El límite inferior del rectángulo corresponde al primer cuartil de la distribución, la línea en medio y el límite superior, a los cuartiles segundo (o mediana) y tercero, respectivamente.

Nota 2: A diferencia del gráfico en la Figura 16 solo fue posible elaborar el presente desde el año 2017 en adelante. Un actor importante señaló no disponer de data para el segmento de distribución en tanques antes de 2017. A nivel agregado, dado que el volumen de ventas del actor en este segmento en relación al total es menor, esto no afecta la información cualitativa que confiere el gráfico de la Figura 1. Sin embargo, dado que el presente provee una perspectiva desagregada, decidimos solo enfocarnos en aquellos años para los cuales disponíamos volúmenes de venta para todos los mercado-productos.

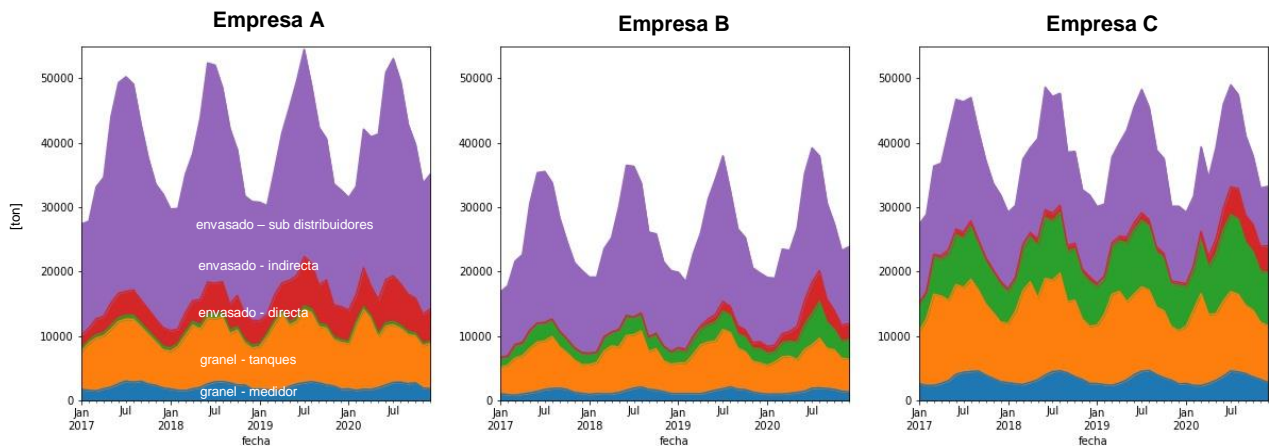
224. A nivel de mercado producto, la concentración es incluso mayor. En efecto, definiendo mercado productos como las combinaciones canales (o sub canales) de distribución con productos determinados²⁴⁷, graficamos en la Figura 17 las concentraciones medidas con

²⁴⁶ De acuerdo a la Guía para el Análisis de Operaciones de Concentración Horizontales de la FNE, un mercado con un IHH superior a 2.500 se considera altamente concentrado. Véase Fiscalía Nacional Económica, *Guía para el Análisis de Operaciones de Concentración Horizontales* (Santiago, 2021), 13, disponible aquí.

²⁴⁷ En concreto, en el caso del canal de distribución de cilindros, donde existen tres sub canales: distribución a través de sub distribuidores, venta directa e indirecta, un mercado producto lo definimos como un formato de cilindro que se distribuye a través de un determinado sub canal, por ejemplo, cilindros de 15 kg no catalíticos

volúmenes anuales de venta a nivel nacional para cada una de estas unidades de observación. En todos los años, podemos ver que la mediana de los índices de concentración está por sobre los 5.000. Este es el nivel mínimo de concentración en un mercado donde hay solo dos actores. También de manera consistente en el tiempo, vemos que en un 25% de los mercado-productos el nivel de concentración es el máximo. En otras palabras, en los últimos cuatro años en un cuarto de los mercado-productos solo hubo un actor.

Figura 18: Evolución de las ventas mensuales de los incumbentes por sub canal de distribución



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Nota: Sub canales se ordenan desde abajo hacia arriba según su importancia en volumen de ventas total en el periodo de estudio. Abajo los sub canales con un menor volumen de ventas, arriba aquellos con uno mayor.

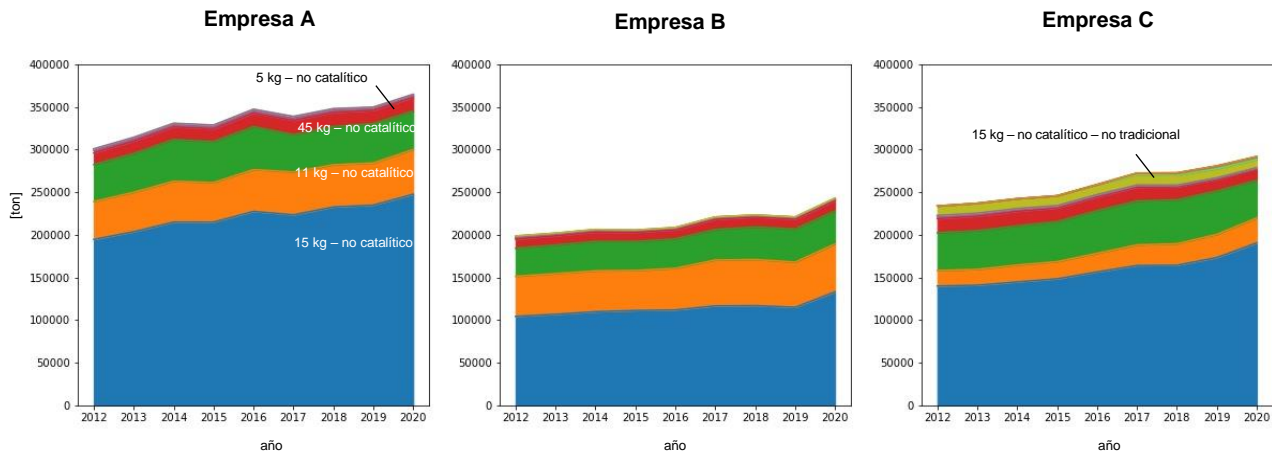
225. Si bien estos números sugieren importantes niveles de concentración a nivel desagregado, es necesario tener presente que una parte sustantiva de estos mercados son relativamente pequeños en términos de volúmenes de venta. Más significativamente, estos niveles de concentración podrían reflejar que los incumbentes son asimétricos en cuanto a los canales (o sub canales) que utilizan y las variedades de productos que ofrecen, lo que disminuiría el riesgo de observar conductas coordinadas²⁴⁸. De hecho, al graficar la evolución de las ventas mensuales de los incumbentes a través de los distintos canales de distribución, como se muestra en la Figura 18, notamos que existe cierto grado de asimetría, al menos en términos cualitativos. En volumen de ventas, las empresas A y C tienen una participación más relevante en el canal de distribución envasado que la Empresa B. Además, la Empresa A utiliza con mayor intensidad el sub canal de venta indirecta, mientras que la Empresa C

que se distribuyen a través del canal de sub distribuidores. En el caso del canal de distribución a granel, donde existen los sub canales de tanques y medidores, definimos un mercado producto como la combinación de un sub canal con un segmento de consumo, fuere industrial, comercial o residencial. Por ejemplo, el segmento medidor residencial fue uno de los mercado-productos que consideramos dentro del canal de distribución a granel.

²⁴⁸ Motta, *Competition Policy: Theory and Practice*, 148.

privilegia el de venta directa. En el canal a granel, por otra parte, esta última tiene una mayor participación tanto en el segmento de tanques como en el de granel medidor.

Figura 19: Evolución de las ventas anuales de los incumbentes por formato de cilindro

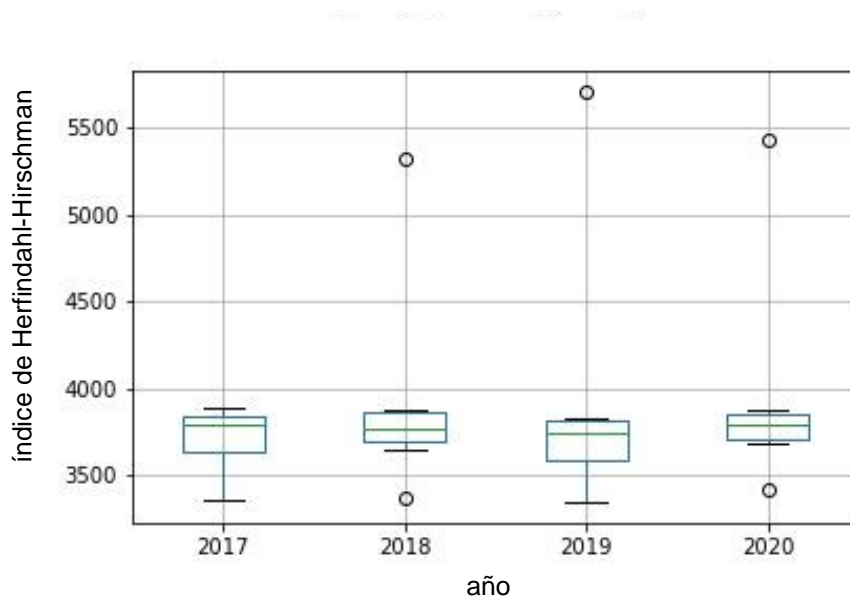


Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Nota: Formatos se ordenan desde abajo hacia arriba según su importancia en volumen de ventas total en el periodo de estudio. Abajo los formatos con un mayor volumen de ventas, arriba aquellos con uno mayor.

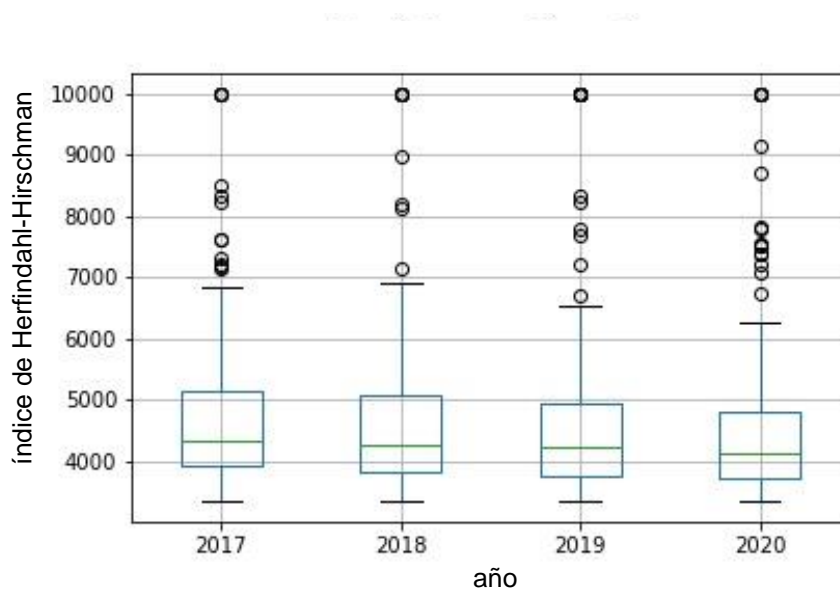
226. A nivel más desagregado, las conclusiones cualitativas a las que arribamos son similares. En el caso de la distribución en cilindros, en la Figura 19 podemos ver que las empresas no son perfectamente simétricas y, por cierto, la variedad de productos que ofrecen, si bien similar, no es exactamente igual. En el caso del canal granel, las diferencias en cuanto a la participación de los incumbentes en los segmentos industrial, comercial y residencial, por sub canal, son menos notorias en términos de la intensidad de uso, aunque como ya observamos en la Figura 18, la Empresa C tiene una participación mayor.
227. Si bien a nivel cualitativo notamos asimetrías en cuanto a la importancia que las empresas tienen en los distintos mercado-productos, estas no son tan importantes a nivel cuantitativo. Esto ocurre porque todas participan con volúmenes relativamente relevantes en los principales mercados. La Figura 20 muestra una gráfica similar a la de la Figura 17, pero esta vez solo considerando los mercados más grandes, que para cada año concentraron más del 80% del volumen total de ventas. Vemos que en este caso la distribución del índice de concentración IHH se desplaza considerablemente hacia el límite de 3.300, el que se alcanza cuando tres empresas tienen participaciones iguales.
228. Más aún, una imagen similar vemos al considerar mercados geográficos, como se muestra en la Figura 21. Las concentraciones son elevadas (sobre el umbral de 2.500), pero estas son más bien cercanas al límite inferior para tres actores, lo que indica un alto grado de simetría.

Figura 20: Boxplot del índice de concentración anual y nacional para principales mercado-productos



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Figura 21: Boxplot del índice de concentración anual para las distintas provincias del país



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

229. Considerando que a nivel mayorista los desafiantes de los tres incumbentes tienen una presencia muy menor²⁴⁹, los gráficos en las Figura 20 y Figura 21 nos entregan información adicional. Indican que las empresas compiten en varios mercados. En los mercado-productos más importantes, en todos los años, hubo al menos tres competidores²⁵⁰, con participaciones relativamente similares; y, a nivel de mercado geográfico, lo mismo ocurre en aproximadamente un 75% de todos los mercados.
230. En resumen, la información expuesta en la presente sub sección señala que existen niveles de concentración elevados en la mayor parte de los mercados, tanto a nivel de mercado-productos como de mercados geográficos. Adicionalmente, muestra que tanto a nivel agregado como desagregado las empresas son más bien simétricas en términos de sus participaciones de mercado, y tienen contacto en varios mercados, lo que suaviza las asimetrías presentes a nivel desagregado²⁵¹. En estas dimensiones, por lo tanto, el segmento mayorista de la cadena de distribución de GLP se encuentra en una posición más susceptible a experimentar conductas coordinadas que sectores con características estructurales diferentes.

Características de la demanda

231. En cuanto a la demanda que enfrentan los incumbentes, esta posee varias características que, al igual que los elementos revisados en la subsección anterior, facilitan un equilibrio cooperativo. Primero, la demanda presenta una estacionalidad muy marcada y se ha mantenido estable en el tiempo. Segundo, las órdenes que enfrentan los incumbentes son regulares y frecuentes. Tercero, los compradores de los mayoristas de GLP, salvo los de los segmentos industrial y (en menor medida) comercial en el canal granel, tienen escaso poder de negociación.
232. La figura que sigue ilustra las primeras dos características de la demanda. El panel de la izquierda grafica la demanda total para los canales envasado y granel; el panel de la derecha, por otro lado, muestra el promedio nacional de los promedios mensuales para las temperaturas mínimas, medias y máximas diarias. En efecto, vemos que existe una importante correlación entre la temperatura y la demanda de GLP. En el año, cuando las temperaturas son más bajas, la demanda del combustible crece, ocurriendo lo contrario

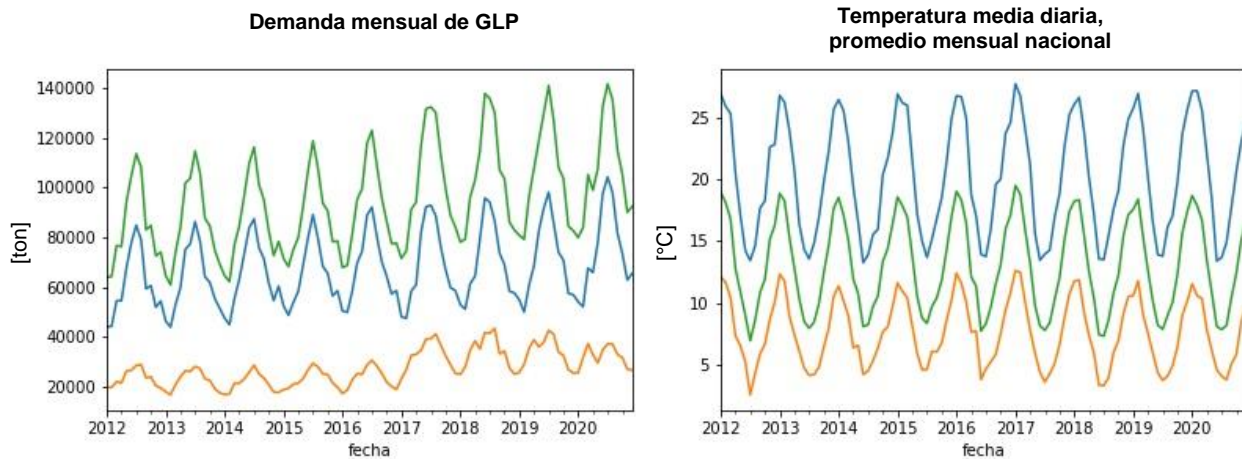
²⁴⁹ En términos geográficos, los competidores de las empresas incumbentes se concentran en las regiones del Maule y de Tarapacá. En cuanto a su participación en mercado-productos, en el canal envasado distribuyen directamente al consumidor final y en el canal a granel existen algunos contratos menores en el segmento industrial. En cuanto a volumen, tanto en el canal envasado como en la distribución de granel, los competidores distribuyen una cantidad tres órdenes de magnitud inferior a aquella distribuida anualmente por los incumbentes.

²⁵⁰ Esto se puede concluir al observar que el mínimo IHH mínimo para mercados donde hay dos competidores es de 5.000. Por lo tanto, mercados con un IHH inferior necesariamente tienen un número mayor de competidores.

²⁵¹ Motta, *Competition Policy: Theory and Practice*, 149.

cuando las temperaturas son más altas. Además, en los nueve años que analizamos, la demanda del combustible no cambió su nivel medio de manera considerable²⁵², indicando que esta se ha mantenido estable en el tiempo, tanto a nivel agregado como de canales de distribución.

Figura 22: Evolución mensual de la demanda y comparación con temperatura promedio nacional



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Nota: Discontinuidad en la figura de la izquierda se debe a que una empresa no disponía de la totalidad de sus datos de venta en canal granel antes de enero de 2017.

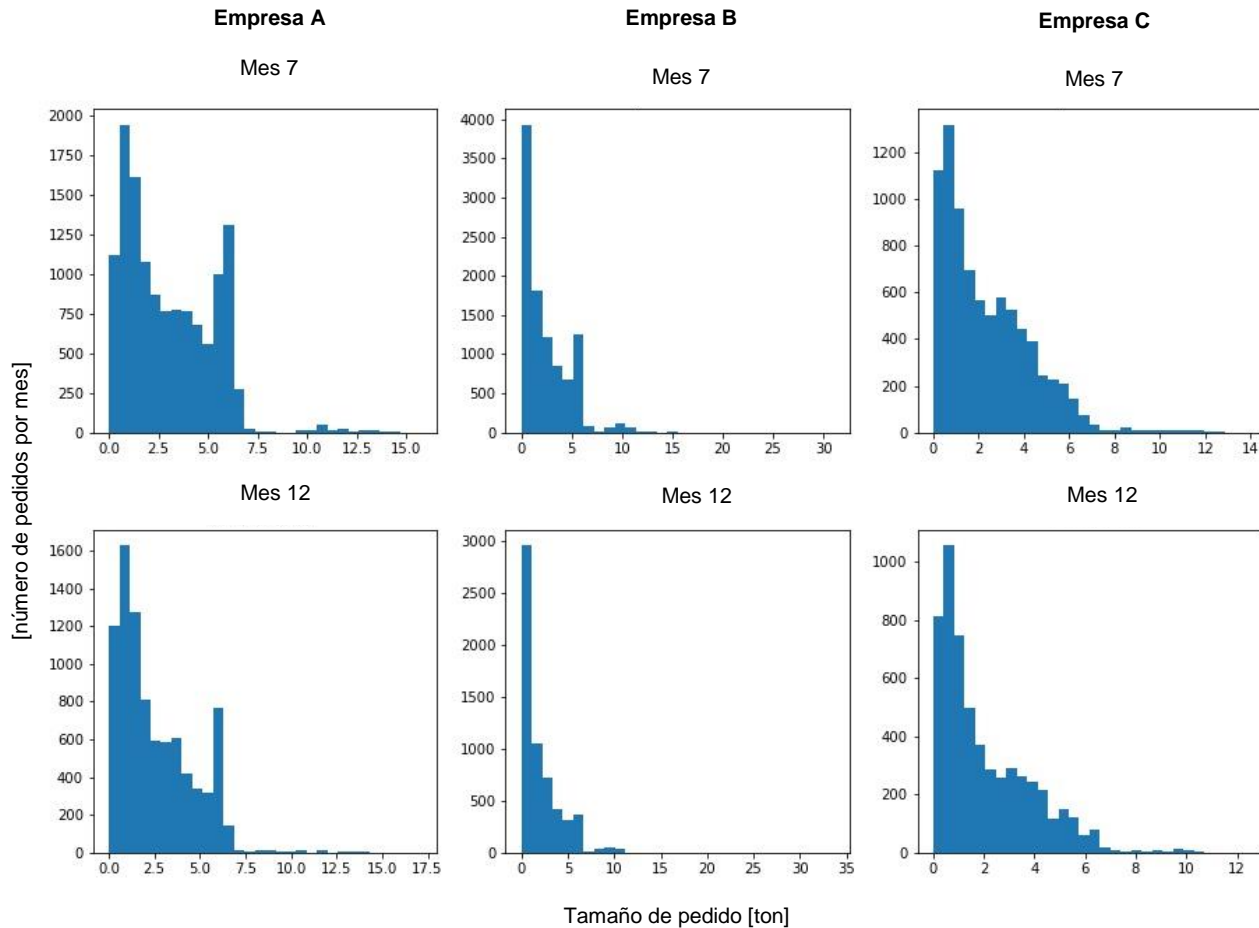
233. Tanto la estacionalidad como estabilidad de la demanda facilitan un equilibrio cooperativo. Por una parte, el primer atributo hace que los agentes puedan predecir con precisión razonable si la demanda va al alza o a la baja dependiendo del periodo del año en el cual se encuentran. Esto permite que puedan ajustar sus márgenes de manera contra cíclica para mantener un equilibrio cooperativo en los distintos estados de la demanda²⁵³. Por otra parte, su estabilidad permite que las empresas puedan detectar con mayor facilidad desvíos de un equilibrio de precios cooperativo. En el caso contrario, en mercados donde la demanda no es estable, se hace difícil distinguir si fluctuaciones en las ventas se deben a

²⁵² La discontinuidad que se aprecia en el canal de ventas a granel en 2017 se debe a que antes de esa fecha no contamos con los datos de las ventas de granel tanques de uno de los agentes. Extrapolando las ventas reportadas por el agente al periodo sin ventas, se obtiene que la demanda se mantuvo estable en el periodo 2012 a 2020.

²⁵³ Haltiwanger y Harrington (1991) muestran con un ejercicio teórico que empresas cooperando en precios tendrían este comportamiento contra cíclico. Véase John Haltiwanger y Joseph Harrington, «The Impact of Cyclical Demand Movements on Collusive Behavior», *The RAND Journal of Economics* 22, nº 1 (1991): 89–106, disponible aquí.

fluctuaciones en la demanda a nivel de mercado o a un esfuerzo que hacen competidores para incrementar sus participaciones de mercado.

Figura 23: Regularidad de las órdenes de compra



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

234. Un segundo grupo de atributos distintivo de la demanda de GLP es la regularidad y frecuencia de las órdenes de compras que enfrentan los mayoristas incumbentes. Aquí nos referimos, específicamente, a las demandas del canal envasado y del segmento residencial en la distribución a granel, las que en su conjunto han representado más de un 75% de todo el mercado en los últimos cuatro años. La demanda correspondiente a la fracción remanente, compuesta por los segmentos industriales y comerciales de la distribución a granel, podría no ser regular o frecuente. Esto pues es probable que en estos segmentos se realicen contratos de suministro de mediano a largo plazo que difícilmente sean similares en tamaño o en la frecuencia con la cuál son suscritos. Si bien, resulta razonable suponer que lo contrario ocurre en los segmentos residenciales (tanto en la distribución envasada

como en la a granel), no es directo afirmar que lo mismo pase en el sub canal de distribución a través de sub distribuidores del canal envasado. Confirmar que efectivamente las órdenes de compra son regulares y frecuentes en este sub canal es relevante por la importancia del mismo. En los últimos cuatro años, a través de este se ha canalizado cerca del 50% del volumen distribuido en el segmento mayorista del mercado de GLP.

235. La Figura 23 muestra que, en efecto, las órdenes de compra en este sub canal son regulares. Específicamente, en la Figura se grafica la distribución del tamaño de las órdenes de compra en dos meses representativos del año 2019 (uno de invierno y otro de primavera-verano) para las tres empresas incumbentes²⁵⁴. Gráficamente, se observa que, en todos los casos, el peso de la distribución se concentra en un rango relativamente reducido de valores (entre 0 y 7,5 toneladas), en relación con el volumen total de ventas mensuales de cada una de las empresas. Además, el peso de las colas de las distribuciones es bastante menor, siendo inferior a un 2%.
236. Por otra parte, constatamos igualmente que en este sub canal las órdenes son frecuentes. La Tabla 1 muestra la distribución del número de órdenes de compra que recibió mensualmente un mayorista en el año 2019. Las tres empresas incumbentes recibieron más de 6.500 pedidos en promedio por mes, cada uno de esos pedidos siendo relativamente menor en comparación con el volumen total distribuido por cada incumbente. Adicionalmente, la Tabla nos muestra que la frecuencia no fluctuó considerablemente en los distintos meses del año, siendo la máxima no superior al doble de la mínima para todas las empresas.

Tabla 1: Frecuencia de las órdenes de compra

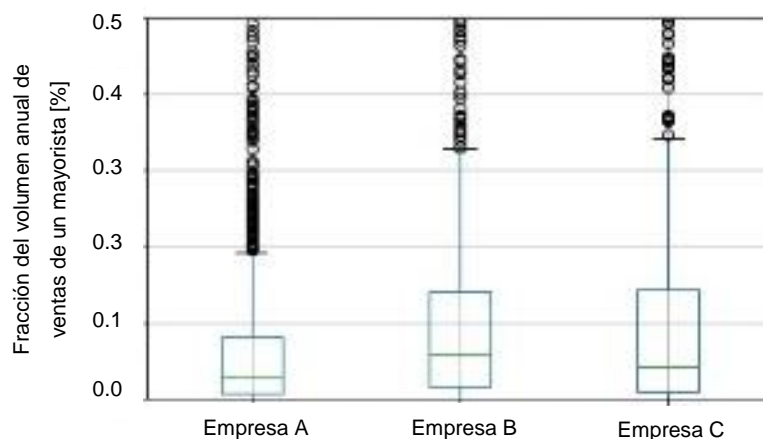
Empresa	N° Meses	Media	Desv. Est.	Min	Percentil			Max
					25	50	75	
A	12	10.249	1.433	8.270	9.035	10.277	11.340	12.938
B	12	7.507	1.436	5.672	6.212	7.412	8.599	10.130
C	12	6.751	836	5.631	5.996	6.812	7.354	8.164

Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

²⁵⁴ A nivel cualitativo, los otros meses del año no difieren sustancialmente.

237. Es importante analizar la regularidad y la frecuencia de las órdenes cuando se evalúan factores que pueden facilitar un equilibrio cooperativo. En efecto, un sector donde las órdenes son regulares (o parecidas) inhibe los incentivos que puede tener una empresa a quebrar un acuerdo de cooperación puesto que el beneficio que obtiene por orden que se apropia, quebrando el acuerdo, es similar al perjuicio que percibirá por no poder cobrar el precio del equilibrio coordinado en los periodos de castigo. Por otro lado, si las órdenes fuesen altamente irregulares, lo contrario ocurre. En particular, órdenes que implican una proporción considerable del mercado generarían incentivos fuertes para romper un cartel (Motta²⁵⁵). Asimismo, órdenes frecuentes facilitan sostener un equilibrio cooperativo puesto que el castigo ocurre de manera oportuna, en caso de que algún agente se desvíe del acuerdo. En caso contrario, si mucho tiempo pasa entre órdenes, el costo asociado al castigo pierde relevancia respecto del beneficio presente de romper un acuerdo.

Figura 24: Importancia relativa de las compras anuales de sub distribuidores por mayorista



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

238. Por último, un tercer elemento que caracteriza la demanda que enfrentan los distribuidores mayoristas de GLP es el escaso poder de negociación que tienen los compradores. Salvo por lo que podría ocurrir en el segmento industrial y comercial, relevantes en el canal de distribución a granel, en el resto del mercado la importancia relativa de los compradores respecto de los distribuidores es relativamente menor. La Figura 24 ilustra este hecho en el sub canal de distribución a través de distribuidores minoristas (el que concentra el 50% del volumen). Específicamente, esta muestra las distribuciones de las demandas anuales (en

²⁵⁵ Motta, *Competition Policy: Theory and Practice*.

volumen) de distribuidores minoristas por cada distribuidor mayorista para la ventana de tiempo comprendida entre los años 2012 y 2020. Podemos constatar que para todos los incumbentes, la demanda anual de más de un 75% de sus sub distribuidores representó menos del 0,15% de sus ventas anuales; para el más grande de los tres, menos de un 0,1%. Incluso los valores extremos no superan el 1%.

239. El poder negociador de los compradores es un atributo importante de una demanda que disciplina a la oferta. Un comprador fuerte tiene herramientas que puede utilizar para reducir el poder de mercado de los proveedores. Por una parte, puede amenazar con redirigir su demanda a un competidor o con integrarse aguas arriba si las condiciones no le son convenientes. Por otra, también tiene herramientas que le permitirían dificultar un equilibrio cooperativo aguas arriba. Un comprador grande podría, por ejemplo, agrupando órdenes, cambiar su patrón de compra por uno más irregular (órdenes de tamaño diverso) y menos frecuente; también podría organizar licitaciones atractivas para adjudicar contratos de suministro. Dado el volumen de ventas de los demandantes, respecto del total que distribuyen los oferentes, los primeros difícilmente pueden hacer uso de las herramientas mencionadas para disciplinar a los últimos.

Vínculos entre competidores y entrada

240. Por último, constatamos que hasta agosto del presente año existían en la industria importantes vínculos entre competidores. Dos grupos económicos, controladores de dos de los incumbentes del segmento que estudiamos, controlaban dos terminales de importación de GLP, los terminales Gasmar y Hualpén. Específicamente, Copec a través de Abastible y Gasco participaba, respectivamente, en un 36,25% y un 63,75% de la propiedad de Gasmar. Adicionalmente, los mismos grupos económicos participaban completamente en la propiedad de Hualpén Gas: Copec en un 50% a través de Abastible y en un 18,125% a través de la propiedad de Abastible en Gasmar; Gasco, por su parte, en un 31,875% a través de su propiedad en Gasmar. Estas instalaciones son relevantes en la industria. En la última década, el volumen importado a través de ellas ha representado, en promedio, cerca de un 50% del GLP producido o importado para el consumo nacional.
241. Vínculos entre competidores pueden facilitar un equilibrio cooperativo por dos vías. Por un lado, si un agente tiene participación en la propiedad de un competidor se suaviza la intensidad competitiva del mercado. Esto ocurre porque el agente internaliza el rendimiento del rival, dado que este último afecta su rendimiento financiero. Por lo tanto, en un escenario como este, un agente evaluando desviarse de un acuerdo de cooperación no solo considerará como costo el menor beneficio económico que percibirá una vez realizado el desvío, sino que también el perjuicio causado a la empresa rival. Por otro lado, el vínculo entre empresas puede facilitar la coordinación explícita entre agentes. Resulta evidente que si representantes de compañías se sientan en directorios de rivales se facilitará el intercambio de información relevante, como políticas de precio o marketing, además de mejorar la capacidad de monitoreo de los agentes.
242. Si bien la primera vía por la cual vínculos entre competidores pueden facilitar un equilibrio cooperativo no es relevante en el sector mayorista del GLP, puesto que los grupos

económicos compartían la propiedad de empresas aguas arriba, la segunda vía sí. De hecho, el TDLC, en su Resolución N° 51 de 2018, determinó que los riesgos de intercambio de información eran suficientemente elevados como para adoptar una medida estructural, ordenando la desinversión de Gasco y Abastible de su propiedad en Gasmar, decisión que fue ratificada por la Corte Suprema²⁵⁶.

243. En cuanto a la entrada en este segmento, esta ha sido prácticamente nula en el periodo que estudiamos, entre los años 2012 y 2020. Si bien algunas empresas entraron en la Región del Maule – en 2016 una y en 2020 otra, en 2020 su participación en volumen fue inferior a un 0.1% a nivel nacional y en la Región del Maule menor que un 1%. Además, si bien estas empresas cuentan con marcas de cilindros propias, solo venden directamente al consumidor final. Por supuesto, una entrada escasa no implica que el mercado no sea o no haya sido contestable, característica que dificultaría la sostenibilidad de un equilibrio cooperativo. Sin embargo, es un aspecto que constatamos, pues dinamizar la misma, en caso de que fuese posible, ayudaría a reducir los riesgos de conductas coordinadas en el segmento.

Recapitulando

244. Textos elementales en el campo de la libre competencia u organización industrial establecen una serie de características estructurales que facilitan un equilibrio cooperativo entre competidores en una industria²⁵⁷. La revisión realizada en este apartado muestra que en la mayoría de estas dimensiones el segmento de distribución mayorista de GLP se sitúa en una posición tal que el riesgo de coordinación es mayor que en mercados con características diferentes. En efecto, el sector es altamente concentrado y al mismo tiempo simétrico en cuanto a las participaciones de los incumbentes, tanto a nivel de mercado-productos como de mercados geográficos. Por lo mismo, también existe un alto nivel de contacto multi mercado. Adicionalmente, la demanda del sector es estacional y estable; en más de tres cuartas partes del mercado las órdenes de compra son regulares y frecuentes, y el poder de negociación de los compradores es bastante menor en comparación al de los oferentes. Por último, hasta agosto del presente año, los grupos económicos de dos de los incumbentes participaban en la propiedad de dos de los principales terminales de importación de GLP, Gasmar y Hualpén. Y, si bien en este apartado no constatamos la presencia de importantes barreras a la entrada, notamos que existió una entrada prácticamente nula en el periodo de tiempo que analizamos. Considerando todos estos elementos en su conjunto, resulta razonable suponer que el sector sea susceptible a experimentar conductas coordinadas por parte de los incumbentes, y que, por lo tanto, sea

²⁵⁶ Resolución Corte Suprema. 13 de noviembre de 2019. Rol N°4108-2018.

²⁵⁷ Por ejemplo: Motta, *Competition Policy: Theory and Practice*, 142-149; Luis Cabral, *Introduction to Industrial Organization* (Cambridge: MIT Press, 2000), 137-143; o Paul Belleflamme y Martin Peitz, *Industrial Organization. Markets and Strategies* (Cambridge: Cambridge University Press, 2010), 353-363.

pertinente un análisis en mayor profundidad del mismo. A esto nos abocamos en las secciones siguientes.

iii. Transmisión asimétrica de precios

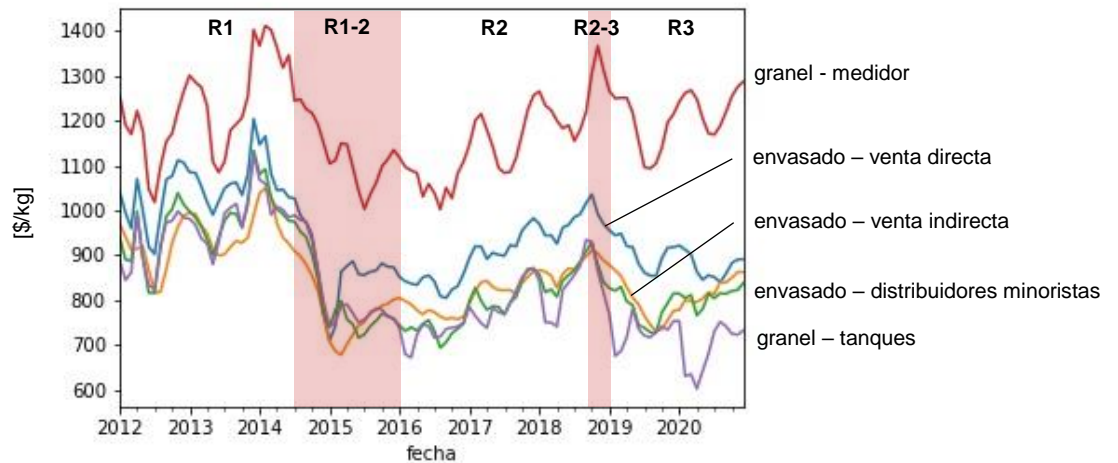
245. Siguiendo con el estudio de los riesgos de coordinación, una vez evaluados los elementos estructurales, realizamos un breve análisis exploratorio para determinar la existencia de cambios conductuales relevantes en la ventana de tiempo que investigamos. Resultaba importante determinar su presencia ya que, de existir, podían señalar el comienzo o el fin de un periodo en el cuál un acuerdo entre competidores estuvo en régimen. Si bien, durante el intervalo de tiempo que investigamos detectamos indicios de cambios de conducta, como veremos, estos plausiblemente se explican por shocks en uno de los principales determinantes de los precios internacionales del GLP: los precios internacionales del petróleo. Sin embargo, en la misma exploración de tales shocks, detectamos una característica peculiar del segmento de distribución mayorista del GLP: una transmisión asimétrica de precios muy duradera. En otras palabras, observamos que las alzas en los costos de adquisición de GLP se transmiten en mayor magnitud y velocidad a los consumidores que las bajas, y que la duración en el tiempo de esta asimetría es superior a la documentada para otros mercados. Si bien es cierto que los precios suban con mayor rapidez de lo que caen es un fenómeno que caracteriza a un gran número de sectores (Peltzman²⁵⁸), existen estudios teóricos y empíricos que establecen una relación positiva entre el grado de asimetría y la capacidad para ejercer poder de mercado de los oferentes²⁵⁹. Adicionalmente, esta asimetría de larga duración permite explicar otro hecho distintivo del segmento: los márgenes, calculados como la diferencia entre los precios de venta y de adquisición de GLP (ambos incluyendo descuentos), han aumentado de manera

²⁵⁸ Sam Peltzman, «Prices Rise Faster than They Fall», *Journal of Political Economy* 108, nº3 (2000): 466–502, disponible [aquí](#).

²⁵⁹ A nivel teórico, construyendo sobre los modelos de super juegos de colusión tácita de Rotemberg y Saloner (1986) y de Haltiwanger y Harrington (1991), Borenstein y Shepard (1996) establecen que en mercados donde los agentes se coordinan tácitamente, controlando por el nivel actual de demanda y costos, los márgenes debiesen responder positivamente cuando se espera que los costos bajen, y negativamente cuando se espera que éstos suban, produciendo una asimetría en la transmisión de precios. También a nivel teórico, Verlinda (2008) establece una relación positiva entre la sostenibilidad de un cartel, el poder de mercado local que poseen los miembros del mismo y las asimetrías de precio que emergen como resultado. El mismo trabajo, en conjunto con Deltas (2008), proveen evidencia empírica que sustenta una relación positiva entre poder de mercado y el grado de asimetría en la transmisión de precios. Por último, Borenstein y Shepard (2002) documentan que, en sectores donde los actores pueden ejercer mayor poder mercado, los precios tienden a ajustarse más lentamente, aunque no encuentran efectos en la asimetría del ajuste. Véase Julio J. Rotemberg y Garth Saloner, «A Supergame-Theoretic Model of Price Wars during Booms», *The American Economic Review* 76, nº3 (1986): 390-407; Haltiwanger y Joseph Harrington, «The Impact of Cyclical Demand Movements on Collusive Behavior»; Borenstein y Shepard, «Dynamic Pricing in Retail Gasoline Markets»; Jeremy Verlinda, «Do Rockets Rise Faster and Feathers Fall Slower in an Atmosphere of Local Market Power? Evidence from the Retail Gasoline Market», *The Journal of Industrial Economics* 56, nº3 (2008): 581–612, disponible [aquí](#). ; Severin Borenstein y Andrea Shepard, «Sticky Prices, Inventories, and Market Power in Wholesale Gasoline Markets», *The RAND Journal of Economics* 33, nº1 (2002): 116–139, disponible [aquí](#).; y George Deltas, «Retail Gasoline Price Dynamics and Local Market Power», *The Journal of Industrial Economics* 56, nº3 (2008): 613–628, disponible [aquí](#).

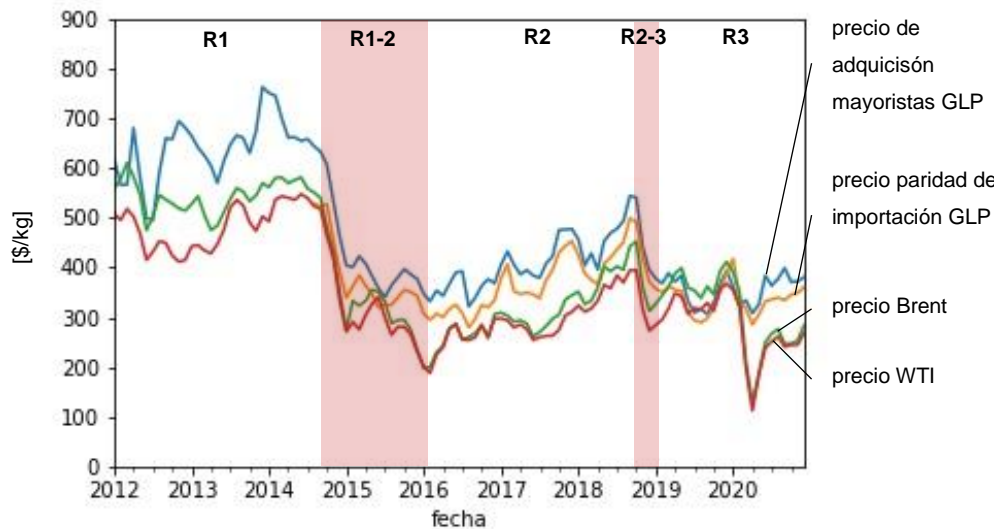
sistemática en los últimos diez años. Por lo tanto, resulta importante constatar rigurosamente la asimetría en la transmisión precios que caracteriza este mercado, y tenerla a la vista como un antecedente relevante para construir un diagnóstico robusto sobre los riesgos de coordinación en el segmento.

Figura 25: Evolución de los precios de ventas por sub canal de distribución



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Figura 26: Evolución de precios de adquisición mayorista de GLP e internacionales de combustibles



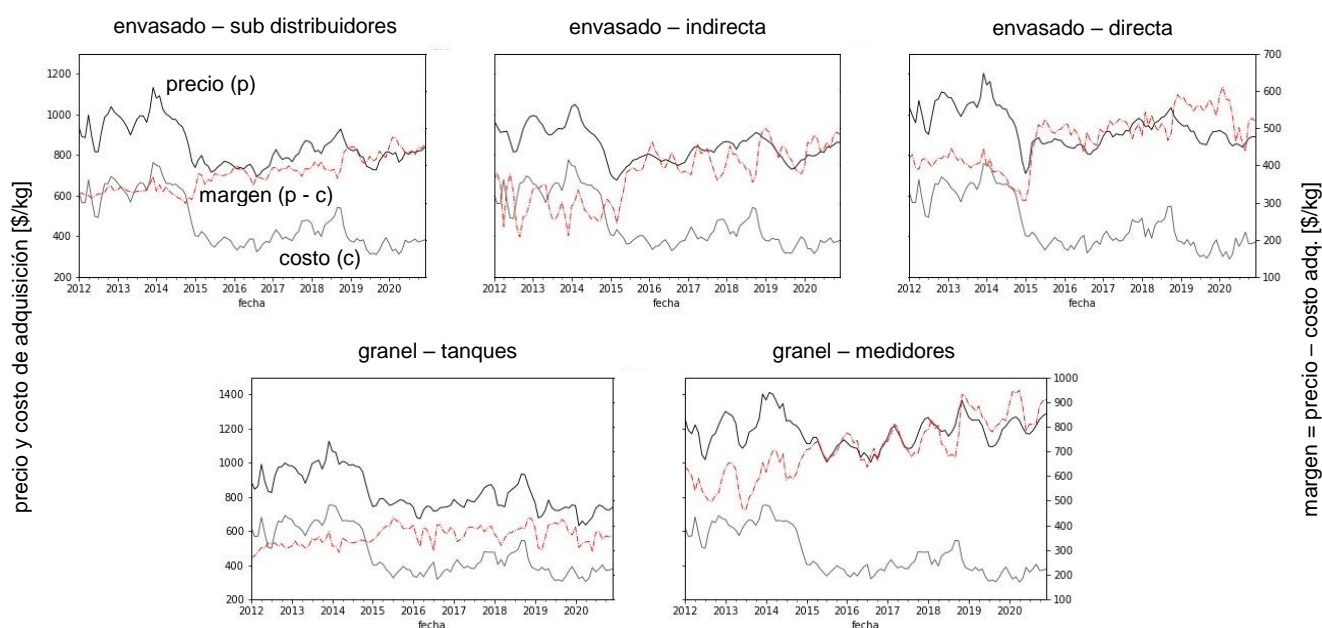
Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Exploración de potenciales cambios de conducta

246. Un primer elemento que revisamos para establecer si existieron cambios de conducta fueron los precios a nivel de canales y sub canales de distribución. En la Figura 25 graficamos la evolución de los precios de venta, netos de descuentos e IVA, correspondientes al promedio ponderado por el volumen de ventas a nivel nacional, para cada uno de los sub canales de distribución. Vemos que éstos siguen un patrón relativamente cíclico en el corto plazo. Por otra parte, en el largo, observamos que, más allá de las fluctuaciones anuales, los precios han tendido a subir o bajar en distintos periodos de tiempo. Hasta, aproximadamente, mediados de 2014 existió una tendencia al alza, seguida por una a la baja que finalizó a principios de 2016, posiblemente. Luego, sigue un periodo donde los precios tienden a subir, hasta fines de 2019, donde vuelven a bajar, para luego mantenerse relativamente estables.
247. Los periodos en los que los precios tienden al alza podrían asociarse a periodos en los cuales un acuerdo entre competidores se encuentra en régimen, y aquellos donde tienden a la baja a lapsos de tiempo donde el equilibrio cooperativo se rompe. Sin embargo, estas tendencias de mediano a largo plazo en los precios de venta también podrían ser el reflejo de los vaivenes de los mercados internacionales de combustibles, donde Chile es un tomador de precios. La Figura 26 muestra que, efectivamente, a nivel internacional, los precios de los combustibles han seguido un patrón similar al de los precios de venta del GLP. Esta información le resta sustento a la hipótesis de que los cambios en las tendencias de largo plazo en los precios se deban a cambios en la conducta de los competidores. Modelos de competencia perfecta u oligopólica predicen que los precios seguirán a los costos marginales, sin que esto implique ningún cambio conductual por parte de los agentes. Así, más que ahondar en las posibles explicaciones de los cambios de tendencia en los precios de venta de GLP, presumiendo que alzas reflejan el ejercicio de poder mercado por parte de los incumbentes, resulta más instructivo estudiar la relación dinámica entre precios de venta y de adquisición.
248. En la Figura 27 damos un paso en esta dirección. En concreto, en esta graficamos en cinco paneles, uno por cada sub canal, la evolución de los precios de venta, costos de adquisición del GLP y márgenes. Una pieza de información nueva que entregan estos gráficos guarda relación con la velocidad con la cual se ajustan los precios de venta ante incrementos o decrementos en los costos y el impacto que esto ha tenido en la evolución de los márgenes. Es interesante observar, por ejemplo, lo ocurrido entre julio de 2014 y diciembre de 2015, periodo durante el cual los precios internacionales del petróleo, e igualmente los del GLP, bajaron considerablemente. Si bien lo mismo ocurrió con los precios de venta del GLP, su ajuste fue más lento, lo que se tradujo en un salto en los márgenes. Aunque menos pronunciado, un fenómeno similar ocurrió a finales de 2019, donde hubo otra baja significativa en los precios internacionales de los combustibles, que no fue seguida con la misma intensidad por los precios de venta del GLP. Adicionalmente, la evolución de los márgenes ilumina otro aspecto relevante: posiblemente el efecto de un shock es duradero, extendiéndose varios años luego del mismo. Por último, también los gráficos ilustran que el ajuste de precios de venta GLP no es igual para los distintos sub canales. En aquellos sub

canales donde los demandantes tienen mayor poder de negociación – por ejemplo, el canal de granel tanques, donde la mayor parte de la demanda es compuesta por clientes industriales, los precios parecen ajustarse con mayor rapidez y los márgenes se mantienen relativamente estables en el tiempo. Por el contrario, en aquellos sub canales donde los consumidores tienen un poder de negociación más bien limitado – como es el caso de sub canal granel medidores, compuesto en una mayor parte por clientes residenciales y donde existen importantes costos de cambio, el ajuste de precios es más lento y los márgenes tienen una tendencia al alza en todo nuestro periodo de estudio.

Figura 27: Evolución de precio de venta, costo de adquisición y margen por sub canal



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Midiendo el grado de transmisión asimétrica de precios en el segmento

249. Por supuesto, la información que hemos reportado hasta el momento son hechos estilizados, los que deben ser examinados de manera rigurosa si se desea concluir a partir de los mismos. A esto nos abocamos en el presente apartado. Siguiendo el enfoque

metodológico de Borenstein et al.²⁶⁰, que ha sido utilizado por varios investigadores para determinar el nivel de asimetría en la transmisión de precios de un sector económico²⁶¹, caracterizamos la que emerge en la distribución mayorista del GLP. En nuestro ejercicio, nos enfocaremos en el sub canal de distribución envasado, para el cuál contamos con un panel de datos de buena calidad, y que en volumen representa una fracción cercana al 50% de lo que se distribuye en el segmento mayorista de GLP.

Modelo de la dinámica del precio de venta de GLP

250. El primer elemento que hay que definir para medir un ajuste asimétrico de precios es un modelo que relacione de manera dinámica el precio de venta del GLP con su costo de adquisición. El modelo que utiliza Borenstein et al.²⁶² establece precisamente esta relación. En este, una variación unitaria en el costo de adquisición (o el cambio en una unidad del costo en periodos sucesivos) impacta la variación contemporánea del precio de venta, así como aquellas que ocurren en periodos posteriores. En el modelo, este efecto se transmite de manera directa, e indirectamente a través de los rezagos de las variaciones en los precios, los que se correlacionan de manera serial. Para capturar asimetrías, las variaciones, tanto en los costos como en los precios, se descomponen en incrementos (o variaciones positivas) y decrementos (o variaciones negativas). Así, el modelo permite que incrementos y decrementos impacten de manera distinta los precios de venta del GLP. Por último, el modelo considera un término de corrección de error, el que permite capturar la tendencia que tendrían los precios a retornar al equilibrio de largo plazo, en caso de que uno existiese. La expresión matemática del modelo es la siguiente:

$$\Delta p_t = \sum_{k=0}^n (\beta_i^+ \Delta c_{t-k}^+ + \beta_i^- \Delta c_{t-k}^-) + \sum_{i=1}^n (\gamma_i^+ \Delta p_{t-k}^+ + \gamma_i^- \Delta p_{t-k}^-) + \theta(p_{t-1} - \phi_0 - \phi_1 c_{t-1}) + \epsilon_t. \quad (1)$$

251. En esta expresión, p_t y c_t corresponden al precio de venta y costo de adquisición en el periodo t ; $\Delta p_t = p_t - p_{t-1}$ corresponde a la variación en t del precio de venta y $\Delta c_t = c_t - c_{t-1}$ a la variación en t del costo de adquisición. Por su parte, $\Delta p_t^+ = \Delta p_t$ si $\Delta p_t > 0$ y cero en otro caso, corresponde a un incremento en el precio de venta; $\Delta p_t^- = -\Delta p_t$ si $\Delta p_t < 0$ y cero en otro caso, corresponde a un decremento; Δc_t^+ y Δc_t^- se definen de manera análoga. Por último, ϵ_t es un error aleatorio.

²⁶⁰ Severin Borenstein, A. Colin Cameron y Richard Gilbert, «Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?», *The Quarterly Journal of Economics* 112, nº1 (1997): 305–339, disponible aquí.

²⁶¹ Véase, por ejemplo, Sam Peltzman, «Prices Rise Faster than They Fall», *Journal of Political Economy* 108, nº3 (2000): 466–502, disponible aquí.; Verlinda, «Do Rockets Rise Faster and Feathers Fall Slower in an Atmosphere of Local Market Power? Evidence from the Retail Gasoline Market»; o Matthew Lewis, «Asymmetric Price Adjustment and Consumer Search: An Examination of the Retail Gasoline Market», *Journal of Economics & Management Strategy* 20, nº2 (2011): 409–449, disponible aquí.

²⁶² Borenstein y Shepard, «Dynamic Pricing in Retail Gasoline Markets».

252. En el lado derecho de (1), el primer término captura el impacto directo en la variación de precios contemporánea que tienen los incrementos y decrementos en el costo; el segundo, corresponde a un término autorregresivo, que asegura que los errores aleatorios sean efectivamente ruido blanco, y además permite capturar efectos indirectos y duraderos de variaciones en los costos. Por último, el tercer término corresponde a la corrección de error. Si en un periodo el precio está por sobre su valor de largo plazo (igual a $\phi_0 + \phi_1 c_t$), entonces este término contribuirá negativamente a la variación de precio del periodo siguiente; si lo contrario ocurre, el término contribuirá positivamente a la variación de precio posterior.
253. El modelo que finalmente estimamos, corresponde a una variación del modelo de Borenstein et al.²⁶³, la que no tan solo permite capturar una asimetría en la respuesta de corto plazo, sino que también contempla la posibilidad de que la respuesta de largo plazo sea asimétrica; un enfoque que ha sido explotado por otros investigadores para testear la existencia de asimetrías de largo plazo²⁶⁴. Matemáticamente, el modelo que consideramos se expresa como sigue:

$$\Delta p_t = \sum_{k=0}^n (\beta_k^+ \Delta c_{t-k}^+ + \beta_k^- \Delta c_{t-k}^-) + \sum_{k=1}^n (\gamma_k^+ \Delta p_{t-k}^+ + \gamma_k^- \Delta p_{t-k}^-) \quad (2)$$

$$+ \theta^+ [p_{t-1} - \phi_0 - \phi_1 c_{t-1}]^+ + \theta^- [p_{t-1} - \phi_0 - \phi_1 c_{t-1}]^- + \epsilon_t.$$

Función de respuesta acumulada y métrica de asimetría

254. Siguiendo el enfoque de Borenstein et al.²⁶⁵, para determinar el nivel de asimetría en la respuesta al precio, calculamos primero funciones de ajuste acumulado. Estas miden el impacto en el precio, acumulado en el tiempo, de un cambio unitario en el costo en el periodo actual. Específicamente, calculan la variación en el precio entre t y $t+k$, $k \geq 0$, producto de un cambio de c_t en una unidad. Las funciones de ajuste acumulado se construyen con los coeficientes estimados de la ecuación (2), recursivamente, como se expone a continuación. Definiendo $\Delta p_{t+k} / \Delta c_t^+$ como la variación en el precio en el periodo $t+k$, $k \geq 0$, ante un incremento unitario en c_t , las ecuaciones que siguen permiten calcular la función de ajuste acumulado²⁶⁶.

²⁶³ *Ibíd.*

²⁶⁴ Véase Jochen Meyer y Stephan Cramon-Taubadel, «Asymmetric Price Transmission: A Survey». *Journal of Agricultural Economics* 55, n°3 (2004): 581–611 disponible [aquí](#).

²⁶⁵ Borenstein et al., «Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?».

²⁶⁶ El apéndice de Borenstein et al. (1997) presenta una derivación de las ecuaciones que definen la función de ajuste acumulado. La derivación de las ecuaciones que utilizamos en este apartado es bastante similar, por lo que el lector interesado puede consultar tal referencia. Véase Borenstein et al., «Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?».

255. En estas ecuaciones B_k^+ corresponde al ajuste acumulado en el precio en el periodo $t + k$, ante un incremento unitario en c_t . Análogamente, podemos definir B_k^- como el ajuste acumulado ante un decremento unitario en c_t . Las ecuaciones para el cálculo de esa función de ajuste son similares a (3)-(7). En ambos casos, dado que estas funciones se calculan a partir de parámetros estimados, sus valores para los distintos periodos quedan mejor caracterizados mediante intervalos de confianza, los que determinamos utilizando el método delta.
256. Una manera de caracterizar la asimetría puede ser mediante la comparación en ciertos periodos de tiempo de los valores de las funciones de ajuste acumulado. Sin embargo, tal comparación no entrega mucha información respecto del impacto de la asimetría en el bienestar de los demandantes o consumidores, aguas abajo. Alternativamente, podemos comparar la ganancia que acumulan en el tiempo los consumidores producto de un decremento unitario en el costo versus la pérdida producto de un incremento. Esta métrica, que es la que propuesta por Borenstein et al.²⁶⁷, se calcula así:

$$A_k = \int_{j=0}^k (B_j^+ - B_j^-) dj. \quad (8)$$

Básicamente, esta función corresponde a la diferencia entre las áreas bajo las curvas de las funciones de ajuste acumulado para un incremento y decremento unitario en el costo, donde las curvas se construyen mediante interpolación simple²⁶⁸. Al igual que para las funciones de ajuste, calculamos intervalos de confianza utilizando el método delta.

Estimación y datos utilizados

257. El modelo que presentamos en (2) podría ser susceptible a dos críticas. Por un lado, podría argumentarse que estamos omitiendo variables ya que no estamos incluyendo el precio de importantes sustitutos como, por ejemplo, el del GN. Si bien los niveles o las variaciones de precios de sustitutos del GLP tendrán un efecto en las variaciones de los precios del mismo, difícilmente se correlacionarán con variaciones en los costos, las que estarán determinadas principalmente por variaciones en los precios internacionales del GLP. Así es improbable que producto de esta omisión se afecten los coeficientes relevantes de la regresión y, por lo tanto, las estimaciones de las funciones de ajuste acumulado y de la métrica de asimetría. De todas formas, contemplando esta posibilidad estimamos el modelo con una regresión de variables instrumentales, considerando como endógenas las variables Δc_t^+ y Δc_t^- . Con esto nos hacemos cargo también de una segunda crítica: los costos podrían estar determinados en cierta medida por los precios de venta del GLP. Este podría ser

²⁶⁷ Borenstein et al., «Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?».

²⁶⁸ Es decir, los puntos (j, B_j^+) y $(j + 1, B_{j+1}^+)$ se unen mediante una línea recta.

efectivamente el caso dado que uno de los principales proveedores de GLP al segmento mayorista, Gasmar, estaba integrado verticalmente en nuestra ventana de tiempo y, por tanto, plausiblemente internalizaba el precio de venta mayorista para determinar sus propios precios de venta.

258. Los instrumentos que consideramos los construimos con las series de precios del petróleo Brent y WTI. Específicamente, por cada serie calculamos los incrementos y decrementos contemporáneos a las variables endógenas, siguiendo a Borenstein et al.²⁶⁹. Es muy probable que estos instrumentos sean válidos. Por un lado, como vimos en la Figura 11, ambas series están bastante correlacionadas con el precio promedio al cuál los mayoristas adquieren el GLP. Por otra parte, estos precios internacionales de seguro no se afectan por fluctuaciones en el precio mayorista del GLP en Chile. Y el efecto en el precio de venta mayorista de GLP, seguramente, está determinado primordialmente por las fluctuaciones que estos causan en los costos de adquisición. Notamos que aunque los resultados que presentamos en esta sección corresponden a estimaciones con variables instrumentales para los costos de adquisición, estos no cambian de manera sustancial si tales costos se consideran exógenos.
259. En cuanto a la estimación propiamente tal, seguimos el procedimiento de dos etapas propuesto por Engle y Granger²⁷⁰ para series de tiempo co-integradas²⁷¹. En este se estiman por mínimos cuadrados ordinarios la ecuación que caracteriza al término de corrección de error, y luego sus residuos son reemplazados en la ecuación (2) para estimar el resto de los parámetros. En concreto, la regresión que estimamos en la primera etapa es:

$$p_t = \phi_0 + \phi_1 c_t + \eta_t. \quad (9)$$

260. En nuestro caso, y de manera consistente con lo que realizamos en la segunda etapa, esta regresión la estimamos por variables instrumentales, considerando como instrumentos las

²⁶⁹ Borenstein et al., «Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?».

²⁷⁰ Robert Engle y C.W.J Granger, «Co-Integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing», *Econometrica* 55, n°2 (1987): 251–276, disponible aquí.

²⁷¹ Esta condición aplica en nuestro caso ya que p_t y c_t efectivamente están co-integradas. Diversos test de raíces unitarias (por ejemplo, los de Maddala y Wu (1999), Choi (2001) o Levin et al. (2002)) para los residuos de (9) permiten descartar su existencia con un nivel de confianza superior al 99%. Véase Gangadharao Maddala y Shaowen Wu, «A Comparative Study of Unit Root Tests with Panel Data and a New Simple Test», *Oxford Bulletin of Economics and Statistics* 61, n°S1 (1999): 631–652, disponible aquí.; In Choi, «Unit root tests for panel data». *Journal of International Money and Finance* 20 n°2 (2001): 249–272, disponible aquí.; y Andrew Levin, Chien-Fu Lin, y Chia-Shang James Chu, «Unit root tests in panel data: Asymptotic and finite-sample properties», *Journal of Econometrics* 108, n°1 (2002): 1–24, disponible aquí.

series de precios del petróleo que ya especificamos. La estimación del residuo, $\hat{\eta}_t$, la reemplazamos en (2), y estimamos el resto de los coeficientes.

261. Otro elemento que definimos para la estimación de (2) es el número de rezagos. Nuestro enfoque contempló estimar 10 modelos, el primero considerando solo un rezago, el segundo dos, el tercero tres, y así sucesivamente. Si bien incluso en el caso de 10 rezagos los coeficientes eran significativos para la mayor parte estas variables, el ajuste del modelo, considerando la pérdida de grados de libertad, tendía a empeorar en la medida que agregábamos rezagos. Así, los resultados que presentamos corresponden a los coeficientes de (2) estimados considerando 2 y 10 rezagos. Seleccionamos el modelo con dos rezagos pues es el que tiene mejor ajuste y es similar (en términos de tiempo) al número de rezagos considerado en estudios anteriores (Lewis²⁷²). Así mismo, seleccionamos el modelo con 10 rezagos para incluir un caso polar.
262. Por último, en cuanto a los datos, nos enfocamos en el canal de distribución de GLP envasado a través de sub distribuidores, el que, como observamos previamente, canaliza cerca del 50% del volumen de las ventas de GLP. Para este canal contamos con un panel de datos de 108 meses, desde enero de 2012 hasta diciembre de 2020. En cuanto a las comunas, de un total de 325, seleccionamos aquellas en las que hubiese algún grado de competencia. Esto para evitar que nuestros resultados pudiesen estar reflejando los precios monopólicos que podría cobrar un mayorista en comunas donde fuese el proveedor exclusivo. En concreto, las comunas que escogimos fueron aquellas donde la participación del líder no superase el 90% en al menos un 90% de los meses en nuestra muestra. El número de comunas que seleccionamos finalmente fue igual a 208. Estas concentraron más del 90% del volumen que distribuyó el sub canal envasado distribuidores minoristas en la ventana de tiempo de estudio. La unidad de tiempo que consideramos fue un mes. No contamos con datos que tuviesen una granularidad mayor en términos temporales. Todos los modelos en esta sección son estimados usando efectos fijos por comuna.
263. Los precios que consideramos corresponden a los promedios comunales calculados con las ventas mensuales de los incumbentes a los distribuidores minoristas. Específicamente, estos se calculan sumando los ingresos reportados por las empresas por distribuidor minorista mensualmente para una comuna, y luego dividiendo esta magnitud por el volumen vendido en esa zona geográfica. Los precios son netos de IVA y expresados en pesos de mayo de 2021. En el caso de los costos de adquisición, estos corresponden al costo del GLP puesto en las dependencias de cada uno de los incumbentes. Para calcular un valor a nivel comunal, ponderamos por el volumen de ventas de cada incumbente en cada comuna el costo de adquisición reportado. Al igual que en el caso de los precios, estos son valores netos de IVA y expresados en pesos de mayo de 2021.

²⁷² Lewis, «Asymmetric Price Adjustment and Consumer Search: An Examination of the Retail Gasoline Market».

Grado de asimetría en la distribución mayorista de GLP

264. Presentamos los resultados de la regresión en la Tabla 2. Con estos coeficientes calculamos las funciones de respuesta acumulada, las que presentamos en la Figura 28. En los gráficos, las líneas negras y rojas representan valores medios y el área sombreada intervalos al 95% de confianza, que construimos usando el método delta con una matriz de varianza covarianza consistente ante la presencia de errores heterocedásticos y autocorrelación²⁷³. Vemos que la respuesta del precio de venta ante un incremento o decremento en los costos difiere de manera estadísticamente significativa. En el caso del modelo con dos rezagos, esta respuesta asimétrica se prolonga por un tiempo muy largo, durando cerca de 75 meses. Por otra parte, en el caso del modelo con diez rezagos, en los primeros dos meses la respuesta de los precios ante un incremento o decremento en los costos no difiere estadísticamente. Sin embargo, desde el tercer mes en adelante el ajuste asimétrico emerge y se prolonga más allá de 100 meses, antes de converger al ajuste de largo plazo. Independientemente del número de rezagos, lo que estos gráficos además nos indican es que una perturbación unitaria al alza en el costo de adquisición del GLP produce una repuesta más acentuada y que tarda un tiempo bastante más prolongado en arribar al nivel de equilibrio que una perturbación a la baja.
265. Esta asimetría en la respuesta del precio venta ante incrementos o decrementos en los costos tiene consecuencias para los consumidores, las que pueden dimensionarse mediante la métrica de asimetría propuesta por Borenstein et al.²⁷⁴. Esta cuantifica cuanto más paga un comprador durante el ciclo de vida de un ajuste de precios cuando este se produce por un incremento, considerando como contrafactual el ajuste producto de un decremento. La Figura 29 presenta la evolución de esta magnitud durante el ciclo de vida de un ajuste. Esta nos indica que cuando por kg de GLP los mayoristas pagan un peso adicional, en el ciclo de vida del ajuste, el consumidor termina pagando entre 5 y 13 pesos más de lo que hubiese pagado si el precio se ajustase como ocurre cuando el costo de adquisición disminuye en un peso. Esto ocurre cuando consideramos el modelo con dos rezagos. Cuando el número de rezagos es diez, la métrica de asimetría continúa creciendo de manera estadísticamente significativa más allá de los 100 meses.

²⁷³ Específicamente, estimamos la matriz de varianza covarianza con el método de Newey-West.

²⁷⁴ Borenstein et al., «Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?».

Tabla 2: Resultados regresiones transmisión asimétrica de precios

Variable Dependiente: Precio									
Rezago N°	Modelo-2-Rezagos				Modelo-10-Rezagos				
	variación costo (Δc_t)		variación precio (Δp_t)		variación costo (Δc_t)		variación precio (Δp_t)		
	positiva	negativa	positiva	negativa	positiva	negativa	positiva	negativa	
0	1,054*** (0,035)	-0,831*** (0,022)			0,998*** (0,046)	-0,867*** (0,041)			
1	0,171*** (0,018)	-0,169*** (0,016)	-0,238*** (0,017)	0,186*** (0,019)	0,219*** (0,020)	-0,240*** (0,017)	-0,288*** (0,019)	0,253*** (0,020)	
2	0,238*** (0,017)	0,019 (0,013)	-0,153*** (0,017)	0,017 (0,015)	0,364*** (0,021)	-0,005 (0,018)	-0,222*** (0,019)	0,105*** (0,016)	
3					0,073*** (0,022)	-0,110*** (0,014)	-0,051*** (0,019)	0,089*** (0,015)	
4					0,071*** (0,019)	-0,036** (0,015)	-0,013 (0,017)	0,076*** (0,016)	
5					0,058*** (0,018)	-0,155*** (0,016)	-0,013 (0,016)	0,039** (0,015)	
6					0,130*** (0,017)	-0,047*** (0,018)	-0,112*** (0,015)	0,100*** (0,016)	
7					0,034** (0,017)	-0,118*** (0,017)	-0,079*** (0,016)	0,076*** (0,015)	
8					0,067*** (0,018)	-0,046*** (0,018)	-0,143*** (0,018)	0,103*** (0,015)	
9					-0,015 (0,016)	-0,051*** (0,015)	-0,053*** (0,015)	0,006 (0,016)	
10					0,091*** (0,015)	0,044*** (0,015)	-0,072*** (0,014)	0,031* (0,016)	
	corrección de error (η_t)				corrección de error (η_t)				
	positiva		negativa		positiva		negativa		
	-0,037*** (0,008)		0,142*** (0,010)		-0,026*** (0,007)		0,127*** (0,012)		
Observaciones	21.840				20.176				
R2 Ajustado	0,660				0,576				

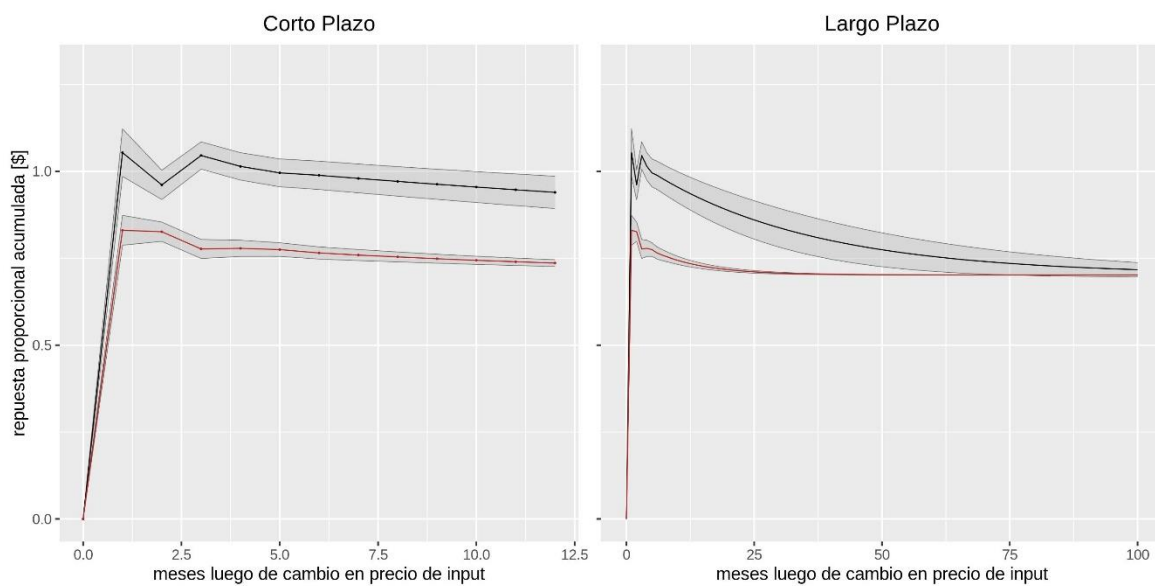
Nota:

*p<0,1; **p<0,05; ***p<0,01

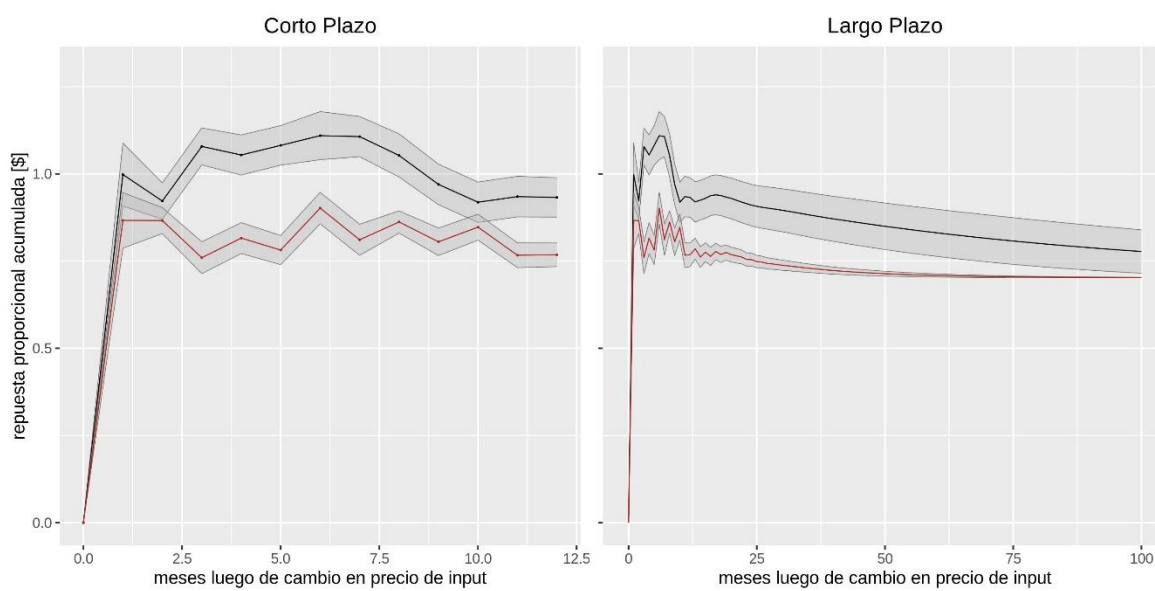
Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Figura 28: Funciones de respuesta acumulada

Especificación con 2 rezagos



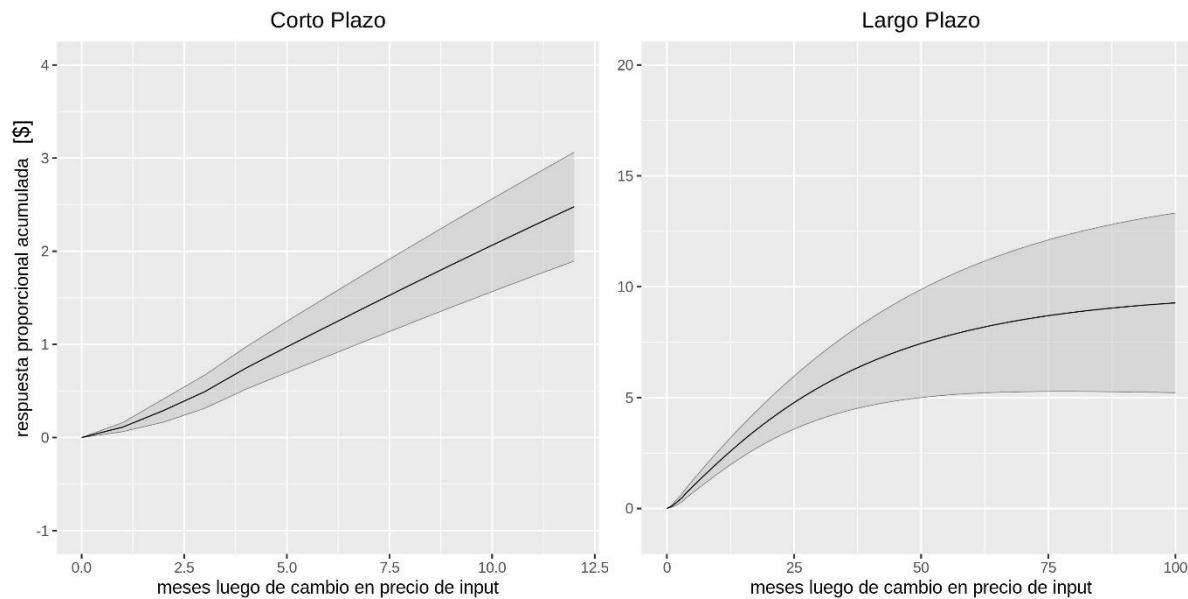
Especificación con 10 rezagos



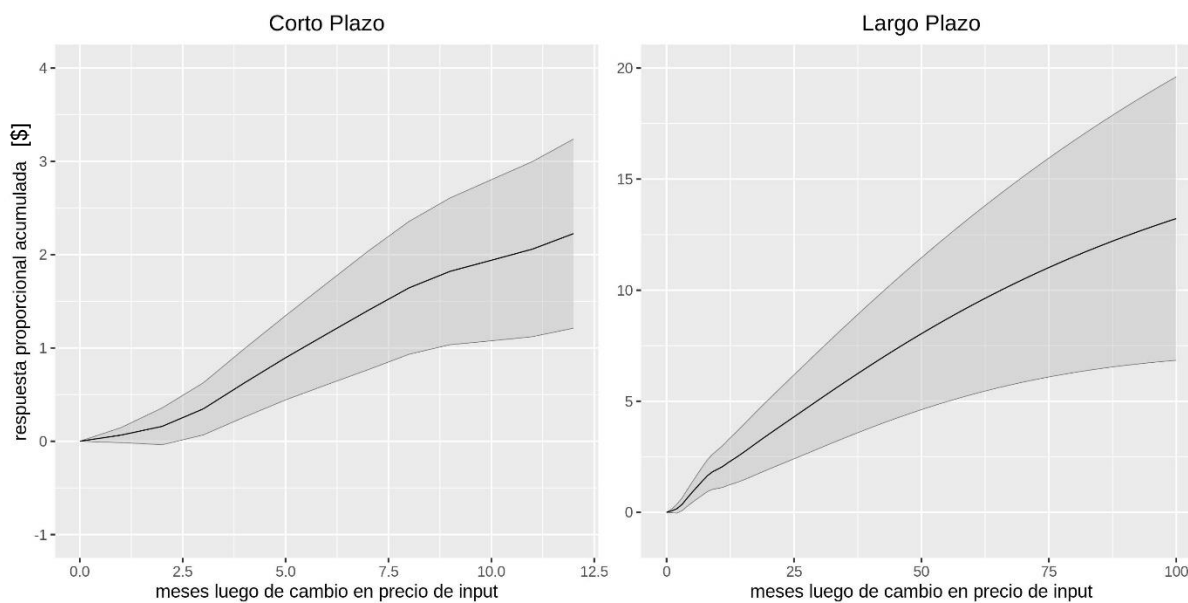
Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Figura 29: Asimetría – diferencia entre el costo de un incremento y el beneficio de un decremento

Especificación con 2 rezagos



Especificación con 10 rezagos



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Comparación con otros estudios

266. Peltzman²⁷⁵ afirma que la transmisión asimétrica de precios es un fenómeno presente en varios mercados de características diversas. Por ello, el que exista asimetría, aunque esta sea costosa para los consumidores, *per se* no permite iluminar aspectos relevantes para este estudio como, por ejemplo, la particularidad del sector en términos de su intensidad competitiva o los posibles riesgos de coordinación presentes en el mismo. Sin embargo, existen estudios empíricos que documentan una relación positiva entre el nivel de asimetría y métricas de poder de mercado como, por ejemplo, Verlinda²⁷⁶ o Deltas²⁷⁷. Por otro lado, Borenstein y Shepard²⁷⁸ encuentran que empresas con mayor poder de mercado tienden a ajustar sus precios más lentamente que aquellas que ostentan uno menor.
267. En lo que sigue nos abocamos entonces a comparar la asimetría y velocidad de ajuste presente en el segmento de distribución mayorista de GLP con la que han encontrado otros investigadores en estudios similares. Específicamente, consideraremos como puntos de referencia los resultados de Borenstein et al.²⁷⁹ y Verlinda²⁸⁰. Esto pues las metodologías que ocupan tales estudios son muy similares a la que ocupamos en el presente apartado, excepto por el hecho de que estas no contemplan la posibilidad de que existan asimetrías de largo plazo. Esto, seguramente, podría traducirse en que nuestras estimaciones de asimetría fuesen superiores solo por el hecho haber ocupado una técnica distinta. Así, para hacer comparables nuestras mediciones, estimamos nuevamente las diez especificaciones del modelo descrito en la ecuación (2), incorporando como restricción que $\theta^+ = \theta^-$. Al igual que en la sección anterior reportamos los resultados para las especificaciones con dos y diez rezagos. Similarmente, elegimos el modelo con dos rezagos pues es el que tiene mejor ajuste, y elegimos el modelo con diez por robustez.
268. De los gráficos en la Figura 28, observamos que en ambos modelos el ajuste toma un tiempo relativamente largo en arribar a su nivel de largo plazo, cuando comparamos con lo reportado en otros estudios que utilizan metodologías similares. En el caso de Borenstein et al.²⁸¹, en el cual analizan la respuesta asimétrica de precios en varios eslabones de la

²⁷⁵ Peltzman, «Prices Rise Faster than They Fall».

²⁷⁶ Verlinda, «Do Rockets Rise Faster and Feathers Fall Slower in an Atmosphere of Local Market Power? Evidence from the Retail Gasoline Market».

²⁷⁷ Deltas, «Retail Gasoline Price Dynamics and Local Market Power».

²⁷⁸ Borenstein y Shepard, «Sticky Prices, Inventories, and Market Power in Wholesale Gasoline Markets».

²⁷⁹ Borenstein et al., «Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?».

²⁸⁰ Verlinda, «Do Rockets Rise Faster and Feathers Fall Slower in an Atmosphere of Local Market Power? Evidence from the Retail Gasoline Market».

²⁸¹ Borenstein et al., «Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?».

cadena de suministro de la gasolina, en la mayor parte de los casos (4 de 5) el ajuste tarda menos de 10 semanas en converger (estadísticamente) al ajuste de largo plazo²⁸². Solo en el caso de la transmisión de precios desde terminales a la venta minorista, un incremento unitario parece tomar más de diez semanas en converger, mientras que un decremento converge en aproximadamente cinco semanas luego de un impulso. En el caso de Verlinda²⁸³, la velocidad de convergencia es bastante similar. Tanto para incrementos como decrementos en los costos, el ajuste del precio converge a su nivel de largo plazo en menos de 10 semanas. En nuestro caso, por el contrario, la respuesta del precio de venta mayorista de GLP tarda un tiempo mucho más prolongado en llegar a su nivel de largo plazo. Cuando consideramos tanto 2 como 10 rezagos, el tiempo es superior a los 25 meses.

269. En cuanto a la asimetría, tanto en los casos estudiados por Borenstein et. al.²⁸⁴ como en aquellos revisados por Verlinda²⁸⁵, la asimetría o bien desaparece tempranamente o nunca emerge de manera estadísticamente significativa. En Borenstein et. al.²⁸⁶ esta emerge y alcanza un valor igual a 2,6, en el caso de la transmisión de precios entre el petróleo crudo y el precio minorista de bencina. En los otros casos analizados, la asimetría desaparece rápidamente, antes de la semana 4. Igualmente, en el caso de Verlinda²⁸⁷, las asimetrías reportadas tienen una duración similar. Se hacen cero antes de dos meses, en todos los casos explorados. En nuestro caso, por el contrario, las funciones de respuesta acumulada tardan un tiempo mucho mayor en converger a valores similares. En el caso de la especificación con 2 rezagos esta convergencia tarda más de 25 meses, mientras que en la con 10, más de 8 meses y medio (sin perjuicio de que luego del mes 13 vuelve a emerger, aunque en menor medida). En ambos casos la duración de la asimetría es muy superior a la reportada por estudios similares. Y, en cuanto a su magnitud, en ambas especificaciones su valor medio es cercano a 3,75, un 44% superior a aquella reportada por Borenstein et. al.²⁸⁸ en el caso en cuál la magnitud de la asimetría es la mayor. En otras palabras, la respuesta asimétrica que medimos en este aparatado, resulta ser un 44% más costosa para los consumidores que aquella que los autores miden en el mercado de la gasolina en

²⁸² Una estimación puntual consistente del ajuste de largo plazo puede obtenerse dividiendo el coeficiente de la variable *Upstream₋₁* por el de la variable *Downstream₋₁* y multiplicando por -1 el resultado. Ambos coeficientes se presentan en la Tabla 1 de Borenstein et al. «Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?» para todos los eslabones analizados.

²⁸³ Verlinda, «Do Rockets Rise Faster and Feathers Fall Slower in an Atmosphere of Local Market Power? Evidence from the Retail Gasoline Market».

²⁸⁴ Borenstein et al., «Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?».

²⁸⁵ Verlinda, «Do Rockets Rise Faster and Feathers Fall Slower in an Atmosphere of Local Market Power? Evidence from the Retail Gasoline Market».

²⁸⁶ Borenstein et al., «Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?».

²⁸⁷ Verlinda, «Do Rockets Rise Faster and Feathers Fall Slower in an Atmosphere of Local Market Power? Evidence from the Retail Gasoline Market».

²⁸⁸ Borenstein et al., «Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?».

Estados Unidos. De manera importante, la asimetría que resulta ser significativa en tal estudio es aquella que se produce cuando se considera la transmisión de precios a través de varios eslabones de la cadena de valor, desde los mercados en los que se comercia petróleo crudo hasta el segmento minorista de la gasolina. Por otra parte, la que reportamos en esta sección corresponde a la presente en tan solo un eslabón.

Tabla 3: Resultados regresiones transmisión asimétrica de precios, sin asimetría de largo plazo

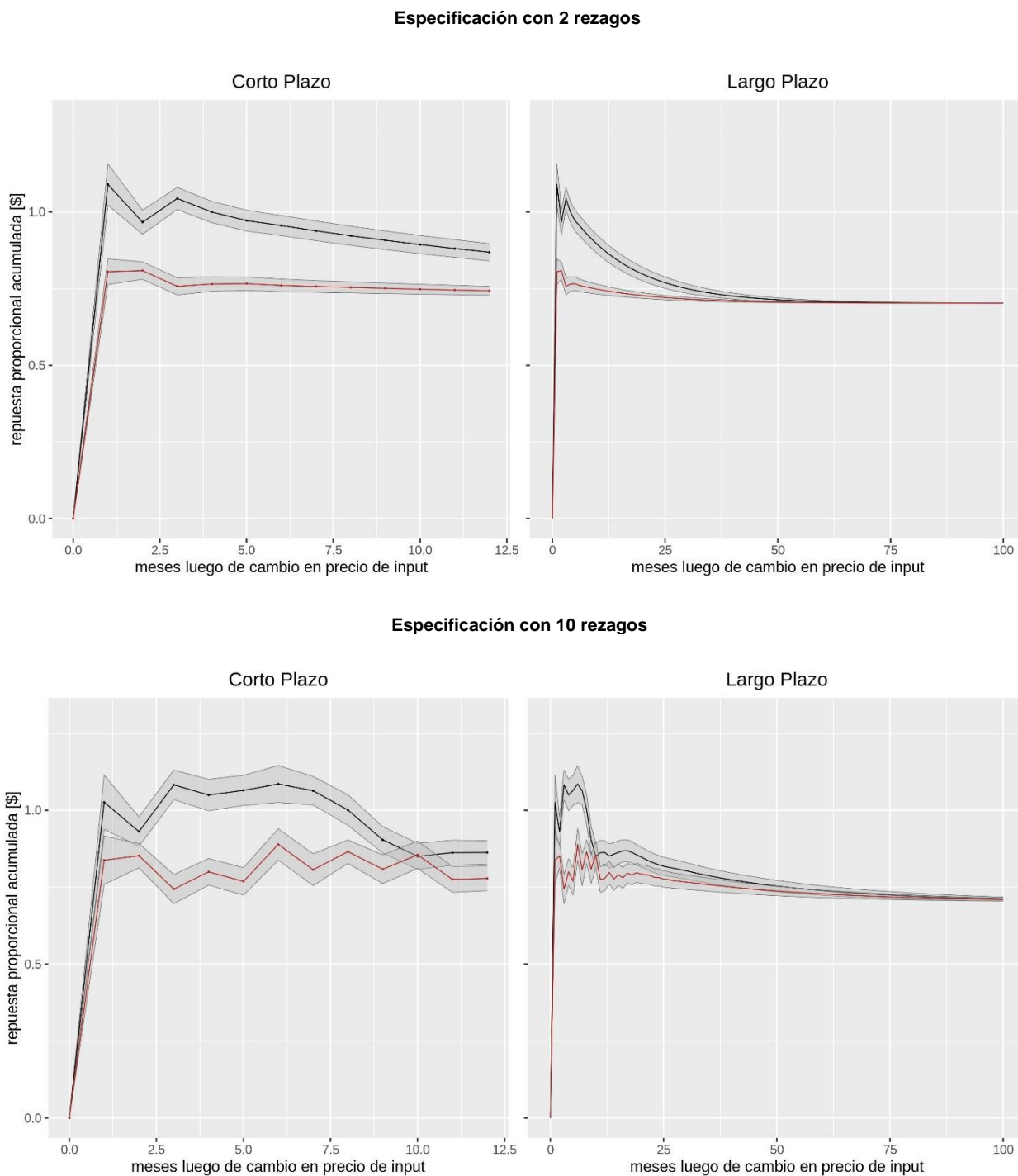
Rezago N°	Variable Dependiente: Precio							
	Modelo-2-Rezagos				Modelo-10-Rezagos			
	variación costo (Δc_t)		variación precio (Δp_t)		variación costo (Δc_t)		variación precio (Δp_t)	
	positivo	negativo	positivo	negativo	positivo	negativo	positivo	negativo
0	1,090*** (0,034)	-0,805*** (0,021)			1,026*** (0,045)	-0,838*** (0,040)		
1	0,171*** (0,018)	-0,169*** (0,016)	-0,241*** (0,017)	0,195*** (0,019)	0,227*** (0,019)	-0,245*** (0,017)	-0,293*** (0,018)	0,265*** (0,020)
2	0,241*** (0,017)	0,024* (0,013)	-0,152*** (0,017)	0,022 (0,015)	0,376*** (0,020)	-0,001 (0,017)	-0,228*** (0,019)	0,114*** (0,016)
3					0,086*** (0,022)	-0,109*** (0,014)	-0,058*** (0,019)	0,095*** (0,015)
4					0,075*** (0,019)	-0,036** (0,015)	-0,02 (0,017)	0,082*** (0,016)
5					0,063*** (0,018)	-0,153*** (0,016)	-0,016 (0,016)	0,043*** (0,016)
6					0,128*** (0,017)	-0,044** (0,018)	-0,116*** (0,015)	0,102*** (0,016)
7					0,034** (0,017)	-0,123*** (0,017)	-0,080*** (0,016)	0,078*** (0,015)
8					0,065*** (0,018)	-0,041** (0,018)	-0,146*** (0,018)	0,105*** (0,015)
9					-0,015 (0,016)	-0,051*** (0,015)	-0,059*** (0,015)	0,005 (0,016)
10					0,091*** (0,015)	0,054*** (0,015)	-0,080*** (0,014)	0,026* (0,016)
	corrección de error (η_t)				corrección de error (η_t)			
		-0,083*** (0,005)				-0,067*** (0,005)		
<i>Observaciones</i>	21.840				20.176			
<i>R2 Ajustado</i>	0,659				0,576			

Nota:

*p<0,1; **p<0,05; ***p<0,01

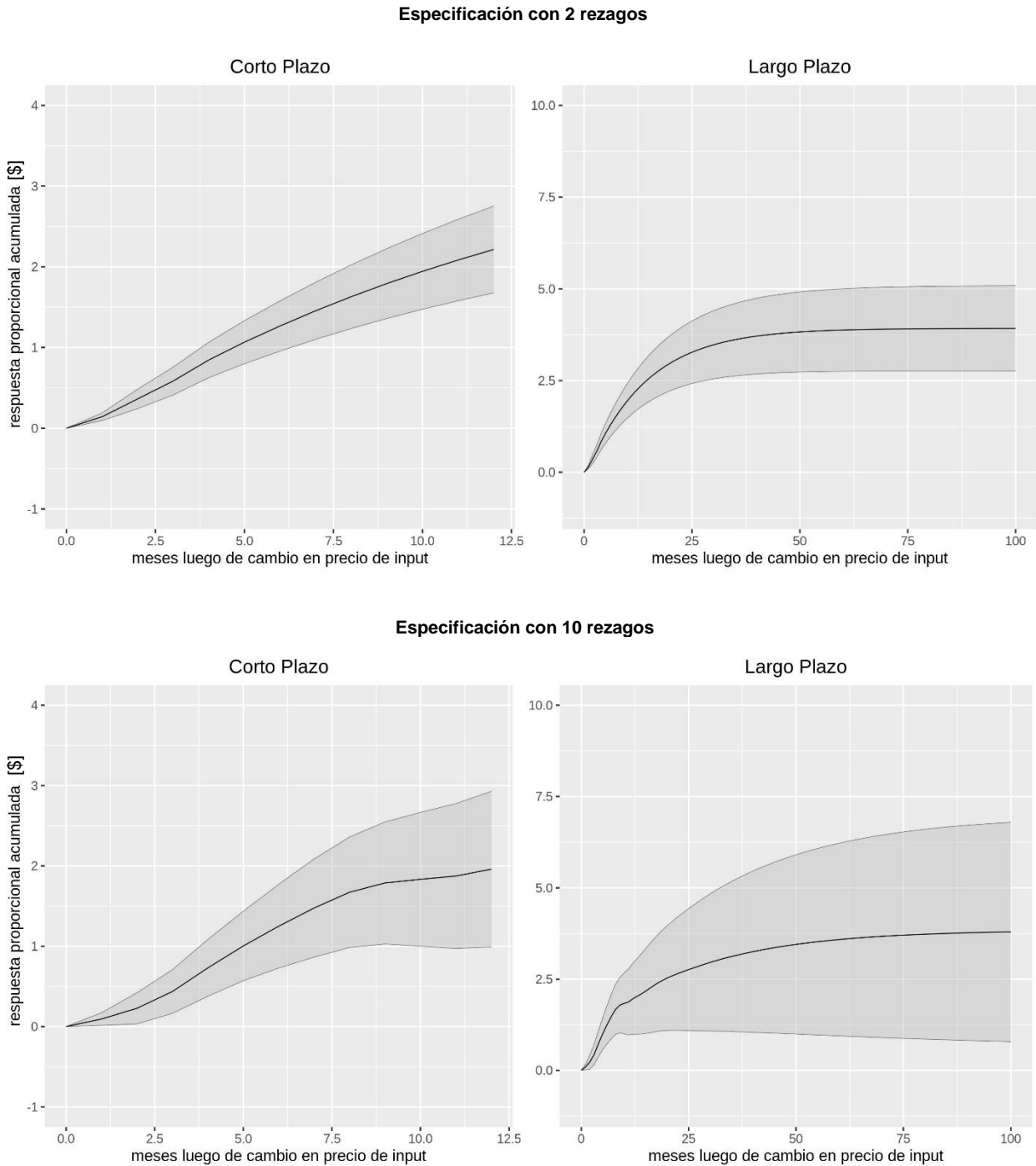
Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Figura 12: Función de respuesta acumulada, sin asimetría de largo plazo



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Figura 13: Asimetría – diferencia entre el costo de un incremento y el beneficio de un decremento, sin asimetría de largo plazo



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Conclusión

270. El breve análisis de cambios conductuales presentado en este apartado más que revelar la existencia de uno en nuestro periodo de evaluación, sugirió la existencia de una transmisión asimétrica de precios presumiblemente importante. La medición que realizamos, descrita en las sub secciones anteriores, revela que la asimetría es significativamente distinta de cero, impactando el bienestar de los consumidores. Incluso si los precios del insumo principal no fluctúan de manera sistemática al alza o a la baja, la volatilidad en los mismos resulta perjudicial. Entre meses consecutivos, un incremento de un peso por kg en el costo de adquisición que enfrentan los distribuidores mayoristas resulta en un costo adicional que fluctúa entre 75 y 195 pesos respecto del ahorro que significaría una disminución de igual magnitud, para una persona que consume 15 kg de GLP al mes. Adicionalmente, una comparación con las mediciones de un ajuste asimétrico de precios realizadas por otros autores, sugiere que el que se observa en el segmento mayorista del GLP tiene características distintivas. El ajuste es más lento, y la asimetría del mismo dura una cantidad considerablemente superior de periodos, y es mayor en magnitud, que la reportada por otros estudios que utilizan metodologías de medición similares. Esta particularidad del sector, probablemente, refleje una intensidad competitiva más débil en relación a otros sectores con una dinámica de precios y costos distinta.

iv. Test de equilibrio cooperativo

271. Como hemos documentado hasta este punto, a nivel estructural, el segmento de distribución mayorista de GLP se caracteriza por una serie de factores que mejoran la capacidad que tienen los actores de sostener un equilibrio cooperativo; aún más, el segmento muestra una relación dinámica entre precios y costos que plausiblemente sea el reflejo de un nivel de competencia relativamente débil. Considerando estos antecedentes en conjunto, resulta razonable profundizar el análisis de riesgos de coordinación mediante un test empírico de coordinación. A esto nos abocamos en el presente apartado.

Fundamento conceptual: Súper juegos de colusión tácita

272. Realizamos un test que se basa en la teoría de súper juegos de colusión tácita. En éstos, en cada periodo, los agentes evalúan si continuar en un cartel, sopesando el beneficio de salirse versus las pérdidas en las que se incurre en los periodos sucesivos. Si los agentes esperan que las rentas futuras al interior del acuerdo sean superiores a las presentes, entonces el margen más grande que puede sostener el cartel crece. Por el contrario, si se espera que las condiciones futuras sean menos atractivas, este disminuye. Esto ocurre porque cuando las condiciones futuras son favorables, el beneficio de salirse del cartel—que corresponde a las utilidades que se obtienen en el periodo actual ganando gran parte del mercado, es relativamente menor respecto de la pérdida en los periodos sucesivos (o periodo de castigo)—igual a la diferencia entre las utilidades que obtiene el cartel y aquellas

que se obtienen en un régimen de competencia intensa. Rotemberg y Saloner²⁸⁹ y Haltiwanger y Harrington²⁹⁰ postulan modelos basados en estos principios teóricos. El descrito en el primer trabajo predice que en periodos donde la demanda es alta en relación a la esperada en periodos futuros, los márgenes que puede sostener un cartel son más bajos, dado que el beneficio por romper el acuerdo crece con el nivel de demanda actual mientras que la pérdida en el periodo de castigo crece con la demanda futura; lo opuesto ocurre en periodos donde la demanda es relativamente baja. Por otro lado, Haltiwanger y Harrington²⁹¹ aplican el razonamiento anterior a casos donde la demanda es cíclica. Su análisis muestra que, manteniendo constante el nivel de demanda actual, en periodos donde la demanda tenga una tendencia al alza, los márgenes de un cartel responderán positivamente; lo contrario ocurrirá en periodos donde tienda a la baja.

273. Borenstein y Shepard²⁹² nota que las predicciones de tales modelos pueden extenderse de manera natural a la relación entre márgenes y costos presentes en un equilibrio cooperativo. Específicamente, los autores observan que los márgenes de un cartel responderán positivamente a expectativas de costos a la baja, y negativamente ante expectativas al alza. Adicionalmente, observan que estas predicciones de los modelos de súper juegos de colusión tácita son inconsistentes con modelos tradicionales de competencia. En estos últimos los márgenes no dependen de las expectativas que tienen los agentes respecto de las condiciones futuras de un mercado. Y, si bien existen modelos de competencia donde los márgenes podrían reaccionar a expectativas futuras—modelos donde la demanda experimenta costos de cambio o la oferta maneja inventarios relevantes, los autores notan que los signos de los efectos deben ser opuestos a los predichos por los modelos de súper juegos de colusión tácita.
274. Considerando estas observaciones, Borenstein y Shepard²⁹³ propone un test para determinar si el régimen de precios en un mercado es consistente con un equilibrio donde los agentes se coordinan (al menos) tácitamente. El test consiste en determinar si los márgenes en determinado sector responden a expectativas de demanda o costos. Los autores observan que sectores donde la demanda o los costos presentan patrones cíclicos son contextos en los cuales llevar a cabo este tipo de test resulta razonable. Esto pues los agentes en el sector pueden predecir con alguna precisión los futuros niveles de demanda

²⁸⁹ Rotemberg y Saloner, «A Supergame-Theoretic Model of Price Wars during Booms».

²⁹⁰ Haltiwanger y Harrington, «The Impact of Cyclical Demand Movements on Collusive Behavior».

²⁹¹ *Ibíd.*

²⁹² Borenstein y Shepard, «Dynamic Pricing in Retail Gasoline Markets».

²⁹³ *Ibíd.*

o costos, dada la etapa del ciclo en la que se encuentran. Borenstein y Shepard²⁹⁴ aplican el test al segmento minorista del mercado de la bencina en Estados Unidos, argumentando que la demanda tiene un comportamiento estacional marcado y los costos de los minoristas, al estar correlacionados con los precios internacionales del petróleo crudo, pueden ser anticipados en cierto grado. Por razones análogas, aplicamos el test propuesto por los autores al segmento mayorista del GLP.

Dinámica del margen en un régimen cooperativo

275. El test propuesto por Borenstein y Shepard²⁹⁵ estima una ecuación que modela la dinámica del margen de un cartel. En esta, el margen es una función del valor esperado de la demanda y del precio del principal insumo, controlando por el nivel actual de ambas variables, lo que resulta necesario pues estas presentan un importante nivel de correlación serial. Si los coeficientes de la demanda o costo esperados son estadísticamente significativos y de los signos que predice la teoría, los datos indican que la dinámica del margen es consistente con la que se observaría si las empresas se estuviesen coordinando, e inconsistente con un régimen no cooperativo. En concreto, los autores consideran dos modelos. El primero, que denominaremos Modelo Simple (MS), lo describimos con la siguiente ecuación:

$$m_{jt} = \alpha_1 q_{jt} + \alpha_2 E[q_{jt+1}] + \alpha_3 c_{jt} + \alpha_4 E[c_{jt+1}] + \alpha_3 \Delta c_{jt} + \rho m_{jt-1} + \epsilon_{jt}. \quad (10)$$

276. En esta, j indexa mercados geográficos y t periodos de tiempo; m_{jt} , corresponde al margen, el que los autores calculan como la diferencia entre el precio de venta minorista menos el mayorista, y que nosotros calculamos como el precio de venta de los mayoristas menos el costo en el que incurren para adquirir un kg de GLP. En cuanto a la demanda, esta se incorpora en el modelo de manera normalizada, mediante la variable q_{jt} . Específicamente, esta se obtiene al dividir la demanda en el mercado geográfico j , en el periodo t , por la demanda promedio para j . Borenstein y Shepard²⁹⁶ justifica esta normalización, observando que, de ocupar simplemente los niveles, las estimaciones estarían influenciadas fuertemente por los tamaños de los mercados geográficos. La normalización permite remover esa variación de sección cruzada, dejando solamente diferencias en los patrones de evolución temporal de la demanda de los distintos mercados. Respecto de los costos, como adelantamos, consideraremos aquel que incurren los mayoristas para obtener un kg de GLP. En el modelo denotamos esta variable como c_{jt} . Además, la ecuación incluye los

²⁹⁴ *Ibíd.*

²⁹⁵ *Ibíd.*

²⁹⁶ *Ibíd.*

términos $\Delta c_{jt} = c_{jt} - c_{jt-1}$ y un rezago del margen. Ambos permiten acomodar (hasta cierto punto) la correlación serial que exhibe el modelo, la que también confirmamos existe en nuestros datos.

277. Un segundo modelo que considera Borenstein y Shepard²⁹⁷, y que también estimamos en el presente análisis, captura el hecho de que los precios a nivel minorista se ajustan según una estructura de rezagos de precios y costos, y respondiendo de manera asimétrica ante incrementos o decrementos en los precios del insumo principal. Al igual que los autores, y como verificamos en la sección anterior, los precios de venta mayorista del GLP siguen este comportamiento dinámico. Por tanto, el modelo alternativo que se propone es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 m_{jt} = & \alpha_1 q_{jt} + \alpha_2 E[q_{jt+1}] + \alpha_3 E[c_{jt+1}] + \sum_{k=0}^n (\beta_k^+ \Delta c_{jt-k}^+ + \beta_k^- \Delta c_{jt-k}^-) \\
 & + \sum_{k=1}^n (\gamma_k^+ \Delta p_{jt-k}^+ + \gamma_k^- \Delta p_{jt-k}^-) + \phi_1 p_{jt-1} + \phi_2 c_{jt-1} + \epsilon_{jt},
 \end{aligned}
 \tag{11}$$

el que técnicamente corresponde a un modelo de corrección de error vectorial (en inglés, *vector error correction model*), y que denominamos Modelo VEC (MVEC). En este, los primeros tres términos corresponden a la demanda contemporánea y esperada, normalizada, y al precio de adquisición esperado. Los términos restantes modelan la manera en la cual cambios en los costos se propagan a través del tiempo, produciendo cambios en los precios de venta²⁹⁸. Los dos últimos términos corresponden a la corrección de error, el que, como muestra Borenstein et al.²⁹⁹, puede modelarse de esta forma (en lugar de la forma más tradicional, que es la que usamos en la ecuación (2)).

Expectativas futuras

278. Un elemento implícito en este modelo es la noción de que las expectativas futuras, tanto de la demanda como del costo de adquisición, quedan capturadas razonablemente con el valor esperado de ambos términos en el periodo que sigue al actual. En principio, el número de periodos a considerar dependerá del largo del periodo de castigo, así como de la tasa de descuento que consideren los agentes. En ausencia de información respecto de estos términos, conservadoramente, Borenstein y Shepard³⁰⁰ seleccionan solo un periodo como futuro relevante. Observan que de ser mayor la duración del periodo real de castigo, las magnitudes de los efectos que se determinan con las ecuaciones (10) y (11),

²⁹⁷ *Ibíd.*

²⁹⁸ Los símbolos Δc_{jt-k}^+ , Δc_{jt-k}^- , Δp_{jt-k}^+ y Δp_{jt-k}^- se definen de manera análoga a como fueron definidos en la ecuación (2).

²⁹⁹ Borenstein et al., «Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?».

³⁰⁰ Borenstein y Shepard, «Dynamic Pricing in Retail Gasoline Markets».

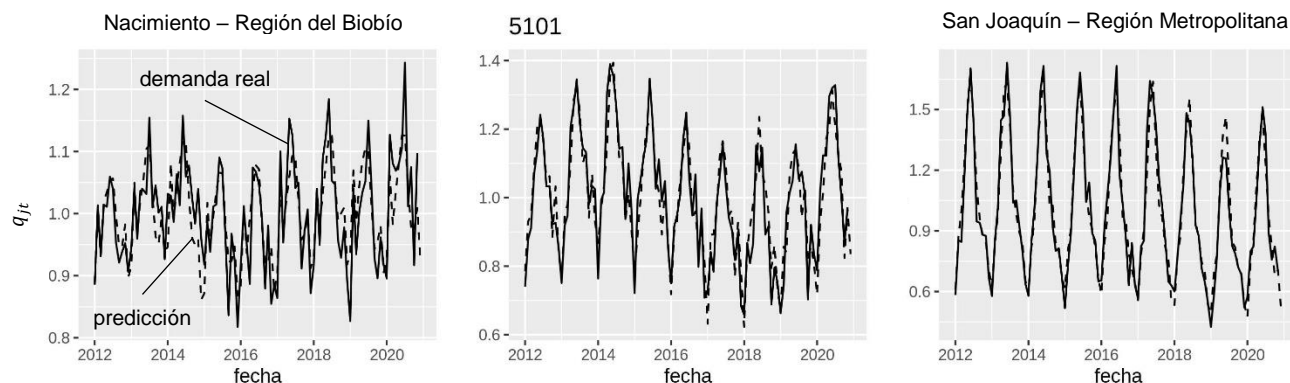
probablemente resulten subestimadas. En nuestro análisis seguimos la aproximación de los autores.

279. En cuanto al cálculo de los valores esperados de demanda y costos, los autores utilizan modelos predictivos para determinar los valores de estas variables, los que corresponden a las predicciones de tales modelos. Este enfoque aproxima con estas predicciones las expectativas que puede tener un tomador de decisiones racional, dada la información que tiene disponible en un momento determinado del tiempo. En el caso de la demanda, dado su comportamiento estacional, se asume que esta depende de sí misma y, en menor medida, del precio de venta en el periodo anterior, así como de la época del año. Específicamente, el modelo utilizado es el siguiente:

$$q_{jt} = a_0 + a_1q_{jt-1} + a_2p_{jt-1} + \sum_{i=2}^{12} \delta_i D_{it-1} + a_3T_{t-1} + a_4T_{t-1}^2 + \epsilon_{jt}, \quad (12)$$

donde D_{it} corresponde a una variable que toma el valor 1 si el periodo t corresponde al mes $i \in \{2, \dots, 12\}$, y T_t corresponde al número de periodos que han transcurrido desde el primero del horizonte de estudio hasta el actual.

Figura 30: Demanda realizada versus predicción



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

280. Respecto del valor esperado de los costos, Borenstein y Shepard³⁰¹ imponen una estructura dinámica similar a la impuesta para modelar los precios minoristas. Esto es, los precios mayoristas toman un tiempo en ajustarse a cambios en el precio del insumo principal. Este ajuste contempla términos que modelan la dinámica de corto plazo, así como uno de corrección de error, que captura la tendencia de largo plazo que tiene el precio del insumo

³⁰¹ Ibid.

de retornar a su valor de equilibrio. Nosotros seguimos el mismo enfoque en la construcción del modelo predictivo para el costo de adquisición. La ecuación específica que utilizamos es:

$$c_{jt} = \sum_{k=1}^2 (b_k^+ \Delta c_{jt-k}^+ + b_k^- \Delta c_{jt-k}^-) + \sum_{k=1}^2 (h_k^+ \Delta w_{jt-k}^+ + h_k^- \Delta w_{jt-k}^-) + \phi_3 c_{jt-1} + \phi_4 w_{jt-1} + \sum_{i=2}^{12} \delta_i D_{it} + \epsilon_{jt}. \quad (13)$$

En este caso, como precio aguas arriba consideramos el precio internacional del petróleo, el que denotamos w_{jt} ³⁰².

281. Estimamos ambos modelos a nivel de mercados geográficos. En otras palabras, por cada mercado obtuvimos un conjunto particular de coeficientes. Usando estas estimaciones calculamos las predicciones de demanda y costo para cada mercado, las que luego incorporamos a nuestro set de datos como la demanda y costo esperados, respectivamente. Los modelos se ajustaron bastante bien a los datos, en todos los casos obteniendo un ajuste (medido a través de R^2 ajustado) superior al 80%. En la Figura 30, a modo ilustrativo, se grafican la demanda normalizada real y la que predijo el modelo correspondiente para una muestra de tres comunas seleccionadas de manera aleatoria.

Datos y estimación

282. En el presente análisis definimos como unidad de observación una comuna en un mes. Al igual que en el ejercicio realizado en la sección anterior, nos enfocamos en el sub canal de distribución en cilindros a través de sub distribuidores. Así, los datos que utilizamos corresponden a una extensión del set de datos utilizados en la sección anterior: un panel de 208 comunas y 108 meses, desde enero de 2012 hasta diciembre de 2020. A las variables de costo de adquisición y precio de venta, que originalmente estaban en este set de datos, agregamos la demanda normalizada, que calculamos con el volumen de ventas por comuna a los minoristas localizados en estas unidades geográficas.
283. En cuanto a la estimación de los modelos, todos fueron estimados con efectos fijos por comuna y periodo de tiempo. Además, tanto para el modelo MS como para MVEC, consideramos que la cantidad demandada actual y su valor esperado eran endógenos. En efecto, la cantidad demandada actual, dado que el margen depende del precio de venta y que la demanda es una función del mismo, es una variable endógena. Lo mismo ocurre con su valor esperado pues existe correlación entre ambas variables. A diferencia de Borenstein y Shepard³⁰³, en el contexto que analizamos no resulta directo que el costo de adquisición y su valor esperado deban ser tratados como variables endógenas. Esto se

³⁰² En estricto rigor, consideramos dos precios los precios del petróleo Brent y los del WTI, los que incluimos en el modelo predictivo tal como se incluye la variable w_{jt} .

³⁰³ Borenstein y Shepard, «Dynamic Pricing in Retail Gasoline Markets».

debe a que en nuestra estimación ocupamos efectos fijos por periodo y que el costo de adquisición a nivel de una comuna es simplemente el promedio ponderado por el volumen de ventas de los costos de adquisición nacionales de cada uno de los incumbentes. Así, si bien a nivel nacional puede que el costo de adquisición dependa en alguna medida de los precios de venta (dado que Gasmar podría haber afectado los mismos considerando los precios aguas abajo), esta endogeneidad quedaría capturada por los efectos fijos temporales. Por otro lado, podría observarse que dado que las participaciones de mercado se determinan en alguna medida por los márgenes y que éstas impactan los costos (por la forma en la que fueron calculados), estos últimos debiesen modelarse como variables endógenas.

284. Dadas estas consideraciones, estimamos ambos modelos con el método de variables instrumentales, contemplando que el costo y su valor esperado pueden o no ser endógenos. Como instrumentos excluidos para la cantidad demandada actual y su valor esperado consideramos el promedio mensual de la temperatura media diaria, a nivel de comuna, y las precipitaciones para la misma unidad geográfica. Por cada una de estas variables meteorológicas consideramos, adicionalmente, tres rezagos: desde el periodo $t - 1$ hasta el periodo $t - 3$. Ambas variables las construimos a partir de los datos públicamente disponibles en la página web de la Dirección Meteorológica de Chile³⁰⁴. Adicionalmente, también consideramos como instrumento excluido las series de tiempo del producto interno bruto regional que publica el Banco Central³⁰⁵. En cuanto a los instrumentos que usamos para el costo de adquisición y su valor esperado, consideramos 8 rezagos de la variable, desde el periodo $t - 5$ hasta el periodo $t - 12$. Dada la correlación serial que exhiben los costos, estos son instrumentos relevantes, pero es improbable que los mismos se afecten por los márgenes en t .
285. Adicionalmente, en todos los modelos controlamos por el costo de transporte. Consideramos que este no era capturado completamente por los efectos fijos a nivel de comuna pues el precio de los combustibles varía en el tiempo. Adicionalmente, la distancia que debe recorrer un kg de GLP para llegar a un mercado geográfico, incluso si no varía el costo de los combustibles, también no es estática. Esto pues los puntos en los cuales los mayoristas se abastecen de GLP también han variado en el tiempo³⁰⁶. En los modelos usamos un proxy del costo promedio de transporte para arribar a un mercado, que denotamos τ . El procedimiento de cálculo del mismo lo detallamos en la sub sección V.C.
286. Por último, en cuanto al número de rezagos que consideramos para los incrementos y decrementos de precios de venta y costos (parámetro n en la ecuación (11)), dados los ajustes que obtuvimos en la sub sección III.C.iii para las distintas especificaciones de dinámica de precios, en esta sección estimamos los modelos con dos rezagos.

³⁰⁴ Véase Dirección Meteorológica de Chile, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

³⁰⁵ «PIB Regional», Banco Central de Chile, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

³⁰⁶ Un ejemplo importante es la incorporación de Oxiqúim como punto de abastecimiento desde 2015.

Tabla 4: Resultados del test de equilibrio cooperativo

Variable Dependiente: Margen = Precio - Costo Adquisición				
	MS-MCO	MS-VI	MVEC-MCO	MVEC-VI
	(1)	(2)	(3)	(4)
q_{jt}	-6,601*** (1,128)	-14,824*** (4,062)	-5,989*** (1,117)	-17,291*** (4,345)
$E[q_{jt+1}]$	5,499*** (1,179)	12,569*** (4,593)	5,375*** (1,169)	16,490*** (4,988)
c_{jt}	-0,073* (0,043)	-0,478** (0,200)		
$E[c_{jt+1}]$	-0,02 (0,033)	-0,159 (0,164)	0,015 (0,033)	-0,148 (0,204)
Δc_{jt}	-0,949*** (0,032)	-0,677*** (0,067)		
m_{jt-1}	0,845*** (0,006)	0,821*** (0,007)		
Δc_{jt}^+			-1,000*** (0,055)	-0,983*** (0,296)
Δc_{jt-1}^+			0,013 (0,053)	0,002 (0,084)
Δc_{jt-2}^+			-0,198*** (0,056)	-0,227** (0,103)
Δc_{jt}^-			1,121*** (0,047)	1,067*** (0,310)
Δc_{jt-1}^-			-0,006 (0,042)	0,056 (0,076)
Δc_{jt-2}^-			-0,016 (0,031)	-0,006 (0,051)
Δp_{jt-1}^+			-0,205*** (0,021)	-0,205*** (0,019)
Δp_{jt-2}^+			-0,074*** (0,019)	-0,075*** (0,019)
Δp_{jt-1}^-			0,212*** (0,023)	0,219*** (0,021)
Δp_{jt-2}^-			0,072*** (0,020)	0,081*** (0,018)
p_{jt-1}			0,882*** (0,007)	0,874*** (0,006)
c_{jt-1}			-0,987*** (0,050)	-0,900*** (0,233)
$\log(\tau_{jt})$	0,163** (0,078)	0,206** (0,094)	0,147* (0,087)	0,188* (0,099)
Observaciones	22.048	19.964	21.840	19.964
R2 Ajustado	0,715	0,684	0,723	0,699

Nota:

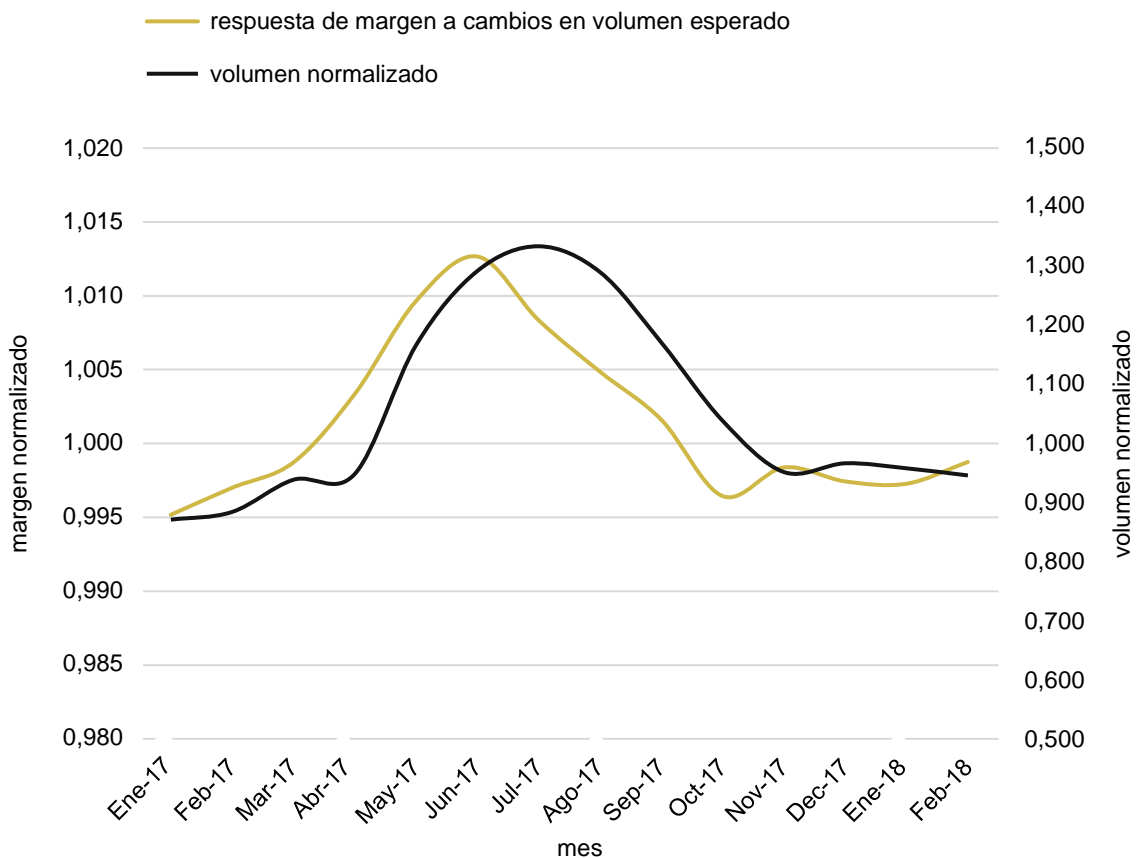
*p<0,1; **p<0,05; ***p<0,01

Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

Respuesta de márgenes a expectativas de demanda y costos

287. Los resultados del ejercicio que realizamos se muestran en la figura que sigue. En la primera columna se muestran las estimaciones obtenidas con la especificación MS, utilizando mínimos cuadrados ordinarios como procedimiento de estimación. La segunda columna contiene los coeficientes del mismo modelo estimados mediante variables instrumentales. Similarmente, las tercera y cuarta columnas contienen respectivamente las estimaciones para la especificación MVEC, utilizando mínimos cuadrados ordinarios y variables instrumentales. En el caso de los modelos que fueron estimados con variables instrumentales, sólo mostramos los resultados para los que consideran los costos como variables endógenas. Los resultados correspondientes a considerar exógeno el costo de adquisición son similares a nivel cualitativo (los coeficientes no cambian de signo, y tampoco varía la significancia estadística de los mismos); a nivel cuantitativo, los efectos relevantes (la respuesta de márgenes a variaciones en la expectativa de demanda y costo) son más pronunciados que los que mostramos en la figura que sigue. Los errores estándar que presentamos son robustos a la presencia de heterocedasticidad y autocorrelación.

Figura 31: Respuesta de margen ante fluctuaciones en el volumen esperado



Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por las empresas.

288. En todas las especificaciones, independientemente del procedimiento de estimación utilizado, obtenemos que, controlado por el nivel de demanda contemporáneo, los márgenes responden positivamente a variaciones positivas del volumen esperado y negativamente en caso contrario. Esto lo podemos ver gráficamente en la figura arriba. Ésta describe la respuesta del margen (normalizado con respecto a la media en nuestra venta de tiempo) a fluctuaciones en el volumen de ventas esperado en un año típico, y se contrasta con el volumen de ventas (normalizado) que fue efectivo en el mismo periodo de tiempo. Este gráfico se construye con nuestras estimaciones (específicamente, las del modelo MVEC-VI), por lo tanto, remueve el impacto en los márgenes del resto de las variables. Se observa que las fluctuaciones en los márgenes son consistentes con las predicciones de la teoría. Cuando el mercado espera que la demanda fluctúe al alza, los márgenes se relajan, ocurriendo lo contrario cuando se espera que la demanda decrezca. Es ilustrativo comparar, por ejemplo, lo que ocurre a mediados de abril y a mediados de octubre, donde el volumen demandado es similar. En estas fechas, sin embargo, los márgenes difieren significativamente, siendo mayor el margen en abril, cuando la demanda va al alza, que en octubre, cuando fluctúa a la baja. Este patrón que siguen los márgenes en los mercados estudiados, como observa Borenstein y Shepard (1996), es consistente con un equilibrio cooperativo, y difícilmente tenga explicaciones alternativas –cuestión descartada por los autores en el mismo trabajo.
289. En el caso de las expectativas de costos de adquisición, si bien los signos de los efectos se ajustan a lo que predice la teoría para regímenes de cooperación (salvo por el tercer modelo), los coeficientes no son estadísticamente significativos. Esto posiblemente se deba a que la mayor parte de la variación en los costos es capturada por los efectos fijos por periodo de tiempo, y la variación transversal remanente no es lo suficientemente pronunciada para capturar un efecto de manera más precisa. Plausiblemente, el resultado también guarde relación con el hecho que los costos no presentan un patrón tan regular como el que observamos para la demanda.

Recapitulando

290. La teoría de super juegos de colusión tácita predice que los márgenes que puede sostener un acuerdo entre competidores crecen si los agentes esperan condiciones futuras favorables, y decrecen ante la expectativa de un mercado menos atractivo en relación al actual. Una aplicación al segmento mayorista del GLP del test propuesto por Borenstein y Shepard, basado en la teoría de super juegos de colusión tácita, arroja que la dinámica de los márgenes que se observa en los datos es consistente con un equilibrio cooperativo, e inconsistente con modelos de competencia, ya sean estáticos o dinámicos. Esta evidencia junto con la que se reunió en secciones previas en su conjunto sugiere que en el segmento mayorista del GLP la competencia es débil y que los riesgos de que haya existido o emerja una conducta coordinada son altos, sugiriendo la aplicación de una política pública que busque reducir los riesgos identificados a partir del análisis.

v. Conclusiones

291. La baja intensidad competitiva del mercado del GLP en Chile posiblemente tiene un efecto negativo relevante en el precio de comercialización del combustible en nuestro país. Para dimensionar este efecto, se utilizó el hecho que los distribuidores mayoristas de GLP no hayan traspasado totalmente a los precios de venta del GLP a nivel local la disminución de costos producto de la baja en el precio del combustible a nivel internacional, que tuvo lugar a finales de 2014.
292. Para tales efectos, tomamos los márgenes promedio en pesos de las distribuidoras mayoristas de GLP en el último periodo observado (o régimen de precios), que básicamente considera el año 2020, y los comparamos con los márgenes que se observan entre el año 2012 y 2014. Pudimos observar que los márgenes de las distribuidoras mayoristas de GLP hoy en día son sistemáticamente superiores a los márgenes a finales del año 2014. En efecto, y dependiendo del sub-canal de distribución, esta diferencia de márgenes, que no fue traspasada al precio del GLP fluctúa entre \$136 y \$272 por kilogramo para el caso del GLP envasado, mientras que para el GLP granel fluctúa entre \$80 y \$106 por kilogramo.
293. Esta diferencia de márgenes se traduce para los distribuidores mayoristas de GLP en un ingreso adicional que asciende anualmente a aproximadamente USD \$261 millones.
294. Ello representa el ingreso adicional de los distribuidores mayoristas de GLP producto del aumento de márgenes que se hace posible al menos en parte a la baja dinámica competitiva del mercado del GLP en Chile. Este dato no representa necesariamente el impacto negativo en el precio de los cilindros de GLP para los consumidores finales, ya que una parte de ese margen adicional de los distribuidores mayoristas de GLP es absorbido por los distribuidores minoristas de GLP. No nos es posible realizar un cálculo totalmente exacto del impacto en precios para los consumidores finales, puesto que no contamos con los datos de precio de venta a público de los aproximadamente 5.600 distribuidores minoristas que participaron en este mercado a nivel nacional, en nuestra ventana de estudio. Sin embargo, como aproximación muy certera, calculamos el impacto considerando el margen adicional del canal directo (\$136 pesos por kilogramo de GLP), que es el canal en que el margen adicional es el más bajo, y se multiplicó por el total de cilindros vendidos anualmente por los tres distribuidores mayoristas del GLP. A esto se agregaron los márgenes del canal granel, en el cual todas las ventas son directas.
295. Este ejercicio dio como resultado que, producto de la baja intensidad competitiva del mercado del GLP en Chile, el impacto en los consumidores finales asciende en forma anual a aproximadamente USD \$181 millones, lo que equivale a un 15% del valor de venta al público de cada cilindro de GLP.

C. Relaciones verticales en la distribución de GLP envasado

296. A la luz de lo que observamos en la sección precedente, nos abocamos en el presente apartado a estudiar un factor distintivo del segmento de distribución mayorista de GLP, que potencialmente facilita el observado equilibrio de baja intensidad competitiva. Este corresponde al nivel de integración entre mayoristas y minoristas participando en la distribución del GLP. Resulta importante estudiar esta característica pues, de las condiciones estructurales que distinguen este segmento, esta es una que podría modificarse mediante política pública.
297. En el presente análisis de las restricciones verticales, primero, documentamos la relevancia de las mismas. Esto lo hacemos en dos niveles: analizamos los contratos que pactan mayoristas y minoristas y, luego, usando los datos aportados por los mayoristas, estudiamos la estabilidad de las relaciones en el tiempo. En segundo lugar, exploramos las implicancias para la competencia de estas relaciones, poniendo especial énfasis en su efecto en la estabilidad de un equilibrio de baja intensidad competitiva.
298. En cuanto a la relevancia de las relaciones verticales en el segmento, constatamos que estas son efectivamente relevantes. A nivel contractual, observamos que prácticamente todos los contratos tienen cláusulas de exclusividad con cláusulas de salida relativamente inflexibles. Por otro lado, los datos muestran que los minoristas se relacionan de manera exclusiva con los mayoristas, y estas relaciones se mantienen estables en el tiempo, existiendo un porcentaje inferior a 2% de minoristas que cambiaron su proveedor mayorista en la ventana de tiempo que analizamos (entre 2012 y 2020). Por último, en cuanto a los posibles efectos de las relaciones, estimamos probable que estas suavicen la competencia entre mayoristas y, más importante, que contribuyan a la estabilidad del equilibrio de baja intensidad competitiva que se observa en el mercado. Así, el presente análisis ilumina una alternativa de política pública que permitiría fortalecer la competencia que se observa en el segmento de distribución del GLP.

i. Relevancia de las relaciones verticales

Realidad contractual

299. En primer lugar, para determinar la forma en que operan las relaciones verticales entre minoristas y mayoristas, analizamos los contratos pactados entre estos actores. En concreto, estos contratos corresponden a aquellos vigentes el año 2020 en la Región de Los Lagos. Se eligió esta región por los siguientes factores: (i) es una Región de mediana densidad demográfica, lo que facilita el análisis de la totalidad de los contratos vigentes en esta; (ii) el gas es usado común y extensamente a nivel residencial, para, por ejemplo, calefacción, cocina o aseo personal; y (iii) la demanda de los consumidores residencial es presumiblemente alta durante la mitad del año correspondiente a las estaciones de otoño

e invierno, dadas las bajas temperaturas. Sin embargo, las empresas confirmaron en tomas de declaración que la mayor parte de sus contratos son estandarizados a nivel nacional³⁰⁷.

300. De un total de 185 contratos vigentes en la Región de Los Lagos, el contrato de mayor antigüedad corresponde a un contrato suscrito en 1983, y el más reciente a uno de la suscrito el mes de septiembre de 2020.
301. En la totalidad de los contratos, los distribuidores mayoristas de GLP entregan los cilindros en comodato a los distribuidores minoristas. Asimismo, se establece que, desde el momento de la entrega de los cilindros, se hace responsable al minorista de todos los riesgos, daños o costos en que se incurra, directa o indirectamente, por el almacenamiento o venta de los consumidores.
302. Esta responsabilidad es más o menos extensa dependiendo de la empresa, y existe una variación de dicha extensión entre los contratos de una misma compañía. Por una parte, dos empresas establecen en todos, y la mayoría de sus contratos respectivamente, que la responsabilidad recae sobre todos los riesgos y gastos que se deriven del almacenamiento y venta de los cilindros de GLP. Luego, una tercera compañía -y algunos contratos de una de las anteriores-, agrega a la responsabilidad que se derivará para el distribuidor minorista directa o indirectamente de su acción, que se libera a la empresa de toda responsabilidad por daños propios o sufridos por terceros, o daños y perjuicios provenientes de la operación del distribuidor, o bien por la infracción de normas de seguridad o sectoriales. Adicionalmente, esta tercera empresa establece que el distribuidor, para responder de su eventual responsabilidad por daños o perjuicios derivados de su acción, debe contratar un seguro, para así mantenerla indemne de toda responsabilidad originada en su local de comercialización, y de cualquier perjuicio que se le derive de la infracción por parte del distribuidor de normas laborales, tributarias, o municipales.
303. Por otra parte, la duración de los contratos de distribución difiere entre las empresas. La minoría de los contratos tiene duraciones en años fijos con posibilidad de no renovar el contrato dando aviso con un plazo de antelación (30, 60 o 180 días por ejemplo), mientras la mayoría tiene duración indefinida con un plazo más acotado (30 días) para poner término al contrato.
304. Sin perjuicio de lo anterior, seguramente las condiciones más relevantes dicen relación con que las tres empresas distribuidoras mayoristas de GLP mantienen acuerdos de exclusividad con la inmensa mayoría de los distribuidores minoristas³⁰⁸. Correlativamente,

³⁰⁷ Tomas de declaración realizadas el día 27 de septiembre de 2021.

³⁰⁸ De los 185 contratos analizados solamente 8 no establecen un deber de exclusividad para el distribuidor minorista, siendo todos ellos previos al año 2000.

establecen como causal de terminación unilateral y anticipada -y en algunos casos *ipso facto*- del contrato de distribución de GLP que los minoristas comercialicen otra marca de GLP, o lo adquieran a otro distribuidor mayorista que el acreedor del derecho de exclusividad. También identificamos un número menor (alrededor del 5% de los contratos) en que se establecen multas por infringir la exclusividad. Por otra parte, en ningún contrato fue posible identificar una contraprestación clara por la exclusividad.

305. En toma de declaración³⁰⁹ se preguntó a las tres empresas por la justificación de la extensa inclusión de cláusulas de exclusividad en sus contratos, a lo que ninguna dio una justificación satisfactoria en opinión de esta Fiscalía. Una compañía indicó que la exclusividad no se aplica en la práctica, y que su estipulación se justifica por la antigüedad de la cláusula y el carácter estandarizado de los contratos a lo largo de los años. Por otra parte, dos empresas indicaron que estas cláusulas se establecen por las exigencias de seguridad en la comercialización de cilindros de GLP, al ser la empresa siempre responsable por el cilindro ante el consumidor final, así como por el prestigio de la marca, dadas las inversiones que se hacen en incentivos o capacitación a los distribuidores minoristas.
306. Sin embargo, solo una de estas compañías dijo monitorear el cumplimiento de los estándares de seguridad y de calidad de servicio por parte de sus distribuidores, con 20 o 30 inspecciones aleatorias a los locales de éstos, visitas de prevencionistas de riesgo, así como encuestas a consumidores. La otra empresa que justificó la exclusividad en estos aspectos declaró no fiscalizar el cumplimiento de las medidas de seguridad y no tuvo certeza al momento de esta declaración de si existía monitoreo del cumplimiento de los estándares de calidad³¹⁰. Luego, ninguna de las dos empresas declaró establecer sanciones o consecuencias ante la infracción de los estándares establecidos en materia de seguridad y de calidad de servicio por parte de los distribuidores minoristas.
307. Por otra parte, esta situación pugna con las antedichas cláusulas en que se atribuye la responsabilidad al distribuidor minorista de todos los riesgos, daños o costos en que se incurra, directa o indirectamente, por el almacenamiento o venta de estos a los consumidores, considerando además que la empresa que declaró monitorear el

³⁰⁹ Tomas de declaración realizadas el día 27 de septiembre de 2021.

³¹⁰ Esta empresa aportó documentación referente a (i) inversiones realizadas en capacitaciones a los distribuidores minoristas en seguridad y calidad de servicio, medidas de higiene en el marco de la pandemia de COVID-19 y mejoramiento de la calidad de servicio, así como (ii) medidas de control de cumplimiento por parte de los minoristas de estándares de calidad de servicio y medidas de higiene por parte de sus principalmente, mediante encuestas telefónicas y el método de cliente incógnito. Sin embargo, estos documentos no dan cuenta de sanciones o consecuencias asociadas a la infracción de dichos estándares.

cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad establece en casi un tercio de sus contratos cláusulas en que esta responsabilidad es de gran extensión.

308. Fuera de lo anterior, el análisis de los contratos permite identificar un número también reducido de ellos (alrededor de un 10%) que establecen sectores precisos de operación, estipulándose como causal de terminación anticipada del contrato la inobservancia por parte del distribuidor minorista de su sector³¹¹. Al respecto, no se dio una justificación satisfactoria en opinión de esta Fiscalía a la implementación de sectores de operación, indicando que éstos se establecieron para asegurar una cobertura mínima necesaria en zonas con baja presencia comercial de la empresa, y así asegurar la presencia de sus distribuidores minoristas, presencia de imagen de marca y calidad de servicio en esas zonas³¹². Una empresa de hecho establece contractualmente que los camiones que utilice el operador deben contar con equipos de monitoreo satelital instalados y pagados por la empresa, para la fiscalización del cumplimiento de los despachos y de los sectores de operación, debiendo el distribuidor pagar el costo mensual de monitoreo satelital (un contrato que no establece zona geográfica ni precios máximos establece igualmente la posibilidad de captar fotos y videos, así como la interceptación y grabación de llamados telefónicos del distribuidor). En toma de declaración, esta compañía indicó que esta cláusula no tiene ni ha tenido aplicación en la práctica³¹³.
309. También otro grupo minoritario pero relevante de contratos (alrededor de 8%) establecen precios máximos de reventa, y se estipula como causal de terminación *ipso facto* del contrato de distribución la venta de cilindros a los clientes finales a precios superiores que el preestablecido³¹⁴. De forma similar -pero no idéntica-, otros contratos establecen una libertad de precios relativa, puesto que la sujetan a que dicha libertad se ejerza observando los precios del mercado, de modo de mantener una posición competitiva.
310. Respecto de beneficios pecuniarios ofrecidos a los minoristas, en varios contratos se establecen pagos a diferentes títulos a los distribuidores minoristas, entre los cuales están: el pago de una tarifa de administración fija, una variable por cumplimiento de metas, bonos de venta por kilos, bonos de bienvenida, incentivos por volumen de ventas, digitalización, entre otros. Por su parte, otro número considerable de contratos mencionan que los distribuidores minoristas gozarán de beneficios, sin indicar a qué beneficios corresponden

³¹¹ Estos contratos corresponden a una figura de distribuidor minorista de esta empresa que opera dentro de un sector geográfico prefijado, y se encuentra sujeto a precios máximos de venta a consumidores finales. Estos sectores corresponden en los casos estudiados por regla general a la comuna del distribuidor minorista.

³¹² Toma de declaración realizada el día 27 de septiembre.

³¹³ Toma de declaración realizada el día 27 de septiembre.

³¹⁴ Dentro de los antecedentes aportados por esta empresa no existen los documentos en que expresamente se fije dicho precio.

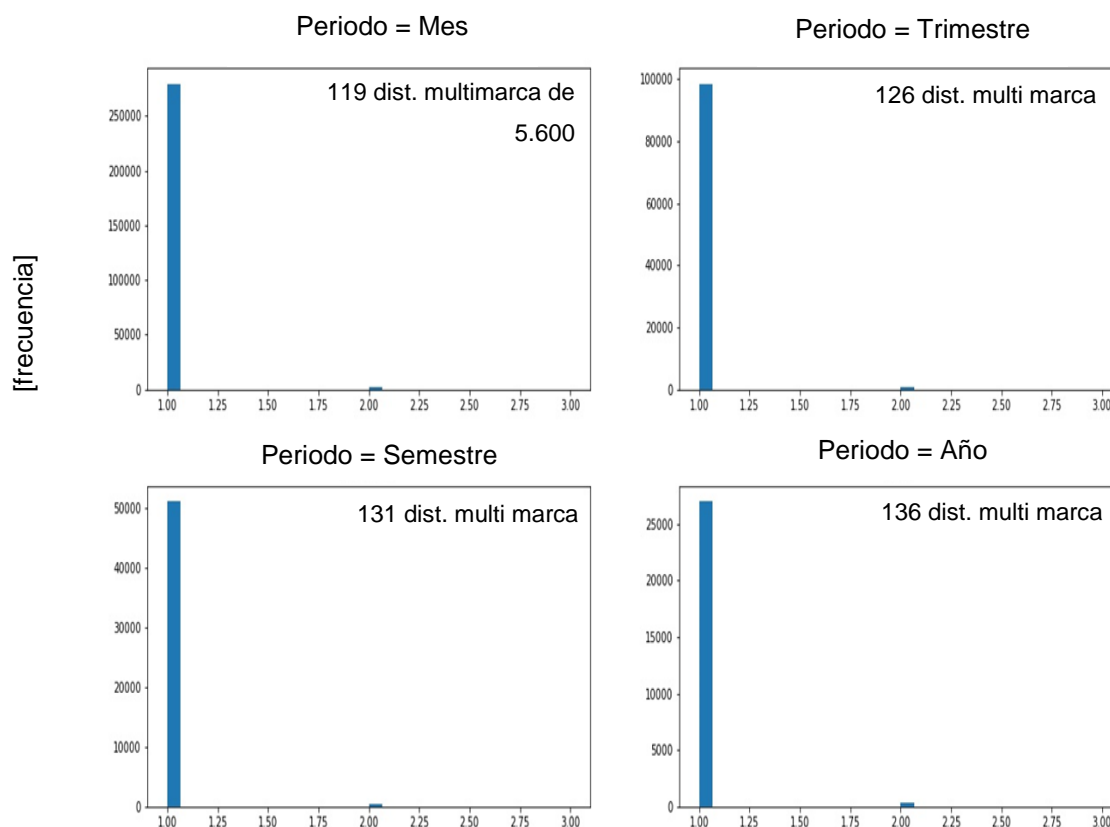
concretamente. La empresa responsable de estos contratos indicó que estos beneficios no se encuentran estandarizados a nivel central, y que se informan a los minoristas por los ejecutivos de venta de cada zona³¹⁵.

Rigidez de las relaciones verticales (integración de facto)

311. Cómo se anticipaba, es relevante dilucidar qué tan rígidas son las restricciones verticales entre los distribuidores mayoristas y minoristas en este mercado, puesto que una situación de alta rigidez que facilite la disminución de la competencia inter-marca podría ayudar al equilibrio de baja intensidad competitiva que se explicó en la Sección III. C.
312. Para explorar la magnitud de las restricciones verticales se analizan dos aspectos que podrían ser indicios de la rigidez antes referida. Primero, se estudia el número y magnitud de los distribuidores minoristas multimarca, puesto que si existe un número relevante de ellos o un volumen alto que se comercializa por ellos, existirían razones para sostener que existe una robusta competencia inter-marca a nivel de distribución minorista.
313. Cómo puede apreciarse en la Figura 32, el número de distribuidores multimarca es muy marginal. Independientemente de la ventana de tiempo que se tome para considerar a un distribuidor como multimarca (mes, trimestre, semestre, o año), el número es muy bajo, no superando el 2,5% del total de distribuidores. Lo anterior por lo demás debe considerarse como una cota superior, toda vez que para contar a un distribuidor como multimarca solo se consideró si durante una de las ventanas de tiempo compró a más de un distribuidor, aun cuando dicha compra hubiera sido esporádica o marginal dentro del volumen total del distribuidor minorista.

³¹⁵ Toma de declaración realizada el día 27 de septiembre.

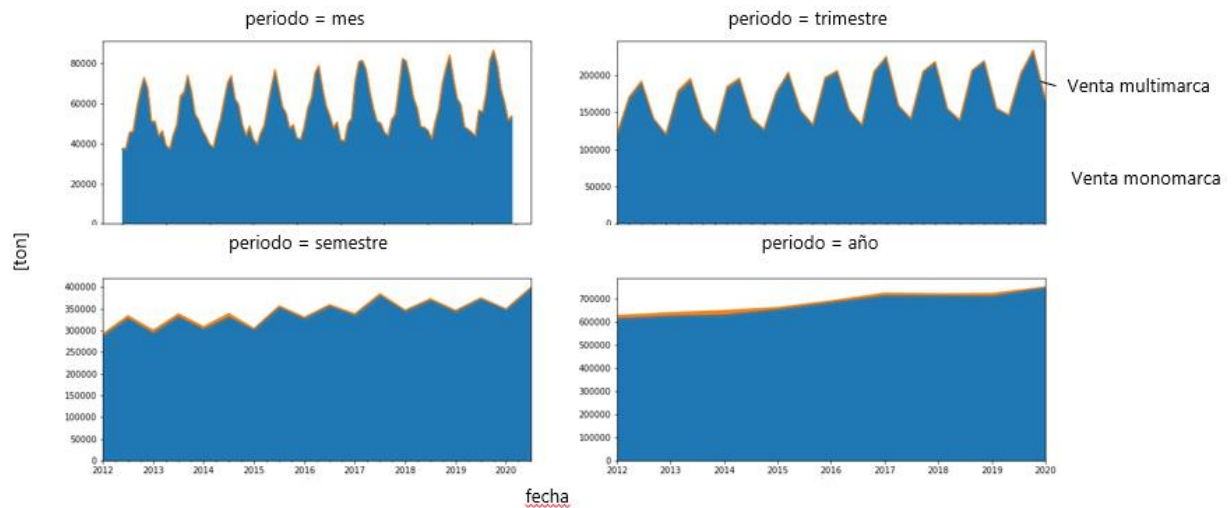
Figura 32: Número de mayoristas distintos a los que compra un minorista en un periodo



Fuente: Información obtenida de datos aportados por distribuidores mayoristas.

314. El hecho de que los distribuidores multimarca sean pocos no necesariamente significa que los volúmenes que comercializan sean bajos. Teóricamente, aunque fueran pocos, los distribuidores multimarca podrían ser responsables de distribuir un volumen muy relevante de GLP. Para evaluar esto, se grafican las ventas de los distribuidores según su tipo (mono o multimarca) en la siguiente figura..

Figura 33: Importancia de segmento multimarca en términos del volumen de ventas



Fuente: Información obtenida de datos aportados por distribuidores mayoristas.

315. Los resultados de este ejercicio confirman que los volúmenes transados por los distribuidores multimarca son marginales en relación a lo que venden los distribuidores monomarca, nuevamente independiente del intervalo de tiempo que se considere para catalogar a un distribuidor como multimarca. Por tanto, vemos que los distribuidores multimarca son pocos y venden una proporción muy menor del GLP envasado que se transa en el mercado.
316. En segundo lugar, analizamos el número de distribuidores minoristas que cambian el distribuidor mayorista exclusivo con el cual trabajan. El propósito de este ejercicio es ver la rotación de los distribuidores minoristas ya que, dependiendo del nivel de esto último, podremos inferir el nivel de competencia inter-marca. Los resultados se muestran en la Tabla 5. En caso de encontrar una alta rotación de estos, tendríamos evidencia de una competencia inter-marca más robusta.

Tabla 5: Distribución del número de meses que un minorista se mantiene sin cambiarse de proveedor mayorista (2012-2020)

Nº Mínimo de meses entre cambios	Nº Cambios	Nº Distribuidores (universo 5600)	Media [meses]	Mediana [meses]
1	124	96	30	21,5
2	113	96	33	28
3	104	94	35,6	32

Fuente: Información obtenida de datos aportados por distribuidores mayoristas.

317. En efecto, los resultados muestran que menos de un 2% de los distribuidores minoristas se cambió de distribuidor mayorista. Estos cambios, a su vez, ocurrieron en promedio cada

30-36 meses, lo que nos confirma la rigidez presente en este mercado y la poca competencia inter-marca que existe en este.

318. En consecuencia, podemos afirmar que las restricciones verticales entre distribuidores mayoristas y minoristas son, valga la redundancia, altamente restrictivas para estos últimos, lo que se refleja en el bajo número de minoristas multimarca que operan en este segmento y en la poca rotación que existe de proveedores mayoristas, lo produce un nivel significativamente bajo de competencia inter-marca.

ii. Implicancias de las relaciones verticales

319. Existen argumentos a favor y en contra de relaciones verticales como las que observamos en el segmento de distribución del GLP – en las que se establece exclusividad. En este apartado examinamos los argumentos que ha formulado la literatura económica, distinguiendo entre aquellos que se refieren a las implicancias para un régimen de competencia y aquellos que establecen efectos para la estabilidad de un equilibrio cooperativo.

Implicancias para la competencia

320. Lafontaine y Slade³¹⁶ distinguen cuatro argumentos pro y el mismo número anti competencia. En el primer grupo se encuentra la eliminación del problema de doble marginalización (o de monopolios sucesivos), la eliminación de externalidades horizontales entre marcas, la provisión de incentivos suficientes para que los minoristas inviertan, y posibilitar una discriminación por precios. Por otra parte, dentro del segundo grupo incluyen que las relaciones de exclusividad vertical posibilitarían la formación de carteles o monopolios aguas abajo, la delegación estratégica de precios, el cierre de mercado o la elevación de costos de rivales y, por último, la monopolización de mercados de productos complementarios. Revisamos a continuación qué tan aplicables son estos argumentos a la realidad del segmento de distribución mayorista del GLP.

Argumentos pro competencia

321. El primero de los argumentos pro competencia establece que la exclusividad (o la integración vertical mediante un contrato) permite resolver la ineficiencia que genera la doble marginalización de empresas con poder de mercado que se suceden en una cadena de suministro. En este caso los precios de equilibrio son mayores y las cantidades producidas menores que en un contrafactual donde las empresas se integran verticalmente. Este es un argumento que sí es aplicable al segmento de distribución del GLP. En efecto, como observamos en nuestra revisión de contratos, existen algunos donde se estipulan límites de precios máximos o se recomienda que los precios minoristas cobrados sean competitivos. Más importante aún es el hecho que sea una práctica de la industria el otorgar incentivos a los minoristas por cumplimiento de metas de venta. Esto indica que los mayoristas, efectivamente, hacen esfuerzos por aumentar el nivel de ventas de la estructura vertical.
322. Aunque este argumento es frecuentemente usado para justificar integraciones verticales, investigadores han observado que la eliminación de la doble marginalización no en todos

³¹⁶ Francine Lafontaine y Margaret Slade, «Exclusive Contracts and Vertical Restraints: Empirical Evidence and Public Policy», en *Handbook of Antitrust and Economics*, ed. por Paolo Buccirossi (Londres: MIT Press, 2008): 391 – 414.

los casos resultará en mejoras en el bienestar de los consumidores³¹⁷. Para el caso del segmento mayorista del GLP, son relevantes los trabajos que describe Perry³¹⁸, que consideran que en el segmento mayorista existe competencia oligopólica, en el minorista competencia monopolística (o de productos diferenciados), y la entrada de distribuidores en este último segmento es endógena. Perry³¹⁹ observa que, en estos contextos, el beneficio de una integración vertical para los consumidores dependerá del balance entre el beneficio que significa la reducción de los márgenes sucesivos versus el perjuicio que podría implicar una disminución de la diversidad en la oferta minorista. Así, desde una perspectiva teórica, no resulta directo afirmar que en el segmento mayorista del GLP las restricciones verticales sean beneficiosas debido a que resuelven el fenómeno de doble marginalización. Plausiblemente, esta reducción de márgenes sucesivos vendrá aparejada de una pérdida de bienestar producto de una oferta menos diversa en términos de los locales minoristas que sirven a los consumidores finales.

323. El segundo argumento pro competencia establece que las relaciones de exclusividad podrían restaurar los incentivos que tienen los mayoristas a proveer niveles adecuados de servicio. En ausencia de estas, un minorista que fuese remunerado por un mayorista para proveer un determinado nivel de servicio (por ejemplo, un tiempo máximo de entrega) podría tener incentivos a ofrecer cilindros de mayoristas competidores (por tener márgenes más atractivos, por ejemplo). Estos, a su vez, se beneficiarían del nivel de servicio del minorista que fue financiado por un competidor. En otras palabras, el gasto en calidad de servicio de un mayorista genera una externalidad positiva para su competencia. Por tanto, de no existir relaciones de exclusividad entre mayoristas y minoristas, los primeros gastarían sub óptimamente en incentivar calidad.
324. Este argumento es aplicable a la relación entre mayoristas y minoristas en la distribución del GLP. En efecto, como describimos la subsección D.i., en toma de declaración, dos

³¹⁷ Por ejemplo, Salinger (1991), en un ejercicio teórico, nota que cuando la empresa aguas arriba producen múltiples productos en mercados contiguos y se integra en solo un sub conjunto de estos, los precios finales podrían aumentar. Esto ocurriría si los productos donde existe integración vertical (para los se ha eliminado el problema de doble marginalización) se vuelven más rentables. En este caso el productor tendría incentivos a desviar demanda de sus otros productos hacia los integrados, haciendo que los precios de los primeros aumenten, lo que a su vez podría producir un alza en los precios de los productos integrados. Luco y Marshall (2020) documenta este fenómeno en un estudio empírico en el mercado de las bebidas gaseosas en estados unidos. Kwoka y Slade (2020) provee ejemplos adicionales. Véase Michael Salinger, «Vertical Mergers in Multi-Product Industries and Edgeworth's Paradox of Taxation», *The Journal of Industrial Economics*, 39(5) (1991): 545–556, disponible [aquí](#); Fernando Luco y Guillermo Marshall, «The Competitive Impact of Vertical Integration by Multiproduct Firms», *American Economic Review*, vol. 110 n°7 (2020): 2041-2064, disponible [aquí](#); y John Kwoka y Margaret Slade, «Second Thoughts on Double Marginalization», *Antitrust* vol. 34 n°2 (2020): 51.

³¹⁸ Martin Perry, «Chapter 4 Vertical integration: Determinants and effects», en *Handbook of Industrial Organization*, vol. 1 (1989): 183-255. Disponible [aquí](#).

³¹⁹ *Ibid.*

mayoristas afirmaron que el motivo por el cual sostenían acuerdos de exclusividad era para asegurar un buen nivel de servicio a nivel minorista (concretamente, en términos de seguridad e imagen de marca). Según observamos en el párrafo precedente, esta justificación tiene mérito. Sin embargo, como notan Lafontaine y Slade³²⁰, al ponderar esta justificación también debemos considerar la presencia de otra externalidad horizontal, esta vez entre minoristas, que emerge producto de la relación de exclusividad. Esta se produce al ser el minorista el que incurre el costo de proveer una mejora en el nivel de servicio (sea o no incentivado por un mayorista), y no internalizar completamente el beneficio de este esfuerzo cuando es parte de una estructura vertical. Lo anterior, pues los consumidores finales podrían generar una relación de fidelidad con la marca, no con el minorista, comprando de otros locales que distribuyan cilindros de la misma cadena. Esta externalidad horizontal reduce los incentivos que tiene el minorista para esforzarse en proveer un buen nivel de servicio cuando está verticalmente integrado. Por esto, no resulta evidente que, en términos de calidad de servicio, la exclusividad entre mayoristas y minoristas resulte en una mejora neta, sobre todo si se considera el alto costo de su monitoreo, habiendo más de 700 distribuidores minoristas activos en un año por mayorista. Si bien la integración vertical lograría restaurar los incentivos de los mayoristas a gastar en calidad de servicio, al mismo tiempo hace que su provisión sea más costosa. Es por esto que el equilibrio que emerge cuando hay exclusividad podría incluso ser inferior a aquel en el cual la calidad de servicio es la resultante de los esfuerzos competitivos que realizan minoristas independientes.

325. Los argumentos tercero y cuarto no resultan tan relevantes en este segmento. Por un lado, el tercero establece que, en ausencia de restricciones verticales, los minoristas tendrían menos incentivos a invertir en instalaciones para proveer un mejor nivel de servicio. Esto es debido a que podrían enfrentar una fuerte competencia intra marca. Una restricción de exclusividad territorial podría restablecer estos incentivos, permitiendo una inversión por parte de los distribuidores minoristas, lo que podría resultar en incrementos en el bienestar. En el caso particular del GLP, tales inversiones (por ejemplo, en mejorar el aspecto de los locales de distribución o de los camiones de repartición) no resultan tan relevantes en comparación con otras dimensiones de calidad como los tiempos de despacho –cuestión que ha sido observada por los incumbentes. Además, no vemos en los datos que existan divisiones territoriales³²¹ u otras restricciones que suavicen la competencia intra marca. Por lo anterior, no vemos como relevante la ausencia del incentivo ni tampoco la presencia de alguna restricción vertical que lo restaure. Así, concluimos que esta implicancia favorable de la integración no resulta directamente aplicable al segmento de distribución del GLP.
326. Por último, el cuarto argumento pro competencia establece que las restricciones de exclusividad podrían hacer factible discriminar en precios. Lafontaine y Slade observan que las implicancias de las restricciones verticales en este contexto son ambiguas, como lo son

³²⁰ Lafontaine y Slade, «Exclusive Contracts and Vertical Restraints: Empirical Evidence and Public Policy».

³²¹ Una inspección visual de una muestra aleatoria estratificada de un grupo comunas donde los mayoristas tienen presencia, no reveló ningún tipo de división territorial al interior de ninguna de estas.

las implicancias de la discriminación en precios. Así, este cuarto argumento no resulta tan informativo para el presente análisis, más aún, cuando no contamos con antecedentes que nos permitan afirmar que exista discriminación de precios en este segmento del mercado del GLP.

Argumentos anti competencia

327. Dentro de los argumentos anti competencia que distinguen Lafontaine y Slade, existen dos que no aplican directamente al caso de la distribución mayorista del GLP. El primero de este grupo establece que ciertas restricciones verticales permiten que los competidores aguas abajo puedan monopolizar territorios o sostener de manera más fácil un cartel. Restricciones que permitirían concretar tales resultados serían restricciones de territorios exclusivos o de precios mínimos. En cuanto a las primeras, como notamos antes, en los datos no observamos que esta sea una práctica muy difundida en la industria. Por otro lado, en cuando a las segundas, no contamos con antecedentes que nos permitan afirmar que los mayoristas exijan precios mínimos a los minoristas; además, como observan Lafontaine y Slade, no resulta claro cómo tal imposición resultaría beneficiosa para un mayorista que la requiriese.
328. El segundo argumento anti competitivo que estimamos no aplica al segmento de distribución de GLP dice que la integración vertical permitiría a los distribuidores mayoristas generar poder monopólico en mercados secundarios (o “aftermarkets”, siguiendo la nomenclatura que utiliza la literatura económica). Un ejemplo de una integración vertical donde estos efectos son esperables es cuando un productor se integra con un proveedor de mantenciones y reparaciones. En este caso, la integración le permitiría a la estructura vertical extraer rentas monopólicas ex post en el mercado de mantenciones y reparaciones, dado que el consumidor solo tendría una alternativa para reparar el producto adquirido. No vemos que este fenómeno sea relevante en la distribución de del GLP. No existe en este caso un mercado secundario que pueda ser monopolizado ex post mediante la integración entre mayoristas y minoristas.
329. En cuanto a los otros dos argumentos que sí estimamos resultan relevantes en el presente mercado, el primero guarda relación con los efectos que tiene la delegación de las decisiones de precio al eslabón minorista del GLP, en conjunto con asegurar algún grado de poder de mercado a los minoristas. Rey observa que esta delegación más el establecimiento de territorios exclusivos podría servir como un instrumento para permitir a los mayoristas señalar un compromiso a competir menos agresivamente en precios³²². Esto resultaría en una competencia entre marcas que sería suavizada respecto de un escenario donde no están integradas o donde están integradas pero los minoristas no tienen poder de mercado. Si bien en el segmento de distribución de GLP no observamos

³²² Patrick Rey «The Economics of Vertical Restraints», en *Economics for an imperfect world: Essays in honor of Joseph E. Stiglitz* (MIT Press: 2003), 254-257.

que restricciones de territorios exclusivos sean prevalentes (aunque un sub conjunto de los contratos revisados sí establecía cláusulas de este tipo), sí resulta plausible que se confiera poder de mercado a minoristas limitando el número que se desenvuelve en el segmento. Consistente con esto es el hecho que, en la última década, a nivel de la industria, la variación anual del volumen vendido por cada minorista sea positiva y aproximadamente igual a 4%³²³. Esta variación se explica medularmente por una reducción sistemática en el número de minoristas activos por mayorista, que en promedio ha decrecido en un 4% por año, mientras que el volumen de ventas anuales se ha mantenido prácticamente constante, aumentado anualmente en promedio 0,33%. Al mismo tiempo, observamos que el hecho que los mayoristas paguen comisiones por cumplimiento de metas le resta plausibilidad a este argumento. Esto por cuanto el minorista no decide libremente la cantidad a vender y, por consiguiente, el precio a cobrar.

330. Por último, el segundo argumento anti competencia, que estimamos sí aplica al presente segmento de la industria, se relaciona con los riesgos de cierre de mercado para mayoristas desafiantes. En términos simples, este argumento establece que los acuerdos de exclusividad entre mayoristas y minoristas podrían ser un instrumento útil para cerrar el mercado a un desafiante, si a nivel de la distribución minorista hubiese escasez de operadores competentes, o escasez de lugares atractivos para la distribución al por menor. Básicamente, los acuerdos de exclusividad lograrían subir el costo de entrada a rivales por la vía de que se viesan obligados a desarrollar sus propias redes de distribución para poder acceder a los consumidores finales³²⁴. Es razonable considerar que los acuerdos de exclusividad tengan un efecto como el descrito en el segmento de distribución de GLP, toda vez que no ha habido una entrada importante en la última década, los acuerdos de exclusividad son relevantes en el segmento, tanto a nivel contractual como de facto, y, por cierto, existe un número limitado de locaciones atractivas para la venta al por menor.

Efectos en la estabilidad de un equilibrio cooperativo

331. En lo que sigue evaluamos las implicancias de los acuerdos de exclusividad en los riesgos de coordinación entre mayoristas. Si bien, existen argumentos anti competencia que señalan que ciertas restricciones verticales podrían facilitar la coordinación de minoristas

³²³ Esto es, cada minorista vende, en promedio, un 4% más que lo que vendió en el periodo anterior.

³²⁴ Rey (2003) observa que este argumento no ha estado exento de críticas, siendo la más notable aquella postulada por la escuela de Chicago, la que plantea que un minorista siempre podrá decidir no involucrarse en una relación exclusiva de existir una alternativa de suministro más conveniente. Por tanto, si lo hace, es porque el acuerdo genera eficiencias que no existen fuera del mismo. Sin embargo, esta crítica ha recibido importantes contra argumentos. Aghion y Bolton (1987), por ejemplo, muestran que un acuerdo que estipule penalidades en caso de que la exclusividad se quebrante, aumenta los costos que debe hundir un potencial entrante. Rasmusen et al. (1991) y Segal y Whinston (2000), por su parte, muestran que cuando un entrante necesita distribuir a través de más de un minorista para cubrir sus costos fijos, explotando la falta de coordinación entre minoristas, el incumbente puede inducir la exclusividad de cada minorista, provisto que haya otros minoristas que se encuentren suscritos a un acuerdo de exclusividad. Véase Patrick Rey «The Economics of Vertical Restraints», en *Economics for an imperfect world: Essays in honor of Joseph E. Stiglitz* (MIT Press: 2003); Philippe Aghion y Patrick Bolton, «Contracts as a Barrier to Entry», *The American Economic Review*, 77(3) (1987): 388–401; y Eric Rasmusen, John Ramseyer y John Wiley, «Naked Exclusion», *The American Economic Review*, 81(5) (1991), 1137–1145.

(como, por ejemplo, el establecimiento de un precio mínimo minorista), como observamos anteriormente, no contamos con antecedentes que nos permitan afirmar que estas existan y menos que sean la regla en este segmento del mercado. Por otro lado, el análisis realizado en la sección III.B mostró que la posibilidad que el segmento mayorista se encuentre o haya estado en un régimen cooperativo debe considerarse, por lo que resulta prioritario explorar las implicancias de la exclusividad en el mismo. De confirmarse que estas restricciones facilitan la sostenibilidad de un acuerdo cooperación, su eliminación correspondería a una alternativa de política pública que podría ayudar a mejorar las condiciones estructurales del sector.

332. Estimamos que existen al menos tres canales por los cuales los acuerdos de exclusividad, omnipresentes en el segmento de distribución del GLP, podrían ayudar a estabilizar un equilibrio cooperativo. El primero y más evidente es a través de dificultar la entrada de mayoristas desafiantes. Es bien sabido que la entrada que la entrada puede ayudar a desestabilizar un equilibrio cooperativo. Motta³²⁵ nota que al menos existen dos mecanismos. Por un lado, si el entrante decide no ser parte (explícita o tácitamente) del acuerdo en régimen, los incumbentes se verán obligados a bajar sus precios para mantenerse en el mercado, lo que desestabilizará el equilibrio. Por otro lado, si incumbentes y entrantes siguen una estrategia de acomodamiento, pasado este último a ser parte del acuerdo, por el sólo hecho de entrar el número de competidores en el mercado aumenta, lo que incrementa las probabilidades de que alguno se desvíe. Así, en la medida que los acuerdos de exclusividad cierran la entrada o aumenten sus costos, facilitan la sostenibilidad de un equilibrio cooperativo.
333. Un segundo canal por el cual se incrementaría la estabilidad de un equilibrio de esta naturaleza guarda relación con la reducción del mercado potencial al que podría acceder un mayorista al desviarse. Nocke y White³²⁶ muestran que la integración horizontal tiende a mejorar la sostenibilidad de un acuerdo de colusión aguas arriba. Esto ocurre por un fenómeno que los autores denominan efecto outlets: cuando empresas aguas arriba (un mayorista, en nuestro contexto) se integran verticalmente, los incentivos que tienen sus rivales no integrados a desviarse se reducen. Esto pues el mercado potencial, que son los minoristas independientes, se ve disminuido en proporción a aquellos que se integran verticalmente. Nocke y White notan que el efecto outlets viene aparejado de otro efecto, que denominan efecto punishment, y que va en la dirección opuesta. Este emerge pues la empresa integrada tiende a tener mayores utilidades en la etapa de castigo (a raíz de un desvío) que en un contrafactual donde no estuviese integrada, cuando las empresas aguas abajo compiten imperfectamente. Por lo tanto, el desvío le resulta menos costos a la estructura integrada, aumentando la tentación que tiene a desviarse. No obstante, los autores muestran que el primer efecto tiende a dominar al segundo, implicando que la integración vertical facilita la sostenibilidad de un equilibrio de cooperación aguas arriba.

³²⁵ Motta, *Competition Policy: Theory and Practice* (Cambridge: Cambridge University Press, 2004), 142-149.

³²⁶ Volcker Nocke y Lucy White (2007). «Do Vertical Mergers Facilitate Upstream Collusion?» *American Economic Review*, 97(4), 1321–1339.

Notamos que el elemento clave en la integración estudiada por este trabajo es el hecho que las empresas aguas arriba no puedan acceder con facilidad a los minoristas integrados verticalmente, que es precisamente lo que ocurre cuando existen contratos de exclusividad, como aquellos que ubicuos en el segmento de distribución de GLP.

334. Por último, un tercer canal a través del cual podría facilitarse sostener un acuerdo entre rivales es por la vía de diferenciación integrándose aguas abajo. En la medida que la ubicación sea un elemento relevante en la distribución al por menor, y que el producto que se distribuye sea homogéneo, una integración aguas abajo introduce una dimensión en la cual las marcas pueden diferenciarse: la ubicación de los distribuidores minoristas. Este es el caso en la distribución de cilindros de GLP, donde el producto que se distribuye es un fungible y la velocidad de despacho es un atributo muy importante para la demanda. No es directo, sin embargo, que la diferenciación propenda a aumentar la sostenibilidad de un equilibrio cooperativo. No obstante, existen trabajos que muestran que éste efectivamente podría ser el caso³²⁷. La idea central de en éstos es similar a la esgrimida por Nocke y White. La diferenciación reduce el ingreso adicional que puede obtener un agente que se desvía, producto de que reduce el mercado potencial; al mismo tiempo, ésta reduce el costo de desviarse producto de la competencia imperfecta que supone la misma. Los trabajos muestran que el primer efecto tiende a dominar el segundo, obteniéndose como resultado que la diferenciación tiende a mejorar la estabilidad de un régimen coordinado.

iii. Conclusión

335. El análisis de las restricciones verticales en el segmento de distribución del GLP revela la importancia de las mismas. A nivel contractual, notamos la prevalencia de la exclusividad como exigencia en los múltiples acuerdos celebrados entre mayoristas y minoristas. Y en cuanto a la integración de facto, que es la que se observa a la partir de la conducta de los distribuidores, esta es muy pronunciada, no existiendo en términos prácticos la distribución multimarca y el cambio de proveedor.
336. Un análisis de las implicancias de las restricciones de exclusividad revela que éstas posiblemente suavizan la competencia, y facilitan la sostenibilidad de un equilibrio cooperativo. En efecto, de las implicancias pro competitivas de este tipo de acuerdos, las que aplican al contexto estudiado, como lo son la eliminación del problema de doble marginalización y de las externalidades horizontales entre mayoristas, vienen aparejadas de efectos que posiblemente disminuyan o eliminen el beneficio que producen. Por otra parte, existen efectos anti competitivos importantes, como la disminución de la intensidad competitiva entre marcas y la elevación de los costos de entrada para desafiantes mayoristas, que aplican al contexto de la distribución del GLP y que representan costos con

³²⁷ Véase, por ejemplo, Thomas W. Ross (1992). «Cartel stability and product differentiation» *International Journal of Industrial Organization*, 10(1), 1–13, Jonas Häckner (1996). «Optimal symmetric punishments in a Bertrand differentiated products duopoly» *International Journal of Industrial Organization*, 14(5), 611–630, o Jeanine Miklós-Thal (2008). «Delivered pricing and the impact of spatial differentiation on cartel stability» *International Journal of Industrial Organization*, 26(6), 1365–1380.

los que deben cotejarse los beneficios de las estructuras verticales. Por último, la exclusividad también potencialmente facilita la coordinación aguas arriba, lo que estimamos podría ocurrir por tres vías: al hacer más costosa la entrada, dificultando el acceso a redes de distribución de rivales, en caso de un desvío, e introduciendo una dimensión de diferenciación.

337. Contemplando todos estos elementos, en conjunto con las conclusiones de la sección III.B, es que resulta razonable considerar como alternativa de política pública la eliminación de las restricciones verticales entre los segmentos mayoristas y minoristas del GLP. A la luz de nuestro análisis, es probable que esta alternativa contribuya a dinamizar la competencia en el mercado y, más importante, a reducir los riesgos de que emerja o sostenga un equilibrio cooperativo que perjudique a los consumidores.

IV. MERCADO DEL GAS NATURAL

338. Esta sección tiene como objetivo estudiar los potenciales efectos de la estructura vertical del mercado de GN en el nivel de competencia de la industria. En particular, este análisis consiste en la revisión del nivel de competencia aguas arriba y en el transporte y distribución del gas, en términos del poder de mercado que tienen los agentes, y el grado de cobertura y utilización que tienen las redes de transporte y distribución.

A. Relaciones verticales entre proveedores y comercializadores

339. Chile importa aproximadamente el 80% de su consumo interno de GN³²⁸, el que ingresa al país vía marítima o terrestre. En la primera vía, este es transportado mediante barcos y recibido en forma líquida (GNL) en los terminales marítimos ubicados en Mejillones y Quintero principalmente; mientras que en la segunda el GN es transportado mediante gasoductos provenientes de Argentina. En términos de volumen, cabe mencionar que la mayor parte del GN importado ingresa marítimamente.
340. El GN, además, puede ser adquirido bajo dos mecanismos. Una alternativa es utilizar el mercado primario, donde se negocia directamente con proveedores internacionales. No obstante, para operar en este mercado se requiere tener contratado el acceso a las instalaciones³²⁹ de un terminal. La otra alternativa es operar en el mercado secundario, donde se negocia la compra de GN directamente con las entidades que tienen acceso a dichas instalaciones de los terminales. Por tanto, considerando que el GN se importa principalmente por el canal marítimo, podemos denominar a los terminales marítimos como instalaciones relevantes para el suministro de GN.
341. Desde una perspectiva de competencia es necesario estudiar el funcionamiento de dichos actores, ya que podrían estar ejerciendo poder de mercado y distorsionando el desempeño de empresas aguas abajo, en términos de quién tiene acceso a GN, qué volúmenes pueden adquirir, y qué precio están pagando por este. Más aún, debemos considerar la estructura de propiedad de los terminales, dado que estos poseen diferentes dueños y donde algunos de los cuales participan directa o indirectamente en la distribución final a clientes, por lo que podrían existir incentivos a cerrar el mercado aguas arriba para así obtener mayores rentas aguas abajo.
342. Para testear estas hipótesis realizaremos los siguientes análisis descriptivos y empíricos. Primero, determinaremos quiénes son los proveedores de GN del mercado local, con el objetivo de identificar los actores más relevantes en el segmento de importación y continuar el análisis enfocándonos en ellos. Para estos efectos solo consideramos las compras de los comercializadores mayoristas y minoristas de GN, dejando por tanto de lado a actores

³²⁸ ENAP es quien satisface el 20% restante, gracias colaboraciones con privados como Geopark y Methanex.

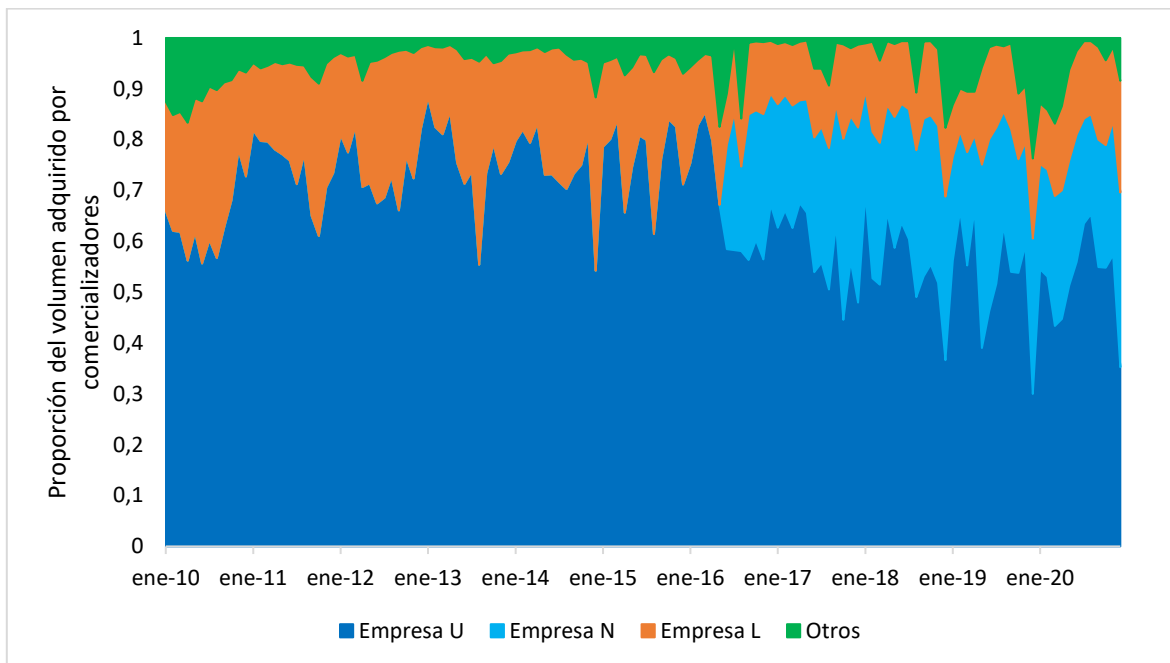
³²⁹ Las instalaciones más importantes son, por un lado, las plantas de almacenamiento en donde se guarda el GNL importado y, por otro, las plantas de regasificación donde se gasifica el GNL para su transporte terrestre.

que adquieran GN directamente para consumo propio (e.g., grandes empresas/industrias). En segundo lugar, analizaremos a quién le vende cada proveedor relevante, para así determinar qué tan concentradas o dispersas están las ventas de GN en este segmento. Análogamente, estudiaremos también las compras de cada comercializador, con el fin de analizar el nivel de acceso que tienen estos, especialmente de quienes no tienen propiedad en los terminales. Finalmente, estudiaremos el costo de adquisición de los comercializadores en términos de cuánto pagan por m3 de GN, para ver si existen diferencias significativas entre los actores y cuáles pueden ser los factores que explican dichas diferencias.

i. Proveedores de GN

343. En la Figura 34 se muestran a las empresas que vendieron GN a comercializadores locales entre 2010-2020, expresadas según su participación en el total de GN vendido.

Figura 34: Proveedores de GN en segmento de comercialización



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de comercializadores de GN.

344. Observando la figura vemos, por un lado, que la Empresa U³³⁰ es el principal proveedor de los comercializadores de GN del país, con una participación que oscilaba entre el 60-80% previo a la irrupción de la Empresa N el año 2016, luego de la cual esta disminuye a un 40-60% en promedio. La Empresa N³³¹, en tanto, se posiciona actualmente como la segunda

³³⁰ Encargada de comercializar el GN importado mediante el terminal de Quintero.

³³¹ Ésta es una empresa intermediaria, es decir, que no distribuye directamente GN a clientes, sino que lo hace a través de una empresa relacionada aguas abajo.

empresa más importante en términos de provisión de GN, con una participación que bordea el 20-30%, según la estación del año que se observe. La Empresa L, por su parte, es el tercer proveedor más grande de GN con una participación cercana al 10% actualmente. Al igual que la Empresa U, su importancia dentro de este mercado se vio diezmada con la irrupción de Empresa N, aunque en menor proporción. Finalmente, vemos que el remanente del mercado está distribuido entre varios proveedores -denominados “Otros” en el gráfico-, los cuales son principalmente extranjeros y que como conjunto representan una participación marginal del total.

345. Por otro lado, podemos inferir también la importancia que tiene el mercado secundario en el abastecimiento de los comercializadores de GN. Esto se refleja en la baja participación que tienen proveedores internacionales (contenidos en la categoría “otros”) en cada momento del tiempo, los cuales representan menos del 10% de todas las compras realizadas por comercializadores de GN en los últimos 10 años.
346. En consecuencia, podemos afirmar que la compra de GN por parte de los mayoristas y minoristas se realiza casi exclusivamente en el mercado secundario, donde existen 3 empresas que dominan dichas transacciones: las empresas U, N y L. Ahora bien, para determinar si esta realidad representa un problema para el suministro de GN aguas abajo, es necesario analizar cómo se distribuyen dichas compraventas entre proveedores y comercializadores.

ii. Descomposición de las compraventas de GN en el mercado secundario

347. Habiendo determinado la importancia del mercado secundario en la provisión de GN e identificado a sus actores relevantes, el siguiente paso es estudiar cuáles son las empresas que acceden al gas importado por dichos proveedores, y en qué proporción lo hacen. Esto con el objetivo de ver si hay indicios de barreras a la entrada aguas arriba, en especial para los comercializadores que no tienen propiedad en los terminales marítimos. Este diagnóstico se presenta bajo dos perspectivas: (i) desde la perspectiva de los proveedores, desagregando sus ventas por cliente; y (ii) desde la óptica de los comercializadores, mostrando cuáles son sus proveedores predilectos.
348. La Tabla 6 detalla la primera perspectiva, mostrando la distribución de las ventas de los proveedores en términos de volumen, entre comercializadores de GN para los últimos 5 años³³².

³³² Se utiliza este periodo de tiempo porque de esta manera se considera el mercado secundario con la participación de la Empresa N, actor relevante en el desempeño actual de la industria.

Tabla 6: Ventas de GN por proveedor

Proveedor	Comercializadores	Proporción Ventas Proveedor				
		2016	2017	2018	2019	2020
Empresa U	Empresa N	38%	57%	56%	50%	45%
	Empresa L	42%	43%	44%	50%	55%
	Empresa K	20%	0%	0%	0%	0%
Empresa N	Empresa L	0%	4%	3%	0%	0%
	Empresa H	8%	8%	10%	10%	2%
	Empresa K	92%	88%	87%	90%	98%
Empresa L	Empresa N	0%	0%	1%	0%	0%
	Empresa F	72%	72%	71%	75%	71%
	Empresa S	5%	6%	5%	5%	3%
	Empresa H	19%	18%	16%	15%	22%
	Empresa J	4%	4%	7%	5%	4%

Nota: Se omitieron comercializadores que hayan comprado menos del 1% del volumen vendido por el proveedor en alguno de los años considerados.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de comercializadores de GN.

349. En el caso de la Empresa U, principal actor del mercado secundario, vemos que sus ventas se han concentrado en tres actores: las empresas L, N y K; todos los cuales están relacionados directa o indirectamente con dicho proveedor³³³. Es decir, la Empresa U solo le vende GN a empresas que tengan participación accionaria en ella. Respecto de la evolución de dichas ventas, vemos que desde la creación de la Empresa N las ventas de la Empresa U han sido casi paritarias entre esta última y la Empresa L.
350. La Empresa N por su parte vende casi la totalidad de su GN a la Empresa K, y el remanente lo distribuye mayoritariamente a empresas no relacionadas como la Empresa H y en menor medida a la Empresa L. No obstante, dichos volúmenes han caído a niveles cercanos a cero en el último año.
351. Finalmente vemos que, de los tres grandes proveedores, la Empresa L es quién tiene la matriz de clientes más heterogénea. Entre éstos domina la Empresa F con alrededor de un 70-75% de los volúmenes transados, seguido de Empresa H con un 15-20%, y finalmente empresas nuevas o pequeñas en el rubro de GN como las empresas J y G, respectivamente. La preferencia por las dos primeras podría explicarse por la cercanía con las instalaciones de la empresa L, en la Región de Magallanes para el caso de la Empresa F y en la Región de Valparaíso para el caso de la Empresa H.

³³³ Mientras que las empresas L y N tienen cada una un 33% de propiedad de la Empresa U, cabe mencionar que la Empresa K está relacionado con la Empresa N, dado que ambas son controladas por la misma matriz.

352. Por tanto, analizando las ventas de los principales proveedores de GN, podemos ver que los dos principales actores -Empresas U y N - venden casi exclusivamente a empresas relacionadas, mientras que la Empresa L es quién abastece a las empresas más nuevas y pequeñas que no cuentan con acceso directo al terminal de Quintero. Ahora bien, para determinar si dichos volúmenes vendidos son suficientes para satisfacer la demanda de estas empresas, es necesaria la segunda perspectiva: la de las compras de los comercializadores.
353. Para analizar esto último, observemos la tabla que sigue. Esta nos muestra qué proveedores abastecen a los distintos comercializadores de GN que operan en el mercado local y en qué proporción. Nuevamente, dichas participaciones se construyeron considerando los volúmenes adquiridos y solo para los últimos 5 años por las razones indicadas anteriormente.

Tabla 7: Compras de GN por comercializador

Comercializador	Proveedores	Proporción Compras Comercializador				
		2016	2017	2018	2019	2020
Empresa N	Empresa U	100%	100%	95%	85%	95%
	Empresa W	0%	0%	0%	10%	1%
	Otros	0%	0%	5%	5%	4%
Empresa L	Empresa U	84%	88%	90%	91%	89%
	Empresa X	12%	7%	5%	3%	3%
	Empresa Alfa	0%	0%	0%	4%	6%
	Otros	4%	5%	5%	2%	2%
Empresa V	Empresa Beta	100%	98%	51%	0%	0%
	Empresa Gama	0%	0%	49%	58%	0%
	Empresa Omega	0%	0%	0%	40%	94%
	Empresa Epsilon	0%	0%	0%	2%	5%
	Otros	0%	2%	0%	0%	1%
Empresa F	Empresa L	100%	100%	100%	100%	100%
Empresa G	Empresa L	99%	94%	99%	98%	77%
	Empresa Y	1%	6%	1%	2%	23%
Empresa H	Empresa L	54%	50%	48%	44%	77%
	Empresa K	17%	0%	0%	0%	0%
	Empresa N	27%	48%	52%	53%	11%
	Empresa X	2%	2%	0%	3%	12%
Empresa I	Empresa Y	73%	46%	43%	42%	42%
	Empresa X	12%	54%	57%	58%	58%
	Empresa O	11%	0%	0%	0%	0%
	Otros	4%	0%	0%	0%	0%
Empresa J	Empresa L	94%	95%	90%	66%	51%
	Empresa Z	6%	5%	4%	4%	3%
	Empresa X	0%	0%	6%	30%	46%
Empresa K	Empresa N	52%	100%	100%	100%	100%
	Empresa U	48%	0%	0%	0%	0%

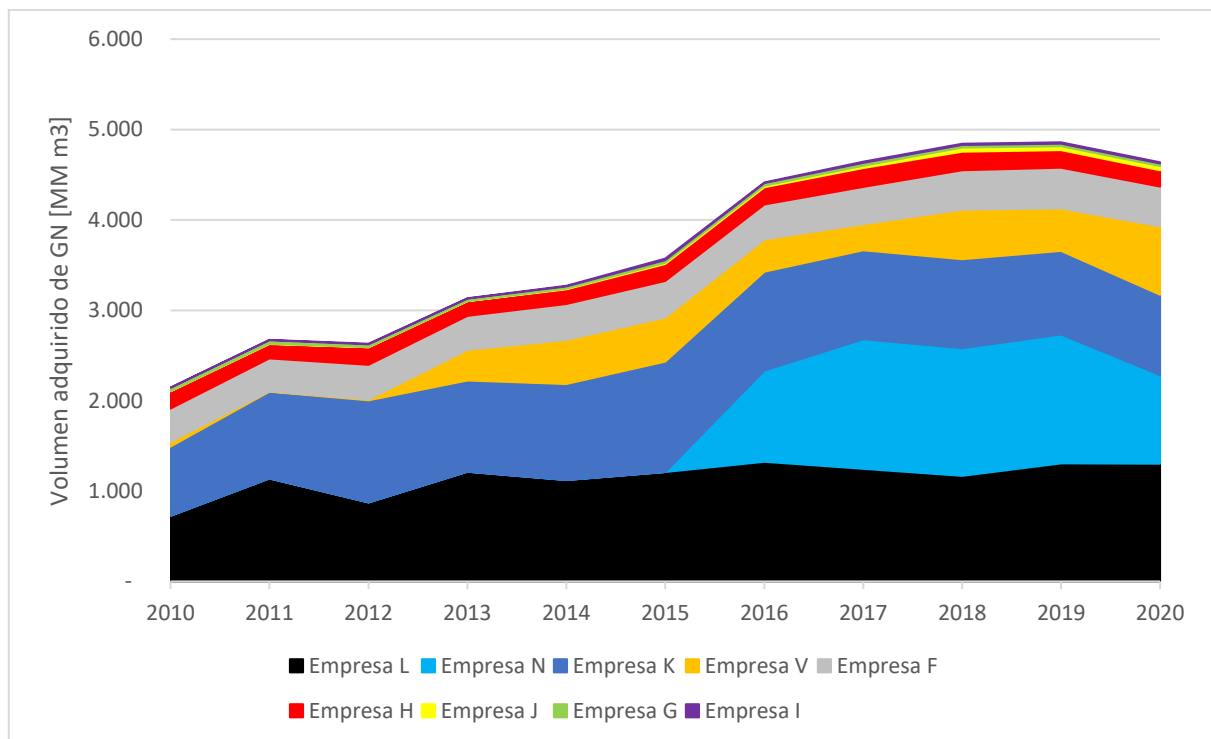
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de comercializadores de GN.

354. Por un lado, vemos que los comercializadores que tienen propiedad directa o indirecta en el terminal de Quintero le compran GN casi exclusivamente a la empresa encargada de vender el gas que allí se recibe: Empresa U. El otro comercializador que tiene propiedad de un terminal de GN es la Empresa V, específicamente en el de Mejillones. A diferencia de las empresas mencionadas anteriormente, la Empresa V adquiere casi la totalidad de su GN mediante empresas extranjeras.
355. Por otro lado, si analizamos los comercializadores que no tienen propiedad en los terminales marítimos, vemos el rol preponderante que tienen empresas como L y X en la

provisión de GN. Mientras que la primera ha mantenido o aumentado su participación en la provisión de empresas como F y H, esta se ha visto disminuida en actores como las empresas G y J gracias a la aparición de las empresas Y y X, respectivamente. Esta última, por su parte, ha experimentado un rápido crecimiento en empresas como I y J.

356. En consecuencia, podemos observar que la presencia de integración vertical entre terminales marítimos y comercializadores no limita -al menos en términos absolutos- el acceso a GN por parte de otras distribuidoras no integradas. En particular, vemos que actores como la Empresa L (con su participación en terminales y PSR) y la Empresa X (con su rol de vendedor del exceso de GN que adquiere para su operación de distribución eléctrica) juegan un rol fundamental en mantener abierto el acceso a GN aguas arriba.
357. Ahora bien, el análisis anterior no es suficiente para determinar si existe un cuello de botella para los actores no integrados a los terminales en términos de sus posibilidades de abastecimiento, ya que solo estamos viendo los volúmenes en términos porcentuales. En efecto, si una empresa adquiere grandes volúmenes, pero principalmente de proveedores extranjeros, es posible entonces que recurra a este mecanismo por falta de oferta en el mercado local y no por los beneficios pecuniarios que dicha alternativa le ofrezca. Para estudiar esta hipótesis, analizamos los volúmenes de compra de los comercializadores en los últimos 10 años, los cuales se reflejan en la Figura 35.

Figura 35: Volúmenes de compra por comercializador



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de comercializadores de GN.

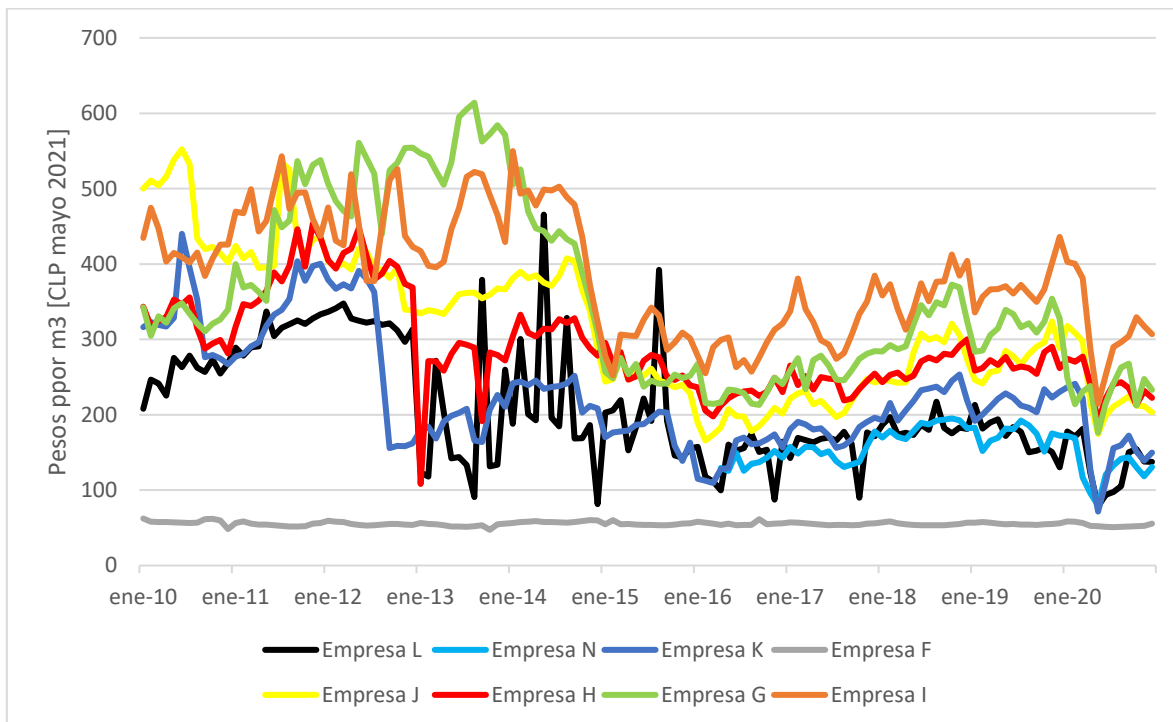
358. Dejando de lado a los actores integrados -Empresas N, K, L y V- y a la Empresa F que adquiere el 100% de su GN desde las instalaciones de la Empresa L, vemos que los

distribuidores no integrados con terminales compran volúmenes marginales respecto del total transado en el país. De éstos, la Empresa H es quién mayor volumen adquiere, seguido de lejos por las empresas J, G e I. Mientras que los dos primeros se provisionan de GN únicamente mediante actores con propiedad en los terminales, los últimos dos adquieren una proporción no menor de gas mediante la Empresa Y (ver Tabla 7), quien transporta GN mediante gasoductos y desde la PSR ubicada en la comuna de Pemuco. Por tanto, podemos ver que la mayoría de los comercializadores pequeños adquieren volúmenes marginales de GN, y que la oferta local (mediante las empresas L, X e Y) junto con los volúmenes recibidos de terminales es suficiente para satisfacer su demanda.

iii. Costo de adquisición del GN

359. Tras haber encontrado evidencia descriptiva que apoya la hipótesis de que no existe cierre de mercado aguas arriba en términos de volumen, independientemente de la existencia de integración entre terminales y comercializadores, ahora debemos analizar qué ocurre con la otra variable relevante que puede dificultar el acceso: el precio al cual los comercializadores acceden a dicho gas. Para esto, trazamos la evolución de los costos de adquisición (ex fábrica) promedio por m3 de GN para todos los comercializadores. Dicha serie se puede observar en la Figura 36.

Figura 36: Costo de adquisición promedio de comercializadores



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de comercializadores de GN.

360. En primer lugar, observemos el diferencial de precios entre los comercializadores a lo largo del periodo. Dejando de lado a la Empresa L (por su naturaleza jurídica) y a la Empresa F

(por ser atípica al resto de los otros comercializadores), vemos que la dispersión de dicho costo entre las empresas restantes pasó desde los \$200 pesos aproximadamente por m3 a comienzos de 2010 a alrededor de \$150 a fines de 2020, lo que a su vez fue acompañado por un periodo de alta variabilidad en el orden de las empresas que compran más barato, para luego alcanzar una tendencia estable desde el 2016 en adelante.

361. En segundo lugar, vemos que a lo largo de toda la serie las empresas I, G y J son las empresas que, en promedio, más pagan por m3 de GN. Esto puede explicarse probablemente por dos factores. Primero, por la posible existencia de descuentos por volumen ya que, entre todos los comercializadores, estos tres actores son los que menos GN adquieren. Y segundo, por el probable ejercicio de poder de mercado por parte de los proveedores integrados, quienes podrían estar vendiendo más caro sabiendo que dichas empresas tienen menores probabilidades de encontrar proveedores alternativos o porque pueden competirles en otro mercado (e.g., GLP). Una explicación alternativa pudo haber sido el costo de transporte que enfrentan estas empresas al no estar cerca de los terminales marítimos o PSR. No obstante, esta última hipótesis es descartada porque los costos reportados son ex fábrica, por lo que no incluyen los costos de transporte.
362. Para testear qué factor predomina, estimamos la siguiente regresión:

$$Monto_m3_{ijt} = \beta_0 + \beta_1 Integ_{ij} + \beta_2 Vol_{ijt} + \beta_3 Comp_{ijt} + \beta_4 PobCom_i + \beta EF_{it} + \varepsilon$$

Donde $Monto_m3_{ijt}$ es la variable dependiente, que indica el monto por m3 de GN que la empresa i pagó al proveedor j en el mes t , $Integ_{ij}$ es una variable dicotómica que toma valor 1 si el comercializador i está verticalmente integrado con el proveedor j y 0 si no lo está; Vol_{ijt} indica la cantidad de m3 que la empresa i adquirió del proveedor j en el mes t , $Comp_{ij}$ es una variable binaria que toma valor 1 si el comercializador i opera en una comuna donde también lo hace una empresa relacionada del proveedor j (ya sea esta en GN o GLP); $PobCom_i$ es una variable que indica la población que vive en las comunas donde opera la empresa i según el Censo 2017, la que agregamos para tener un proxy de cuán atractivas en términos de demanda son dichas comunas donde opera el comercializador i e indirectamente el proveedor j ; la matriz de variables EF_{it} contiene efectos fijos a nivel de comercializador i y mes t , y finalmente ε representa el término de error, es decir, las variables no modeladas que pueden estar influyendo en la variable dependiente. Los resultados de la regresión se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 8: Factores que afectan el precio del GN

Var. Dep.	Coefficiente	Error estándar	Intervalo de Confianza 95%	
<i>Constante</i>	309,9***	28,9	235,4	384,4
<i>Integ</i>	87,8***	15,6	47,7	127,9
<i>Vol</i>	-2,70E-06	-2,10E-06	-8,10E-06	2,70E-06
<i>Comp</i>	125***	4,7	112,9	137,1
<i>PobCom</i>	3,50E-06	-2,60E-06	-3,20E-06	0
<i>R2</i>	0,29			
<i>Obs.</i>	1.207			

Nota: Errores estándar se encuentran clusterizados a nivel de agente. Se omite reportar efectos fijos.

363. Podemos interpretar los valores expresados en la anterior tabla de la siguiente manera. El coeficiente de la constante nos reporta el precio base promedio que se paga por un m3 adicional de GN para un comercializador que no está integrado, ni compite en un mercado donde el proveedor tiene participación en GN o GLP. Es decir, que una empresa con esas características paga, en promedio, \$310 por m3. El coeficiente de la variable *Integ* nos dice que un comercializador que está integrado con el proveedor paga una prima adicional de \$88 por m3 de GN. Tanto la magnitud como el signo de este coeficiente hacen sentido ya que, viéndolo desde la perspectiva del proveedor, a este le conviene vender más caro a su distribuidor para así reportar mayores costos y por tanto no rebasar el límite de rentabilidad establecido por la ley. Este caso lo ahondaremos más en profundidad en la sección IV.C.ii. La variable *Comp*, por su parte, nos dice que un distribuidor de GN pagará en promedio \$125 adicionales por m3 adquirido si este compite en una comuna donde el proveedor tiene participación en GN o GLP. Esto nuevamente hace sentido porque es de esperar que el proveedor no quiera que el comercializador le compita en ese segmento. Otras variables, como la cantidad de m3 adquiridos o la cantidad de población que vive en comunas donde opera el comercializador no son estadísticamente diferentes de cero, por lo que podemos descartar la teoría de que los descuentos por volumen tienen incidencia significativa en el precio que pagan los comercializadores.
364. Estos resultados, sin embargo, deben matizarse debido a ciertas consideraciones estadísticas. Por un lado, el modelo estimado presenta un ajuste (R^2) de 0,29, lo que nos dice que solo el 30% de la variabilidad de nuestra variable dependiente es explicada por la varianza de nuestros regresores. Por tanto, puede ser que estemos omitiendo variables relevantes en el modelo, de las que, lamentablemente, no tenemos datos para poder considerarlas. Consecuentemente, este modelo puede tener problemas de endogeneidad, por las mismas razones anteriores. No obstante lo anterior, si bien estos resultados no pretenden alegar causalidad, sí dan ciertas luces sobre las correlaciones entre los determinantes del costo del GN para los distintos comercializadores que operan en el país.
365. En conclusión, podemos inferir lo siguiente respecto de las relaciones entre terminales marítimos y comercializadores de GN. Primero, confirmamos que existen tres grandes

actores que dominan este segmento del mercado: las empresas U, N y L; lo que confirma la preponderancia del mercado secundario sobre el primario. Luego, vemos que las dos primeras venden GN exclusivamente a sus empresas relacionadas, dejando a la Empresa L como un actor clave en el aprovisionamiento de comercializadores no integrados aguas arriba. Los comercializadores, a su vez, son heterogéneos en términos de sus proveedores de GN. Mientras que los integrados les compran casi exclusivamente a sus terminales, los no integrados dependen de empresas como L, X e Y para obtener gas. Finalmente vemos que, si bien las diferencias entre el costo de adquisición de GN han disminuido en el tiempo, los valores a los que acceden empresas no relacionadas son consistentemente mayores a las que sí lo están. Estas diferencias podrían estar causadas por el ejercicio de poder de mercado por parte de los proveedores, cobrando montos mayores a empresas que le compiten a ellos o a sus empresas relacionadas, aunque también lo hagan -en menor proporción- a sus empresas relacionadas para así obtener mayor rentabilidad debido a los límites establecidos en la regulación.

B. Transporte y distribución de GN

366. Esta sección tiene dos objetivos: en primer lugar, analizar la expansión territorial de las redes de transporte y distribución, junto con los factores que influyen en la decisión de cuánto y hacia dónde extenderse; y en segundo lugar, cuantificar el grado de utilización de dichas redes, considerando las relaciones de propiedad que emanan de la empresa dueña de la infraestructura. Estudiar estas temáticas desde una perspectiva de competencia es relevante, dados los incentivos que enfrentan las empresas que construyen y operan este tipo de infraestructura.
367. En particular, quien construye una red de transporte o distribución incurre en costos de inversión significativamente altos, por lo que está en su mejor interés cerrar o dificultar la entrada de nuevos actores en la zona geográfica donde opera, con el fin de disminuir la competencia y poder recuperar la inversión lo antes posible. Análogamente, desde la perspectiva de un potencial entrante, no es eficiente construir una red en la misma zona donde ya opera una red de la competencia, dado que estas, al ver su intención de entrar, podrán llegar más rápido a los potenciales nuevos clientes gracias a que ya tiene una porción de la red construida.
368. De la misma forma, al ser dueñas y operarias de este tipo de infraestructura, las empresas que ya poseen redes de transporte o distribución operativas elegirán expandirlas hasta el punto en que alcancen la renta monopólica que maximice sus utilidades, pudiendo dejar sin acceso a un número significativo de clientes ubicados en las cercanías de la red. Por tanto, en cada zona geográfica existirá un teórico cliente marginal al cual la empresa incumbente decide no capturar, dejando prácticamente estancada la expansión de la red a menos que cambien los factores estructurales que determinan su extensión (e.g. concentración o nivel de ingreso de la población).
369. En consecuencia, para evaluar la manifestación de estos incentivos en el grado de expansión y utilización de las redes, a continuación analizamos la distribución territorial de

estas, medimos su grado de utilización, y vemos cómo se correlacionan con factores poblacionales como la concentración o el nivel de ingreso estimado de los clientes.

i. Redes de transporte

370. Las redes de transporte o gasoductos son, como su nombre lo indica, ductos de gran diámetro a través de los cuales se transporta gas en grandes distancias, yendo desde puntos de recepción como plantas de almacenamiento ubicadas en terminales marítimos hasta puntos de entrega como plantas de regasificación instaladas en las afueras de centros urbanos. En términos prácticos, podemos concebir a los gasoductos como columnas vertebrales a partir de las cuales surgen ramificaciones (redes de distribución) que llegan de manera última a los clientes finales, sean estos residenciales, comerciales o industriales.
371. Las redes de transporte que operan actualmente en el país son principalmente privadas, a excepción de las que tiene ENAP en la Región de Magallanes, y suelen tener más de un dueño. Conocer la estructura propietaria de estas es importante, porque nos permite tener una idea de los incentivos que enfrentan sus dueños, en términos de facilitar el acceso a terceros y a expandir su longitud. La Tabla 9 resume la estructura de propiedad de los gasoductos a la fecha.

Tabla 9: Relaciones de propiedad de gasoductos

Zona	Empresa	Propietarios		
Norte	Gas Atacama	ENEL (100%)	-	-
Norte	Gasoducto Taltal	ENEL (100%)	-	-
Norte	Gasoducto Norandino	Engie (100%)	-	-
Centro	Gas Andes	AGESA (47%)	CGC Arg. (40%)	AES Gener (13%)
Centro	Electrogas	R.E.N. (43%)	Colbún (43%)	ENAP (16%)
Centro-Sur	Gasoducto del Pacífico	CGE (60%)	ENAP (25%)	Trigas Cuatro (15%)
Centro-Sur	Innergy Transportes	Innergy (99%)	CGE (1%)	
Austral	Sara Cullen	ENAP (100%)	-	-
Austral	Cabo Negro	ENAP (100%)	-	-
Austral	Bandurria	ENAP (100%)	-	-

Nota: Se destaca en celeste a las empresas relacionadas entre sí.

Fuente: Elaboración propia a partir de información pública disponible a diciembre 2020.

372. Como podemos apreciar de la tabla anterior, las redes de transportes ubicadas en la zona centro y centro-sur son las que tienen una estructura de propiedad más compleja. Mientras que los gasoductos ubicados en las zonas extremas son propiedad íntegra de una sola empresa, los que operan entre la Región de Valparaíso y la del Biobío tienen dos o tres dueños. Otro factor diferenciador entre ambos tipos de zonas dice relación con la razón por la cual se construyeron los gasoductos. En el norte, por ejemplo, el objetivo primordial que tienen dichas redes de transporte es el de satisfacer la demanda de grandes industrias, principalmente la minera, y de forma tangencial abastecer a clientes residenciales y comerciales que vivan en centros urbanos cercanos, como Antofagasta o Calama. En la zona austral, en tanto, los gasoductos nacen de las instalaciones que ENAP tiene para

explotar reservas de hidrocarburos. Por otro lado, las redes ubicadas en las zonas centro y centro-sur tienen como objetivo transportar el gas que llega desde los terminales marítimos hacia Argentina (y viceversa), y pasar por grandes urbes como Santiago y Valparaíso.

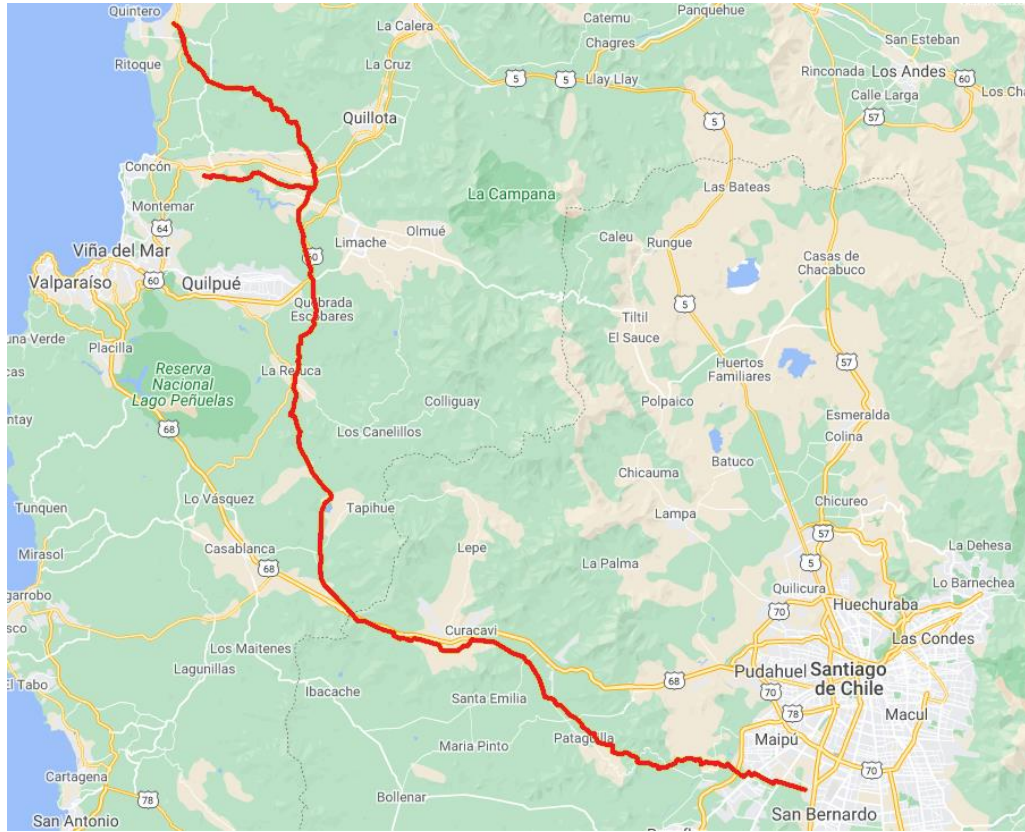
373. Además, observando en detalle la Tabla 9 vemos que existen empresas o grupos empresariales que tienen propiedad en más de un gasoducto, y que además participan en el mercado de la distribución aguas abajo. En el mundo privado este es el caso de CGE, empresa propietaria de Agesa (actor del mercado secundario de GN), Innergy Transportes (operaría de la PSR ubicada en Pemuco y de uno de los gasoductos que nace de este), y de distribuidores de GN como Metrogas y GasSur. Esta clarificación es importante porque, como veremos más adelante, existe un vacío regulatorio en cuanto a la factibilidad de terceros a acceder al uso de esta infraestructura, lo que puede perjudicar el aprovisionamiento de gas aguas abajo. En cuanto al sector público, hay que considerar también la participación mayoritaria de ENAP en los gasoductos de la zona austral y minoritaria en Electrogas. No obstante, dado su carácter público, esta no representaría un problema para la provisión de gas aguas abajo.
374. Analizada la estructura de propiedad de las redes de transporte, ahora graficamos la distribución territorial de algunos gasoductos con el fin de entender el porqué de su instalación en determinadas zonas, y cuáles serían los incentivos que guiaron esta ubicación. Los resultados de este ejercicio se pueden ver en la Figura 37.

Figura 37: Distribución territorial de gasoductos seleccionados

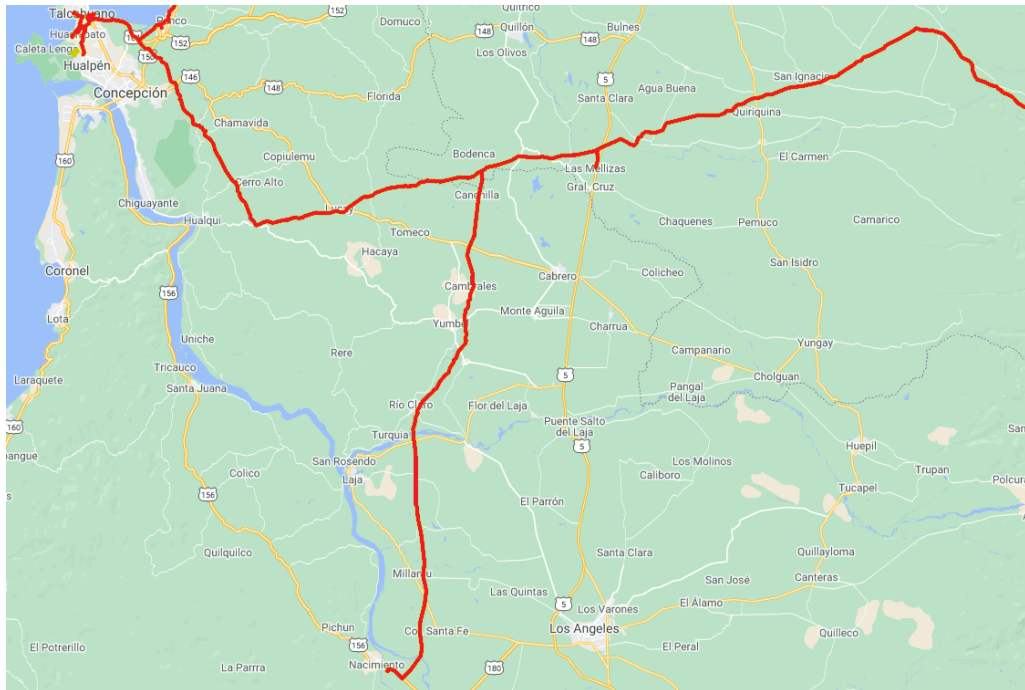
Panel A: Gasoducto Zona Norte



Panel B: Gasoducto Zona Centro



Panel C: Gasoducto Zona Centro-Sur

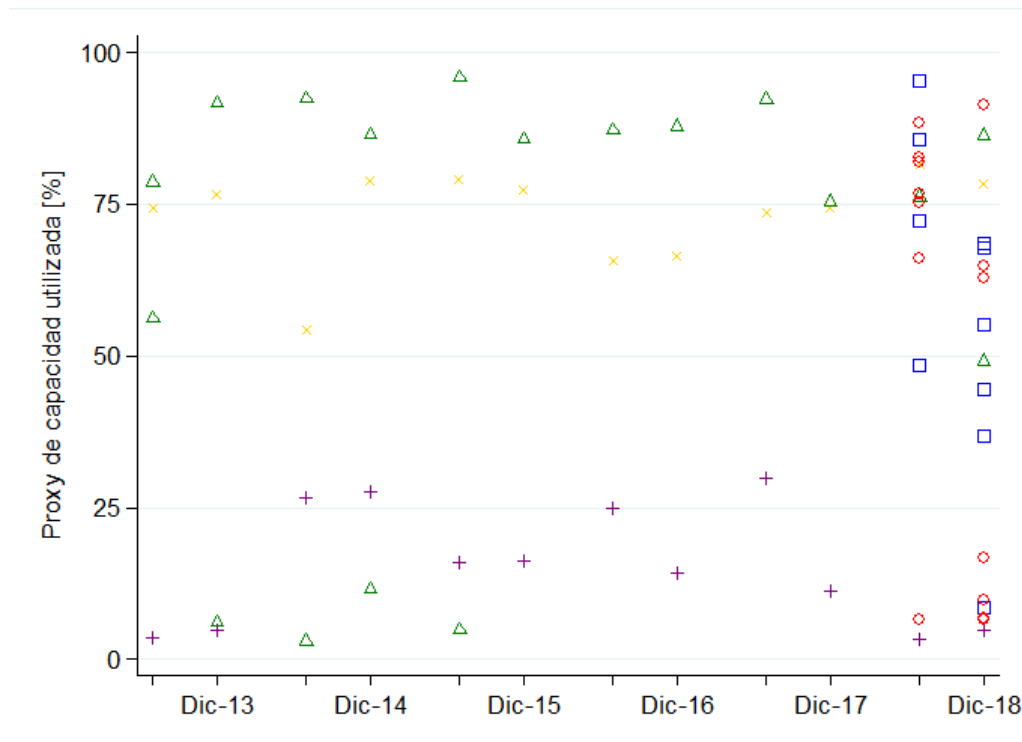


Fuente: Geo Portal Comisión Nacional de Energía (CNE).

375. Los paneles contenidos dentro de la Figura 37 muestran lo que comentamos anteriormente. El panel A, por ejemplo, detalla cómo la red de transporte va desde el terminal ubicado en la bahía de Mejillones a ciudades como Antofagasta o Calama hasta el límite con Argentina, además de tener ramificaciones hacia zonas donde operan grandes industrias (como la minera). El panel B, por su parte, muestra un gasoducto que va desde la localidad de Quintero, donde opera el terminal del mismo nombre, hasta la comuna de San Bernardo en las afueras de la Región Metropolitana. A pesar de no apreciarse en el panel B, esta red de transporte tiene conectadas redes de distribución primarias, secundarias y terciarias que se adentran a las ciudades de Santiago, Valparaíso y Viña del Mar, entre otras. Finalmente, en el caso del panel C, vemos otro gasoducto que va desde una localidad con alta presencia industrial como Talcahuano hacia Argentina, pasando cerca de ciudades como Concepción. En consecuencia, podemos ver que la construcción de gasoductos suele seguir un criterio de entrada-salida del territorio nacional, con puntos de acceso marítimos (terminales) y terrestres (gasoductos hacia Argentina) y que pueden tener una motivación industrial como los de la zona norte y centro-sur o más demográfica como el de la zona centro.
376. Finalmente, considerando la estructura de propiedad de las redes de transporte y su distribución territorial estudiada en los párrafos anteriores, ahora analizaremos el grado de utilización efectivo que tienen los gasoductos. Este análisis es relevante porque nos permitirá conocer, por un lado, cuánto de la capacidad instalada de transporte se está utilizando realmente y si existe espacio para el acceso abierto que la legislación actual contempla; y por otro lado, tener una noción de cuán importante es la satisfacción de la demanda por gas en esas zonas geográficas respecto de su creación como herramientas para cerrar el mercado o dificultar la entrada a este.
377. Para el cálculo del nivel de utilización de cada tramo de los gasoductos utilizamos información de la Comisión Nacional de Energía. En particular, medimos el grado de uso como el cociente entre el volumen total de m³ transportados en un mes y la capacidad contratada en ese mes³³⁴, lo que nos da una cota superior de la capacidad utilizada, que en la práctica significa que los valores reales probablemente serán menores que los reportados. Los resultados de este ejercicio se muestran en la Figura 38.

³³⁴ Como *proxy* de la capacidad contratada mensual usamos la cantidad de m³ contratados diarios o el máximo volumen diario que se transportó en el mes respectivo (según disponibilidad), multiplicado por treinta. Además, utilizamos volúmenes normalizados, lo que significa que éstos se ajustan por variables relevantes para el transporte como la temperatura, presión atmosférica, o poder calorífico.

Figura 38: Dispersión de uso de capacidades en tramos de gasoductos



Nota: Cada combinación símbolo-color representa el nivel de uso de un tramo de un gasoducto.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

378. Lo que más resalta de la figura anterior es la existencia de heterogeneidad en el uso de tramos de gasoductos dentro y entre empresas. Un ejemplo del primer caso es el de la empresa simbolizada con triángulos verdes, que tiene tramos que funcionan a capacidades significativamente distintas pero consistentes a través del tiempo: uno sobre el 75% y otro bajo el 20%. Lo mismo podemos ver para la compañía catalogada con círculos rojos, a pesar de que contamos con datos solo del 2018. Estas diferencias se explican por la ubicación territorial de esos tramos, donde los que presentan más uso son los que pasan cerca de grandes centros urbanos y los que tienen bajo uso son las secciones que ya pasaron por las ciudades y se acercan al límite con Argentina o son destinados a satisfacer la demanda de grandes industrias. Por otro lado, existen también diferencias en el grado de utilización entre empresas donde destaca, por ejemplo, la empresa simbolizada con cruces amarillas y la con cruces moradas. Las razones de dichas divergencias son análogas a las explicadas anteriormente.
379. Con estos tres ejercicios -análisis de estructura de propiedad, distribución territorial y uso de infraestructura- podemos inferir lo siguiente. En primer lugar, que existen diferencias en cuanto a la distribución de la propiedad de las redes de transporte: mientras que los que están ubicados en las zonas más extremas del país tienen solo un dueño, los que se ubican en la zona central suelen tener más de un propietario. Las razones de esta divergencia pueden ser varias, pero una hipótesis plausible dice relación con el tipo y cantidad de demanda que existe en esas zonas, donde las primeras tienen baja densidad y alto

consumo industrial y las segundas presentan un alto grado de ambas, lo cual puede ser un incentivo para la participación de varias empresas en ser dueñas de los gasoductos (lo que podría explicar la presencia de ENAP).

380. En segundo lugar, podemos ver que las redes de transporte suelen comenzar y terminar en puntos de entrada/salida del país, generalmente yendo desde terminales marítimos a puntos limítrofes terrestres como la frontera con Argentina (y viceversa), además de contar con ramales que tienen como destino puntos industriales, como mineras o refinerías.
381. Finalmente, observamos diferencias en el grado de utilización de los gasoductos, tanto entre empresas como dentro de estas. Si bien existen trayectos en donde el grado de utilización es significativamente bajo, la mayoría tiene niveles sobre el 75% de uso.

El caso de GNL Talcahuano y Gasoducto del Pacífico

382. Tomando en consideración lo anterior, se podría asumir que no existen problemas en el segmento de las redes de transporte, dado que estas se construyen tanto para satisfacer la demanda de consumidores pequeños y grandes, residenciales y comercial-industriales, y que una porción significativa de los tramos presenta niveles de utilización altos, lo que ocurre independientemente de la estructura de propiedad de estas. No obstante, existe evidencia casuística que va en la dirección contraria a esta conclusión, y que dice relación con el acceso abierto que supuestamente existe en este tipo de redes. En particular, nos referimos a la denuncia por conductas exclusorias en el mercado de provisión de GNL, efectuada por la empresa GNL Talcahuano en contra de Gasoducto del Pacífico³³⁵, luego de que fracasaran las negociaciones entre ambas en mayo de 2019.
383. La denuncia nace del hecho de que el denunciante (GNL Talcahuano) tiene la intención de construir y operar un terminal marítimo, balsas de almacenamiento y regasificación de GNL en la bahía de Concepción, para lo cual pretende conectarse a la red de transporte de Gasoducto del Pacífico para abastecer clientes industriales, centrales generadoras y distribuidoras de GN en la región. La Figura 39 detalla la infraestructura del proyecto.

³³⁵ Ingresada el 8 de noviembre de 2019. Véase FNE División Antimonopolios, Informe de archivo “Denuncia por conductas exclusorias en el mercado de provisión de GNL”. Rol N°2.592-19. 30 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Figura 39: Infraestructura proyecto GNL Talcahuano



Fuente: Estudio de impacto ambiental del Terminal GNL Talcahuano³³⁶.

384. GNL Talcahuano denuncia que “(Gasoducto del Pacífico) se encontraría impidiendo su conexión al único gasoducto existente en la región del Bío-Bío mediante una serie de justificaciones de orden técnico”, las que a juicio del denunciante no eran atendibles. Asimismo, declara que habría existido un cambio de criterio arbitrario por parte de Gasoducto del Pacífico, manifestado mediante la no renovación de un certificado de factibilidad elaborado por esta última en que se afirmaba que el proyecto de GNL Talcahuano era viable y que podía conectarse a las instalaciones de Gasoducto del Pacífico. Sin dicho certificado, el proyecto del denunciante no podía seguir adelante.
385. Las razones de la no renovación del certificado de factibilidad por parte de Gasoducto del Pacífico pueden ser de carácter técnicas (inviabilidad operacional de la conexión) o un intento por restringir el acceso a un nuevo competidor al mercado de comercialización de GN, considerando que este se encuentra integrado verticalmente con Innergy Soluciones Energéticas, comercializador de GN de la región.
386. Esta disputa fue estudiada por la FNE, resolviendo³³⁷ que, si bien no existieron conductas exclusorias por parte de Gasoducto del Pacífico (dado que el impedimento de acceso se debió a una causa ambiental pendiente y no al actuar de la empresa), este sí infringió el

³³⁶ Estudio de impacto ambiental, Terminal Marítimo GNL Talcahuano. Capítulo 1: Descripción del Proyecto, Estudio de Impacto Ambiental. Acceso el 1 de octubre de 2021. Disponible [aquí](#).

³³⁷ FNE División Antimonopolios, Informe de archivo “Denuncia por conductas exclusorias en el mercado de provisión de GNL”. Rol N°2.592-19. 30 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

deber de las empresas dominantes de no afectar la competencia al no entregar la renovación del certificado de factibilidad, lo que, en ausencia de lo anterior, sí habría sido considerado como un ilícito sancionable.

387. La existencia de este hecho puntual da evidencia sobre la falta de regulación en cuanto al procedimiento regular que debe seguir una solicitud de acceso abierto. Sin una normativa clara y explícita, es probable que estos hechos sigan ocurriendo, disminuyendo así la provisión y competencia aguas abajo, lo que afectaría negativamente el bienestar de los consumidores.

ii. Redes de distribución

388. En esta sección analizaremos la estructura de propiedad de las redes de distribución, los procedimientos legales que permiten su construcción, la distribución territorial y los factores que motivarían su cobertura y dirección de crecimiento, y su intensidad de uso.
389. Cabe recordar que por redes de distribución nos referimos a los ductos que se conectan directamente a los clientes, y que según su diámetro y presión bajo la cual transportan el gas pueden denominarse como primarias, secundarias o terciarias. Continuando con la analogía de la sección anterior, podemos concebir este tipo de redes como ramificaciones que surgen de la columna vertebral de la cadena de suministro (gasoductos) con el objetivo de conectarse a los consumidores de GN.

Estructura de propiedad

390. Con respecto de la estructura de propiedad de las redes de distribución, estas se diferencian de las de transporte en cuanto las primeras son propiedad exclusiva de la empresa distribuidora, lo que no siempre ocurre con estas últimas. En otras palabras, no existe otro dueño de la red de distribución que no sea la propia empresa distribuidora de GN. Este aspecto de las redes de distribución nos permite omitir las consideraciones que presentamos anteriormente sobre los posibles incentivos que enfrentan los actores en cuanto a dificultar o negar el acceso de terceros a su infraestructura; independientemente de que no exista regulación que permita esto aguas abajo. Si existieran dichos incentivos, éstos se manifestarían en el segmento de transporte, en caso de que el distribuidor estuviera integrado verticalmente aguas arriba.
391. Descartando entonces la necesidad de un análisis de la propiedad de las redes, ahora nos enfocaremos en estudiar el procedimiento legal que precede la entrada en operación de una red de distribución.

Otorgamiento de concesiones

392. Para construir una red de distribución de GN es necesario adjudicarse una concesión otorgada por el Ministerio de Energía, la cual le da la facultad a la empresa distribuidora de establecer, operar y explotar el servicio público de distribución de gas de red en la zona concesionada. Esta, sin embargo, no le otorga a la empresa adjudicataria la exclusividad de la distribución de GN en esa zona, por lo que es posible que exista más de una empresa que distribuya gas en una comuna o ciudad contenida en la zona de concesión. A la vez,

es posible que una zona de concesión esté contenida, entera o parcialmente, dentro de la zona de otra empresa.

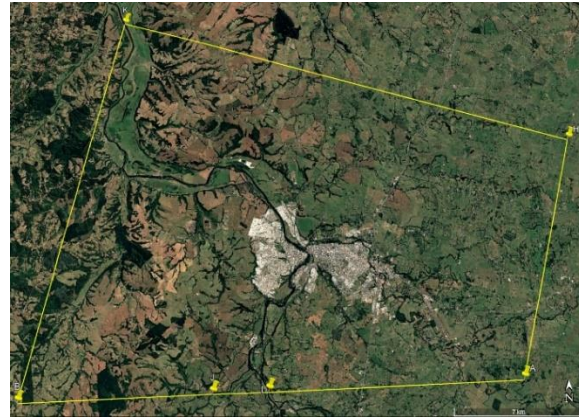
393. Dentro del periodo de tiempo contenido en este estudio se han adjudicado concesiones en ciudades como Osorno, Puerto Montt y Puerto Varas, las que ya cuentan con más de una red de distribución operativa. A continuación, en la Figura 40 graficamos las zonas de concesión de algunas de estas ciudades con el fin de ejemplificar los puntos anteriores.

Figura 40: Concesiones otorgadas en Osorno y Puerto Montt

Panel 1: Concesión Empresa J en Osorno



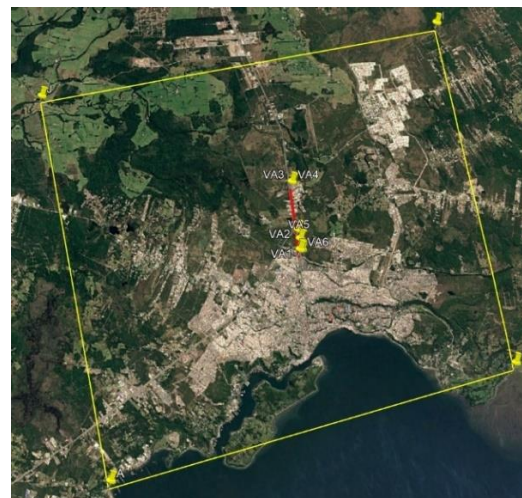
Panel 2: Concesión Empresa K en Osorno



Panel 3: Concesión Empresa J en P. Montt



Panel 4: Concesión Empresa K en P. Montt



Fuente: Elaboración propia a partir de cuadros de coordenadas de concesiones otorgadas.

394. Cada panel de la figura anterior denota una zona de concesión, la cual se determina en base a las coordenadas declaradas en el decreto que otorga la concesión respectiva. Por un lado, los paneles 1 y 2 denotan las zonas concesionadas de las dos empresas que distribuyen GN en la ciudad de Osorno. En este caso vemos que el polígono concesionado de la empresa J rodea la zona urbana de la ciudad, mientras que el de la empresa K contiene dicha zona y además se adjudica una superficie significativa de la zona rural

adyacente a la ciudad. Por otro lado, los paneles 3 y 4 muestran los polígonos de la ciudad de Puerto Montt, los cuales son relativamente similares en términos de la zona que cubren, a diferencia de lo visto en el caso de Osorno. Incluso vemos que la empresa K modificó su concesión original (líneas rojas en panel 4) al querer construir infraestructura nueva que no se había indicado en la solicitud previa.

395. En forma adicional a lo anterior, los paneles contenidos en la Figura 40 nos muestran que las zonas concesionadas suelen ser de gran tamaño, independientemente del tamaño de la ciudad y sus alrededores. Este hecho lleva a preguntarse si las concesiones son muy laxas en términos de qué tan grande puede ser la zona concesionada. Luego, considerando que la construcción de redes de distribución suele ser lenta y costosa, una concesión que adjudique derechos sobre una gran superficie puede convertirse en una barrera a la entrada para futuros competidores. En efecto, una empresa que decida operar en cierta ciudad tiene incentivos a concesionar la mayor superficie posible en caso de que un tercero decida competir en su mismo territorio. De esta forma, esta puede extender su red a la zona en que el competidor pretendía operar al ya contar con la infraestructura base para hacerlo.
396. Una manera de observar si existe el incentivo de utilizar concesiones como instrumentos de disuasión o como barreras a la entrada es analizar el tiempo de respuesta que toma una empresa para reaccionar a la adjudicación de una concesión a su competencia. Tomando como base las concesiones adjudicadas entre 2010 y 2020, la Tabla 10 detalla, por ciudad, las fechas en que se adjudican las concesiones y en las que comienza a operar la red de distribución.

Tabla 10: Promulgación y operación de concesiones

Ciudad	Empresa	Promulgación Concesión	Inicio Operación
Osorno	Empresa J	Julio 2016	Septiembre 2017
Osorno	Empresa K	Noviembre 2016	Noviembre 2017
Puerto Montt-Varas	Empresa J	Julio 2016	Julio 2017
Puerto Montt-Varas	Empresa K	Diciembre 2016	Julio 2017
Puerto Montt-Varas	Empresa K	Junio 2018	-

Fuente: Elaboración propia a partir de decretos de concesiones e información pública.

397. De la tabla anterior destaca el hecho de que existe una rápida respuesta por parte de una distribuidora de GN ante la adjudicación de una concesión de un competidor. En particular, vemos que la Empresa K reaccionó rápidamente a las concesiones otorgadas a la Empresa J en las ciudades de Osorno, Puerto Montt y Puerto Varas, adjudicándose una concesión entre 4 a 5 meses después de que se le otorgó la misma a la Empresa K. Además, vemos que esta reacción no se expresa únicamente en la solicitud de la concesión, sino también en la entrada en operación de la red, la que se demora entre 6 a 12 meses en estar operativa.
398. Las ciudades contenidas en la tabla anterior tienen la particularidad de que no tenían red de distribución de GN en forma previa a la ventana de tiempo considerada en este estudio, por lo que podemos observar el uso disuasivo que se le da a las concesiones cuando el

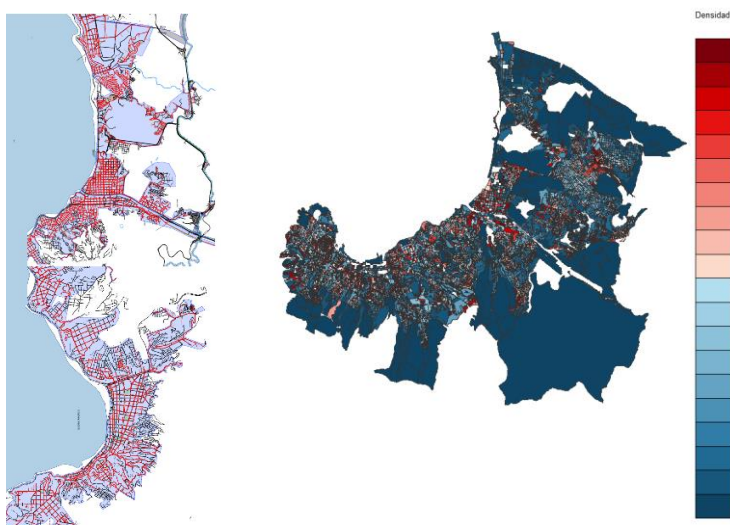
mercado en cuestión no está explotado. Al no existir una red previa a la entrada de cualquiera de las dos empresas, la solicitud de una concesión por parte de la Empresa K podría interpretarse entonces como una especie de amenaza a la Empresa J en caso de que esta decida expandir su red de manera significativa, dado que la Empresa K también tiene participación en el mercado de GLP a través de una empresa relacionada, que podría verse afectada por el crecimiento del negocio de GN de la Empresa L.

Expansión territorial de las redes

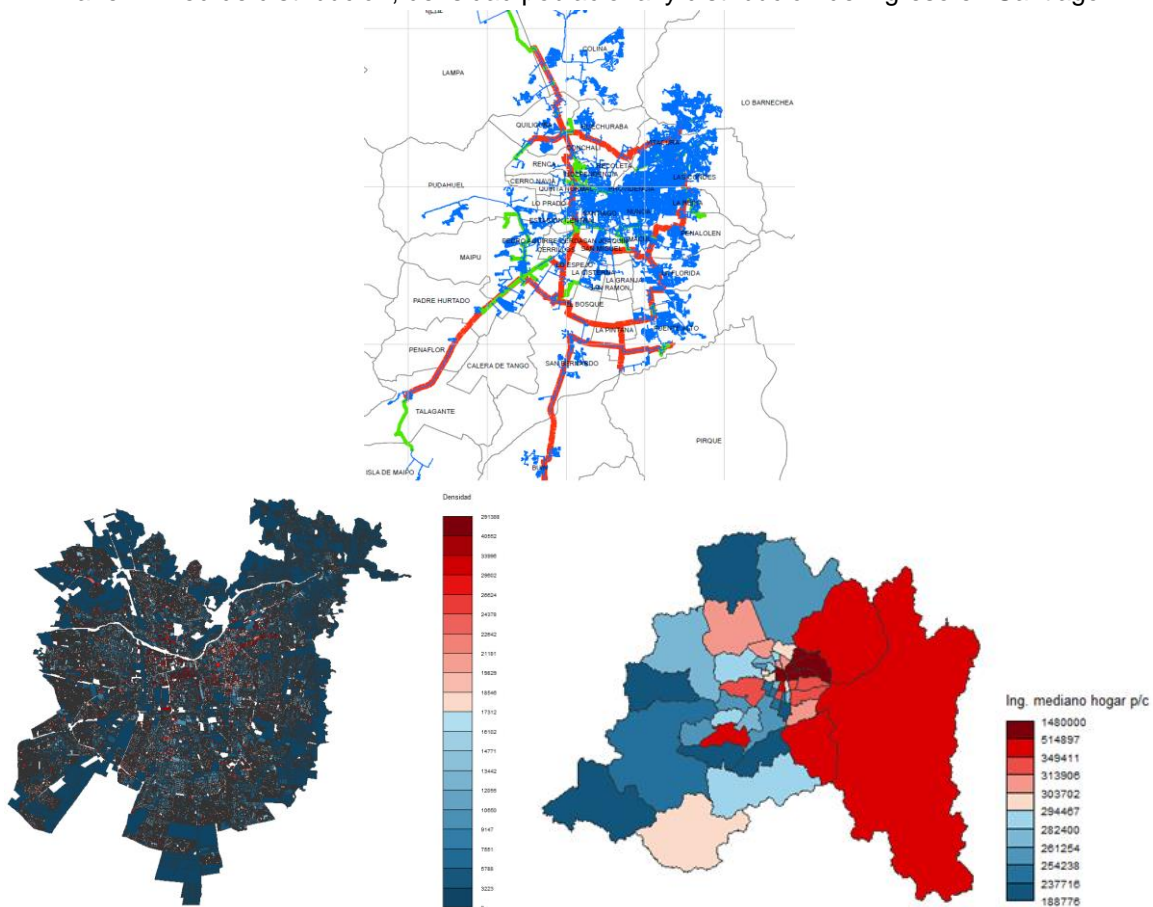
399. Una vez que se promulga el decreto que adjudica la concesión, las empresas pueden comenzar la construcción de su red. Debido a la cuantiosa inversión requerida para operar una red de distribución, los distribuidores tienen el incentivo de expandirse hacia zonas industriales -dado el alto consumo que dichos actores tienen- y a áreas residenciales donde exista alta densidad poblacional y altos niveles de ingreso. No obstante, no sabemos con claridad la intensidad de estas fuerzas, es decir, qué tanto más importante es uno de estos factores por sobre otro, de manera que esto determine que la red se expanda más hacia una zona que a otra.
400. Para estudiar esta hipótesis, presentamos a continuación dos figuras que detallan algunas de las redes existentes en el país, junto con factores que suelen motivar su expansión. La razón de mostrar dos figuras separadas dice relación con la madurez de las redes. En efecto, no es apropiado comparar redes que tengan diferencias significativas en cuanto a su tiempo de operación, puesto que redes maduras tienen más probabilidades de tener un mayor nivel de cobertura que redes incipientes. Dicho esto, la siguiente figura muestra las dos redes con mayor nivel de madurez en el país, las cuales operan en la Región de Valparaíso y en la Región Metropolitana.

Figura 41: Expansión territorial en redes maduras al 2020

Panel 1: Red de distribución en Valparaíso y Viña del Mar, y densidad poblacional



Panel 2: Red de distribución, densidad poblacional y distribución de ingreso en Santiago

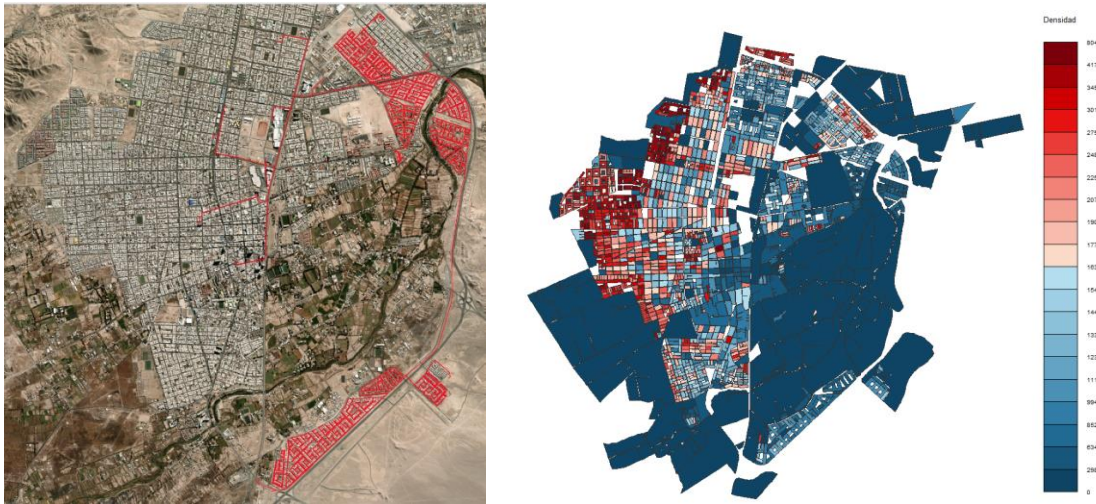


Fuente: Elaboración propia a partir de información de distribuidores, Censo 2017 y Casen 2017.

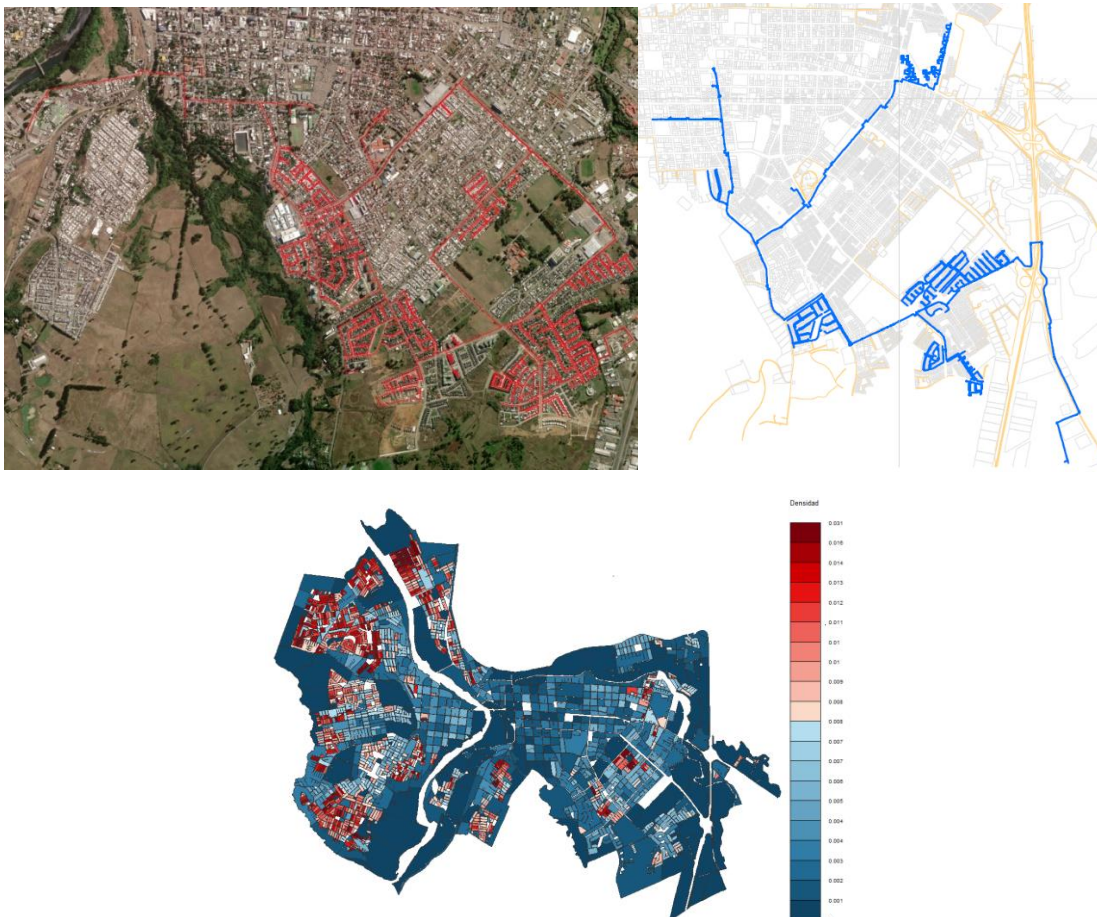
401. Como mencionamos anteriormente, los principales factores que determinan cuánto y hacia dónde se expande las redes de distribución son (i) la presencia de grandes industrias; (ii) zonas de alta densidad poblacional; y (iii) zonas con viviendas de altos niveles de ingreso.
402. En el caso de Valparaíso y Viña del Mar, observamos que la red de distribución tiene una alta cobertura en la zona costera de ambas comunas, donde existe una alta densidad poblacional. Sin embargo, zonas con las mismas características demográficas no tienen acceso a la red, como es el caso de las áreas costeras ubicadas más al sur y al norte del mapa poblacional, al igual que zonas ubicadas más hacia el interior en donde no existe tanta concentración de consumidores. Luego, considerando que en la zona con cobertura no existen grandes industrias que tengan alto consumo de GN, uno podría presuponer que dichos barrios concentran población de mayores ingresos que los igualmente densos pero ubicados en las zonas sin cobertura, lo que nos da razones para inferir que el criterio ingreso prima por sobre el demográfico e industrial, al menos en las ciudades de Valparaíso y Viña del Mar.
403. Lo mismo ocurre cuando analizamos la ciudad de Santiago. En efecto, vemos cómo la red de distribución terciaria (color azul) se concentra mayormente en la zona centro y oriente de la capital, con pequeñas ramificaciones en comunas del nororiente y suroriente que se encuentran cerca de redes primarias (color rojo) y secundarias (color verde). Si se compara dicha distribución territorial con los mapas de densidad por manzana y el ingreso per cápita mediano de los hogares de cada comuna, podemos inferir que dicha expansión territorial se motiva nuevamente por un criterio de ingreso más que por uno de concentración poblacional o de presencia industrial. En particular, podemos ver que comunas con un alto nivel de población como Maipú o Pudahuel apenas existen barrios donde llegue la red de GN, a pesar de encontrarse cerca de redes secundarias, por lo que no sería tan costoso expandir la red hacia allá. De la misma forma, vemos que comunas con menores niveles de ingreso como Lo Prado, Cerro Navia o Renca, que se encuentran muy próximas a redes terciarias de otras comunas, casi no tienen penetración de la red. Caso contrario ocurre para comunas como Huechuraba, La Florida o Peñalolén, donde sí existe penetración de la red terciaria pero solo a sectores acotados, donde presumiblemente se encuentra la población de más altos ingresos de la comuna.
404. En consecuencia, observamos que, para el caso de las redes maduras, el criterio ingreso pareciera ser el principal catalizador de una expansión de la red, dejando en segundo y tercer lugar a los factores poblacionales e industriales.

Figura 42: Expansión territorial en redes incipientes al 2020

Panel A: Red de distribución y densidad por manzana en Calama



Panel B: Redes de distribución y densidad por manzana en Osorno



Fuente: Elaboración propia a partir de información de distribuidores y Censo 2017.

405. En la Figura 42, en tanto, observamos cómo se distribuyen las redes terciarias en dos de las ciudades que tuvieron acceso reciente a GN: Calama y Osorno. Lo interesante de estudiar estas dos ciudades en particular es que nos permite ver además cómo se expanden las redes nuevas cuando no existe competencia (Calama) y cuando sí existe (Osorno).
406. En el caso de la primera, observamos nuevamente que las redes terciarias no necesariamente se expanden hacia zonas con alta concentración poblacional. Es más, las zonas donde sí llega la red de GN son barrios residenciales de mayores ingresos en relación con el resto de la ciudad y a sectores comerciales. Un aspecto adicional que es interesante de considerar es la construcción de redes que van por calles principales de la ciudad, pero sin adentrarse en las zonas residenciales adyacentes, lo cual podría denotar un interés por capturar a dicha clientela eventualmente, en caso que esto sea económicamente viable para la empresa o si entra un competidor.
407. La ciudad de Osorno, por su parte, tiene la particularidad de contar con dos competidores que ingresaron casi simultáneamente al mercado, por lo que es interesante ver cómo es la dinámica de la expansión territorial en estos casos. En términos de los factores que mueven la expansión de la red ante la alta posibilidad de captura de clientes por parte de la competencia, vemos nuevamente que el factor de densidad poblacional no pareciera jugar un rol preponderante, dado que no se construyeron redes desde o hacia los barrios con mayor concentración de gente. Por otro lado, observamos que existen sectores donde operan ambas redes de distribución y sectores donde hay una división explícita, con manzanas que a un lado de la calle opera una red y al otro lado la de la competencia.
408. Por tanto, apreciamos que para el caso de redes incipientes parecieran predominar los mismos factores que para redes maduras, teniendo más relevancia el factor ingreso o industrial que el demográfico.

Velocidad de expansión y contratación de clientes

409. Ahora bien, para el caso de redes nuevas es interesante ver en mayor detalle con qué velocidad están expandiéndose, y cuáles son los clientes que son contratados primero por las distribuidoras. En la ventana de tiempo analizada en este estudio, existen tres ciudades que tuvieron por primera vez acceso a GN: Osorno, Puerto Montt y Puerto Varas. En las tres ciudades, además, opera más de un distribuidor, lo que nos da luces sobre qué tan agresiva es la expansión cuando existe competencia. Lamentablemente, no contamos con una ciudad que tenga una red nueva entre 2010-2020 y que tenga solo un distribuidor, por lo que no tenemos un contrafactual para ver qué tan diferente es la construcción de la red y los tipos de clientes que se contratan en ambos casos.
410. Para analizar estas variables, utilizamos dos fuentes de información: la planificación de construcción de la red declarada por las empresas en el decreto de concesión y la información privada de estas en cuanto al número de kilómetros de redes construidas y el tipo de clientes que conectaron en este periodo. No obstante, solo tenemos información de la planificación para una de las dos empresas que operan en las ciudades antes

mencionadas, por lo que únicamente se presentan datos para esta compañía. La Tabla 11 presenta los resultados de este análisis.

Tabla 11: Velocidad de expansión de red y contratación de clientes

	Osorno	Puerto Montt	Puerto Varas
Fin etapa 1	sep-18	sep-18	sep-18
<i>Extensión red:</i>			
Km. planificados	13,9	16,7	7,5
Km. construidos	23,8	36,9	12,1
Avance	171%	221%	161%
<i>Conexiones:</i>			
Construidas	1.852	3.129	S/I
Operativas	1.806	1.151	S/I
Ratio Op/Const	98%	37%	S/I
<i>Tipo conexiones op.:</i>			
Residenciales	96%	99%	S/I
Comerciales	1%	1%	S/I
Industriales	3%	0%	S/I
Fin etapa 2	mar-20	mar-20	mar-20
<i>Extensión red:</i>			
Km. planificados	27,8	33,4	15,0
Km. construidos	30,9	53,2	20,0
Avance	111%	159%	133%
<i>Conexiones:</i>			
Construidas	15.342	15.247	3.036
Operativas	9.622	11.326	1.873
Ratio Op/Const	63%	74%	62%
<i>Tipo conexiones op.:</i>			
Residenciales	97%	98%	96%
Comerciales	2%	1%	4%
Industriales	1%	1%	0%

Fuente: Elaboración propia a partir de decretos de concesión e información del distribuidor.

411. La tabla anterior se organiza de la siguiente manera. Para cada una de las tres ciudades en cuestión, y etapa de la planificación declarada en el decreto de concesión³³⁸, se detallan (i) la extensión de la red en términos del grado de avance entre los kilómetros planificados y efectivamente construidos; (ii) el ratio entre número de conexiones construidas y operativas; y (iii) el tipo de clientes contratados en dichas conexiones.

³³⁸ Cabe mencionar que el decreto considera tres etapas de construcción, en donde la tercera y última finaliza posterior al 2020, por lo que no fue considerada en este análisis.

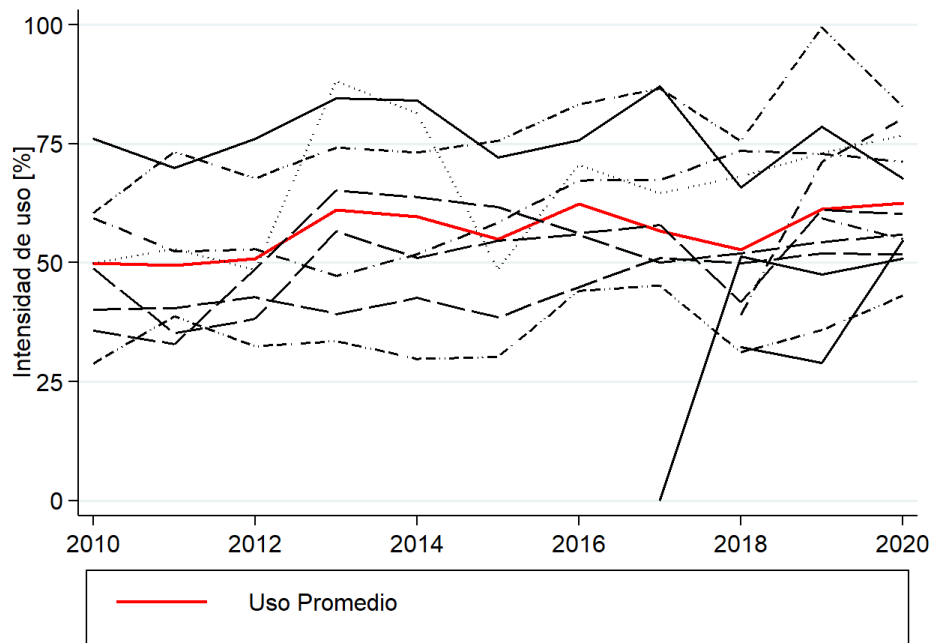
412. Respecto de la extensión de la red, vemos que para las tres ciudades existe una construcción que se encuentra significativamente por sobre de lo planificado, con grados de avance que superan lo presupuestado entre un 60% y 121% en la fase 1 de construcción. Dicha tasa de crecimiento se ve disminuida en la fase 2, donde el nivel de avance supera lo planificado entre un 10% y 60% dependiendo de la ciudad que consideremos. Esto nos da indicios de que las empresas buscan asegurar rápidamente a los clientes más atractivos -presumiblemente en la fase 1- y luego siguen expandiéndose, pero menos agresivamente. Dicha conclusión es independiente del tamaño de las ciudades, ya que una ciudad pequeña como Puerto Varas tiene una expansión de red casi igual de acelerada que una ciudad más grande como Osorno. Por otro lado, no vemos que exista un patrón en la velocidad de construcción de conexiones a clientes y su entrada en operación, dado que esta varía según la etapa de planificación y la ciudad que consideremos.
413. En cuanto al tipo de cliente que domina las conexiones operativas, vemos una preferencia casi absoluta por clientes residenciales por sobre los de tipo comercial o industrial, donde los primeros representan más del 95% de las conexiones tanto en la primera fase de planificación como en la segunda. Esta preferencia desproporcionada puede deberse a varios factores, pero uno que destaca dice relación con el hecho de que los clientes residenciales tienen menos alternativas de combustibles que los comerciales-industriales, dados los usos que cada uno le da al GN y GLP. Mientras que los primeros suelen utilizar gas preferentemente para cocinar, calefaccionar y el aseo personal, lo que requiere bajos volúmenes, los segundos lo usan más para procesos productivos, demandando cantidades sustantivamente mayores. En consecuencia, estos últimos son más sensibles a cambios en los precios de los distintos tipos de combustibles, por lo que es más probable que alteren en el mediano y largo plazo su infraestructura para funcionar con el combustible más económico. Esto no ocurre en el caso de los consumidores residenciales, quienes son más inelásticos en términos de la elasticidad precio de la demanda.

Intensidad de uso de redes de distribución

414. Finalmente, en esta sección estudiaremos el nivel en que las empresas utilizan su infraestructura de distribución, con el fin de ver si existe capacidad ociosa que pueda ser utilizada por agentes no comercializadores para satisfacer sus demandas por GN. La estimación de la intensidad de uso, sin embargo, no está exenta de complicaciones metodológicas, las que detallamos a continuación.
415. En primer lugar, las distribuidoras de GN no cuentan con métricas precisas que indiquen la intensidad con que se usa cada tramo de su red primaria, secundaria y terciaria. Dado esto, utilizamos como proxy de intensidad de uso la capacidad de distribución que tienen los *city gates* de las distribuidoras. Los *city gates* se ubican generalmente en las afueras de ciudades, y son instalaciones destinadas a la recepción, filtrado, medición, odorización y despacho de GN. En términos simples, estas funcionan como una especie de válvula que determina la presión y la cantidad de gas que llega finalmente a los consumidores. Luego, solo estimamos el grado de uso para las comunas y ciudades que cuenten con *city gates*.

416. Un segundo aspecto que dificulta la correcta medición del nivel de uso de las redes es el hecho de que distribuidoras pueden tener más de un *city gate* que abastezca una comuna o un conjunto de estas. En estos casos no nos es posible determinar cuánto del volumen transado de GN en dichas comunas provino de cierto *city gate* u otro, por lo que estas ciudades son descartadas de este análisis, como es el caso de Valparaíso, Viña del Mar y Santiago.
417. Un tercer y último desafío que surge para la medición del uso de las redes es cómo definimos la capacidad que tienen los *city gates*. Para esto consideramos el volumen máximo diario de GN que pasó por cada uno de los *city gates* durante los diez años que considera este estudio, el cual asumimos como la capacidad máxima de distribución de la instalación en un día. Ese valor luego es multiplicado por 365 para obtener una cota inferior de la capacidad anual de distribución del *city gate*, de manera de no sobreestimar su capacidad real de distribución.
418. Dadas estas consideraciones metodológicas, estimamos la intensidad de uso de las redes como el cociente entre el volumen vendido en una comuna o ciudad en un mes con la capacidad máxima que tiene el *city gate* que abastece dicha localidad. Los resultados de este ejercicio se encuentran en la Figura 43.

Figura 43: Intensidad de uso de redes de distribución



Nota 1: Cada línea representa la intensidad de uso calculada a partir de un *city gate*.

Nota 2: Cada patrón de línea representa una empresa. Puede haber más de una red por empresa.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de distribuidores.

419. El principal hecho que destaca el gráfico anterior es que el uso promedio de las redes de distribución que se abastecen de un solo *city gate* oscila entre el 50% y 60%. De estas, la

mayoría de las redes cuenta con más de 10 años de funcionamiento, por lo que podríamos no considerarlas como incipientes. Estas redes, además, suelen abastecer generalmente centros urbanos de tamaño medio o bajo. Dentro de la muestra considerada se encuentran comunas de alta y baja población. Por ejemplo, entre las primeras se encuentran ciudades como Calama, Chillán, Temuco y Concepción, mientras que en las segundas se consideran comunas como Casablanca, La Calera y Puerto Varas.

420. Finalmente, habiendo estudiado la propiedad y el uso de las redes de transporte y distribución, junto con los factores que determinan su ubicación, podemos concluir que las primeras cuentan con una estructura propietaria más compleja que las segundas y tienen un grado considerable de capacidad ociosa, que no ha sido aprovechada por falta de una normativa que regule correctamente el acceso abierto. Las redes de distribución, por su parte, suelen expandirse hacia zonas con más altos ingresos -independientemente de la densidad poblacional que allí exista-, lo que aplica para redes maduras e incipientes. Además, estas presentan un grado de uso menor, que se encuentra en promedio cerca del 50%, por lo que es posible que una regulación de acceso abierto también aplique para este segmento de la cadena de suministro de GN. No obstante lo anterior, la disponibilidad de datos robustos para el cálculo efectivo del uso de las redes de distribución no nos permite concluir con absoluta certeza de que estas redes están siendo subutilizadas en un porcentaje importante.

C. Relaciones verticales entre segmentos regulados y desregulados

i. Marco regulatorio

421. Las empresas de distribución de gas natural están sujetas a una tasa de rentabilidad máxima por cada zona de concesión. Esta tasa es de larga data en la regulación, pero históricamente la normativa no contemplaba una forma de calcularla, por lo cual en los hechos no era fiscalizada adecuadamente por la autoridad competente ni se sufrían consecuencias por superar el máximo establecido. La Ley N°20.999, promulgada en febrero del año 2017, remedió muchos de estos problemas, incorporando una metodología clara para calcular la rentabilidad máxima y estableciendo una consecuencia (sanción) para el caso que ella fuera sobrepasada. Esto es, la empresa pasaría a ser regulada en sus precios de inmediato.
422. Dada la importancia de esta rentabilidad máxima, la normativa mira con mucho cuidado las relaciones verticales de las empresas distribuidoras. Lo anterior, puesto que existe el riesgo de que una empresa disminuya su tasa de rentabilidad por medio del aumento artificial de sus costos, traspasando rentabilidad a una empresa integrada verticalmente que no esté sujeta a esta tasa de rentabilidad.
423. Para ilustrar este punto, consideremos que, por ejemplo, una empresa A decide dividirse entre A1 (aguas abajo, dedicada a la distribución de gas a cliente final) y A2 (aguas arriba, dedicada a la importación y comercialización de gas). En tal caso, el límite de rentabilidad solo aplicaría para la empresa A1. Además, supongamos que, previo al límite de

rentabilidad, A marginaba \$200 pesos por m³ de gas (vendiendo a \$700 y comprando a \$500 pesos), pero ahora para cumplir con la normativa deberá marginar no más de \$150 pesos por m³ de GN.

424. Si ambas empresas desean maximizar conjuntamente sus utilidades, lo óptimo sería que A1 compre gas a un precio sobre el de mercado por medio de la empresa A2, por ejemplo, a \$550 pesos. De esta forma, la empresa aguas abajo puede marginar \$150 pesos por m³ (\$700 menos \$550 pesos) y cumplir con la regulación, y la empresa aguas arriba puede recibir la utilidad de \$50 pesos (\$550 menos \$500 por la compra de gas) derivadas del aumento de los costos de A1. Así, el “conglomerado” (A1 + A2) es capaz de evadir el límite de rentabilidad.
425. Atendido el riesgo anterior, la Ley de Servicios de Gas exige que las compras de GN entre empresas relacionadas sean necesariamente a través de licitaciones públicas e internacionales, como dispone el artículo 33 quinquies³³⁹. Sin embargo, el artículo 12 transitorio de la referida Ley N°20.999³⁴⁰ establece una excepción a la regla anterior, en caso de existir un contrato de suministro de GN entre una empresa y su relacionada en forma previa a su publicación. La Historia de la Ley no lo señala explícitamente, pero es razonable sostener que la finalidad de esta disposición transitoria era interferir lo menos posible con contratos que se encontraran en proceso de ejecución. Debido a que la Ley N°20.999 fue publicada en febrero de 2017, cualquier contrato suscrito entre entidades relacionadas antes de esa fecha quedaría fuera de su régimen regular mientras estuviera vigente dicho contrato.

³³⁹ Artículo 33 quinquies del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas: *“El costo del gas en cada punto de conexión corresponderá a lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria, de acuerdo al o los precios de compra de sus contratos de suministro (...). No obstante lo anterior, cuando la empresa concesionaria efectúe la compra de gas a empresas de su mismo grupo empresarial o a personas o entidades relacionadas en los términos señalados en la ley N° 18.045, de Mercado de Valores, el costo del gas solamente considerará tales contratos de suministro si éstos han sido el resultado de procesos de licitaciones públicas e internacionales”.*

³⁴⁰ Artículo 12 transitorio de la Ley N°20.999, que Modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones que indica (Última Reforma): *“En caso que, al momento de la entrada en vigencia de la presente ley, la empresa concesionaria cuente con contratos de compra de gas suscritos con empresas de su mismo grupo empresarial o a personas o entidades relacionadas en los términos señalados en la ley N° 18.045, de Mercado de Valores, no aplicará a dichos contratos lo dispuesto en los incisos segundo y tercero del artículo 33 quinquies, determinándose el costo del gas asociado a tales contratos de acuerdo al presente artículo. Si la empresa concesionaria o las referidas empresas, personas o entidades relacionadas cuentan con acceso a instalaciones que permitan realizar importaciones de gas (...) la Comisión verificará que la gestión de compra de los contratos en cuestión sea económicamente eficiente, de acuerdo a las condiciones de mercado. (...) Si el precio promedio proyectado de los contratos de la concesionaria no supera en más de un cinco por ciento el precio promedio proyectado de los contratos existentes, el costo del gas en cada punto de conexión corresponderá a lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria de acuerdo al o los precios de compra de los contratos en cuestión”.*

426. Desde el punto de vista de esta Fiscalía el correcto funcionamiento de estas relaciones es importante puesto que, por la importancia del GN donde se encuentra desplegado de manera relevante, una alteración en sus precios impactaría no solo a los consumidores de este combustible, sino que también a los consumidores de sus sustitutos.

ii. Integración vertical entre Metrogas y Agesa

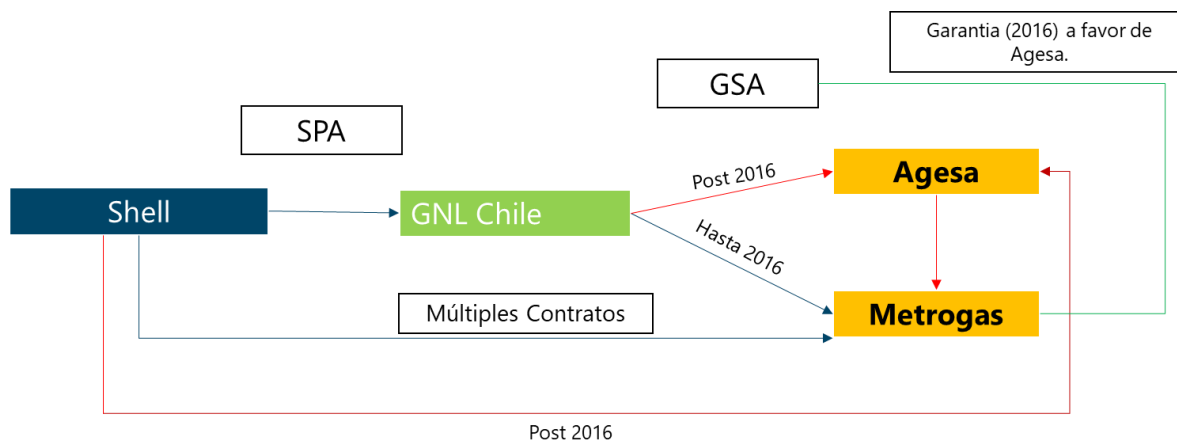
427. Durante el desarrollo de este estudio, se constató que Metrogas se acogió al referido artículo transitorio porque, 6 meses antes de la publicación de la Ley N°20.999, más precisamente en julio de 2016, celebró un contrato con una duración hasta el año 2030 con Agesa, una empresa que fue creada en junio de 2016 como parte de una división de Metrogas.
428. Como contexto, es relevante explicar de forma detallada el funcionamiento de los contratos que vinculan a Metrogas y Agesa con sus proveedores de GNL. Al llevarse a cabo el proyecto de GNL Quintero se crearon dos sociedades. Una sociedad, GNL Quintero, básicamente administra el puerto y el terminal de regasificación, mientras otra, GNL Chile³⁴¹, celebra contratos de suministro de GNL por cuenta y riesgo de alguno de sus accionistas.
429. En el caso en particular que atañe a este estudio, el año 2007 Metrogas había celebrado un contrato de suministro de largo plazo (denominado Gas and Sales Agreement o “GSA”) con GNL Chile para el suministro de GN. Este contrato ha sufrido diversas modificaciones, siendo la última del año 2013, y se mantendría vigente hasta el año 2030.
430. GNL Chile a su vez, para proveer GN a Metrogas, había celebrado por cuenta de ésta un contrato originalmente con British Gas LNG Trading LLC (que luego fue sucedida por Shell). GNL Chile traspassa el costo de dicho contrato a Metrogas, el que se denomina Sales and Purchase Agreement (o “SPA”).
431. En paralelo a ese contrato, Metrogas celebró una serie de otros contratos directamente con British Gas (hoy Shell) que tenían la finalidad principal de asegurar el cumplimiento de los contratos de suministro entre los cuales se encuentran un contrato denominado “Direct Agreement”, una prenda comercial, y un contrato marco de arbitraje denominado “Umbrella Arbitration Agreement”.
432. Luego, el 26 de mayo de 2016, Metrogas se dividió en la propia Metrogas y Agesa. Metrogas mantuvo el negocio de distribución, mientras que Agesa quedó con todos los contratos de

³⁴¹ GNL Chile S.A. es una empresa cuya propiedad se encuentra en manos de Enel Generación Chile S.A., la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP), y Agesa en partes iguales. Su función principal es contratar el suministro de gas natural de proveedores internacionales, y todo lo necesario para proveer suministro de GN incluyendo contratos con un puerto (GNL Quintero), almacenamiento, regasificación y entrega.

abastecimiento incluyendo el contrato principal que tenía Metrogas, el GSA con GNL Chile. En la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada al efecto se establece que también una serie de otros contratos, incluyendo todos los que se celebraron directamente entre Metrogas y British Gas (hoy Shell), también fueron asignados a Agesa³⁴².

433. Todas las asignaciones de los contratos requerían la aprobación explícita de la contraparte y en particular el GSA requería que Metrogas estableciera una garantía como requisito para ceder dicho contrato. Así, Metrogas procedió a establecer esta garantía amplia en favor de Agesa, la que permanece vigente hasta hoy. Como se puede apreciar en la figura que sigue, si bien Agesa es actualmente el titular de los contratos celebrados con GNL Chile y Shell, Metrogas es el garante final del cumplimiento de las obligaciones de Agesa.

Figura 44: Relaciones contractuales entre Metrogas, Agesa, GNL Chile y Shell (anteriormente British Gas)



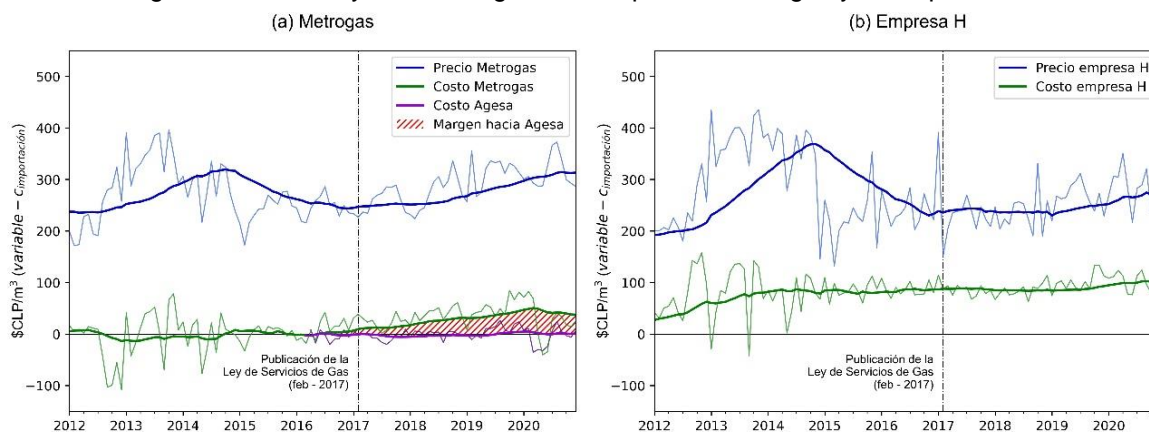
434. Casi de inmediato luego de la división (esto es, el 20 de julio de 2016), Metrogas y Agesa celebraron un contrato de suministro, que en términos simples permitió a Metrogas recontratar el suministro que antes tenía asegurado de GNL Chile, pero a un precio mayor. Así, este contrato logró elevar de manera importante los costos que antes tenía Metrogas.
435. En vista de lo anterior, se estimó importante analizar si el referido contrato, celebrado meses antes de entrar en vigencia la nueva ley, tuvo algún impacto relevante y, especialmente, si tuvo el efecto desviar rentabilidad de la entidad económica sujeta a límites de rentabilidad, Metrogas, a una entidad económica relacionada o integrada que no lo está, Agesa, que era lo que la normativa justamente buscaba evitar.
436. La revisión de los antecedentes tenidos a la vista permite afirmar que el efecto del referido contrato fue justamente elevar los costos de Metrogas. En contraposición, podemos

³⁴² Ver Junta Extraordinaria de Accionistas de Metrogas S.A. de fecha 26 de mayo de 2016 [aquí](#) (accedido por última vez el 28 de diciembre de 2021).

observar que ni antes ni después de las modificaciones a la Ley de Servicios de Gas los costos de otras empresas distribuidoras de GN sufren una variación similar a esta. Metrogas es la única empresa que se acogió al mencionado artículo transitorio y ello produjo un desvío de rentabilidad desde una empresa con una rentabilidad regulada hacia una empresa relacionada o integrada que no está sujeta a dicha restricción.

437. Conforme a los riesgos descritos en la sección anterior, la Figura 45 panel (a) muestra la evolución de (i) el precio promedio al cliente final y (ii) el costo de adquisición de gas natural, tanto para Metrogas como Agesa. Se incluye además en el panel (b) a la empresa H, a modo de comparación. Todas las fluctuaciones de precios y costos se encuentran niveladas en torno al costo promedio de importación del gas natural, e incluyen medias móviles en torno a un horizonte de 24 meses.

Figura 45: Precios y costos de gas natural para la Metrogas y la Empresa H



Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

Nota: precio y costo se encuentran netos de IVA a valor real de mayo de 2021. En el caso del precio, este corresponde al promedio del precio efectivo de GN entre los segmentos de clientes residenciales, industriales y comerciales

438. En breves palabras, se observa que (i) la creación de Agesa generó un aumento de los costos de adquisición de Metrogas, y (ii) es Agesa quien mantiene la tendencia previa de Metrogas en torno al costo de importación promedio. En contraposición, podemos observar que ni antes ni después de las modificaciones a la Ley de Servicios de Gas los costos de la empresa H sufrieron variación alguna.
439. Por consiguiente, es posible afirmar que existen utilidades que son traspasadas a Agesa (identificadas en el área achurada de la figura anterior, que no serían observadas por el regulador –en este caso, la CNE– así como tampoco serían consideradas para los chequeos anuales de rentabilidad. Esto, como se ha señalado, tendría un amparo explícito en la ley, en la forma del artículo 12 transitorio de la Ley N°20.999.
440. El referido artículo transitorio contempla una regla para que el contrato entre partes relacionadas sea aceptado. Este es, que sea a lo sumo un 5% ineficiente respecto del precio promedio proyectado de los contratos existentes en el país. La CNE ha validado el contrato entre Agesa y Metrogas como eficiente de acuerdo al estándar contenido en la ley. Al

respecto, esta Fiscalía observa que la metodología establecida en el artículo 12 transitorio de la Ley N° 20.999 para calificar un costo de “eficiente” presenta deficiencias. Esto, por cuanto más que mirar contratos vigentes, que por la naturaleza de los contratos de GN son a plazo mediano o largo, y que por tanto pueden tener precios muy disímiles, debería haberse comparado el contrato con la oferta que existía en ese momento en el mercado para contratos a largo plazo.

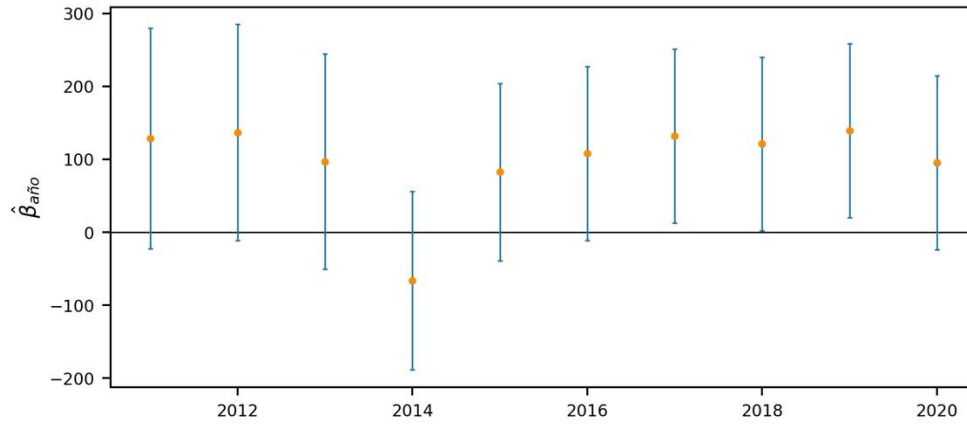
iii. Metodología para estimar el impacto de la relación vertical entre Metrogas y Agesa

441. Para estimar el efecto que tuvo la creación de Agesa sobre el margen conjunto entre ella y Metrogas, se utilizará el enfoque usualmente conocido en la literatura económica como “Diferencia en Diferencias”³⁴³. Para ello, en este caso en particular nuestro grupo de tratamiento estará conformado por el conglomerado Metrogas-Agesa, cuya rentabilidad conjunta no debería verse afectada por el límite de rentabilidad. En contraposición, nuestro grupo de control estará compuesto por la empresa H, quien no sería capaz de traspasar parte de sus utilidades hacia una empresa relacionada y, por tanto, sí aplicaría a cabalidad el límite de rentabilidad. El periodo de tratamiento es a partir de julio de 2016, fecha en la cual Metrogas firmó el contrato de suministro de GN con Agesa.
442. Recordemos que un requisito para aplicar la metodología de diferencia en diferencias es que tanto el grupo de control como de tratamiento tengan una tendencia paralela previa al tratamiento. Como vemos en la figura 45, esta relación es plausible. En efecto, aplicamos el test propuesto por Autor³⁴⁴ en el que verificamos que las tendencias previas al tratamiento no eran distintas a nivel estadístico entre los grupos de control y tratamiento, pero que sí lo son posteriores a él. La Figura 46 nos muestra estos cambios de tendencia temporal.

³⁴³ Véase Jeffrey M. Wooldridge, *Introductory Econometrics: A modern Approach* (Mason OH: Thomson South-Western, 2012), disponible [aquí](#); y Joshua D. Angrist y Jörn-Steffen Pischke, *Mostly Harmless Econometrics: An Empiricist’s Companion* (Princeton: Princeton University Press, 2009), disponible [aquí](#).

³⁴⁴ Autor, D. H. (2003). Outsourcing at will: The contribution of unjust dismissal doctrine to the growth of employment outsourcing. *Journal of labor economics*, 21(1), 1-42

Figura 46: Test de tendencias paralelas



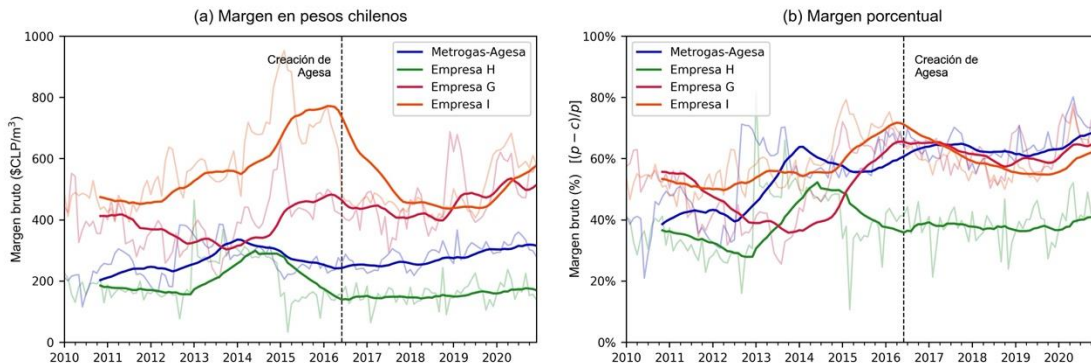
Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

Nota 1: $\hat{\beta}$ corresponde a la diferencia estimada de la tendencia entre los grupos de control y tratamiento.

Nota 2: Las líneas verticales corresponden a los intervalos de confianza estimados con un 5% de error tipo I.

443. De igual forma, las empresas I y G también muestran un quiebre en la tendencia posterior a la aplicación de la ley, aunque, si bien sus tendencias son similares entre sí, distintas de Metrogas y la empresa H, de manera que no calificarían como un buen grupo de control. Esto lo vemos en la Figura 46.

Figura 47: Comparación Márgenes Empresas de GN



Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

Nota: precio y costo se encuentran netos de IVA a valor real de mayo de 2021. En el caso del precio, este corresponde al promedio del precio efectivo de GN entre los segmentos de clientes residenciales, industriales y comerciales

444. De esta forma, es de nuestro interés identificar cambios en el margen de Metrogas que difieran de la tendencia observada para la empresa H. Por lo tanto, el modelo a estimar es:

$$m_{itcs} = \beta_0 + \beta X_{itcs} + \beta_{t_2} dt_2 + \delta dt_2 \cdot dM + \varepsilon_{itcs}, \quad (14)$$

en donde cada observación corresponde a una empresa (i), en un año y mes (t), en la comuna (c) y en el segmento de clientes (s). El análisis se hará considerando las

observaciones desde enero de 2010 a diciembre de 2020. Asimismo, X_{itcs} corresponde a una serie de controles y efectos fijos³⁴⁵, dt_2 es una dummy que toma el valor de 1 a partir de julio de 2016, y (dM) es otra que toma el valor de 1 en caso de que la observación pertenezca a Metrogas-Agesa. Se utiliza como variable dependiente al margen como $m_{itcs} = p_{itcs} - c_{it}$, en caso de estar medido en pesos chilenos, o $((p_{itcs} - c_{it})/p_{itcs})$ en caso de ser porcentual. Finalmente, nuestro parámetro de interés es δ .

iv. Resultados

445. A continuación, la Tabla 12 muestra los resultados del modelo de la ecuación (14). Las columnas (1) a (4) utilizan como variable dependiente al margen, porcentual y en pesos chilenos, tanto en niveles como en logaritmos. Las columnas (5) a (8) a diferencia de las anteriores permiten a la variable de tratamiento interactuar con cada uno de los tres segmentos de clientes, de esta forma se puede obtener un efecto diferenciado por segmento. Se añade además el costo de adquisición del GLP, el cual fue utilizado como variable de control.

³⁴⁵ A saber, se incluyen efectos fijos por (i) año; (ii) mes; (iii) empresa i ; (iv) comuna c ; y (v) segmento de cliente s . Se incluye una variable de tendencia lineal, y se utilizan como controles (i) la temperatura promedio mensual por comuna en grados Celsius, para cada tc ; (ii) el precio mensual del petróleo en pesos chilenos según el *West Texas Intermediate*, para cada t ; (iii) la distancia en kilómetros desde el Terminal de GNL de Quintero hasta la coordenada centroide de cada comuna, para cada c ; y (iv) el costo promedio de adquisición de GLP en pesos chilenos por kilo, para los actores que participan en la respectiva comuna, para cada tc .

Tabla 12: Resultado del modelo de Diferencias en Diferencias

Modelo	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Variables	$m\%$	$\ln(m\%)$	m_clp	$\ln(m_clp)$	$m\%$	$\ln(m\%)$	m_clp	$\ln(m_clp)$
Intercepto	0.795*** (0.021)	-0.130** (0.065)	399.4*** (75.62)	5.79*** (0.093)	0.799*** (0.021)	-0.103 (0.064)	391.5*** (75.36)	5.823*** (0.093)
Costo GLP	0.000*** (0.000)	0.001*** (0.000)	0.300*** (0.078)	0.001*** (0.000)	0.000*** (0.000)	0.001*** (0.000)	0.299*** (0.078)	0.001*** (0.000)
dt_2	-0.062*** (0.006)	-0.143*** (0.020)	-44.79* (23.08)	-0.159*** (0.028)	-0.064*** (0.006)	-0.159*** (0.019)	-36.78 (22.99)	-0.1637*** (0.028)
Tratamiento (δ)	0.074*** (0.005)	0.172*** (0.015)	66.09*** (17.44)	0.207*** (0.021)				
Trat residencial x					0.062*** (0.005)	0.067*** (0.016)	148.1*** (19.09)	0.229*** (0.023)
Trat comercial x					0.065*** (0.005)	0.109*** (0.016)	78.16*** (19.21)	0.136*** (0.023)
Trat industrial x					0.096*** (0.005)	0.362*** (0.016)	-37.73* (19.25)	0.260*** (0.024)
Observacion	21.274	21.084	21.274	21.084	21.274	21.084	21.274	21.084
R2	0.700	0.578	0.313	0.677	0.7000	0.590	0.315	0.676

Nota: *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$. Se incluye entre paréntesis el error estándar de cada uno de los estimadores

Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

446. De la Tabla 12 podemos observar que en todas las columnas el costo de adquisición del GLP es positivo y estadísticamente significativo. Aquello nos hace sentido, toda vez que a medida que aumenta el costo del sustituto de un bien pareciera razonable que el margen de dicho bien aumente.
447. Para ilustrar los resultados, la columna (1) por ejemplo nos muestra que el coeficiente de la variable dt_2 es negativo, lo que implica que en el periodo de tratamiento la empresa H disminuyó su margen entre -7,3% y -5,0%. Asimismo, el coeficiente de tratamiento es positivo y significativo y, por tanto, implica que Metrogas-Agesa pudo aumentar su margen entre 6,4% y 8,3% respecto de la empresa H, y entre -0,6 % y 3,3% respecto del periodo sin tratamiento (o sin integración con Agesa). Conclusiones similares se pueden obtener de las columnas (2) a (4). De las columnas (5) a (8) se observa que el coeficiente de (dt_2) también es negativo y estadísticamente significativo, a excepción del margen en pesos chilenos de la columna (7). De manera similar, los coeficientes de tratamiento para los tres segmentos son positivos y estadísticamente significativos, con excepción de la misma columna (7) para el segmento industrial (vale indicar que el valor negativo para tal coeficiente no es significativo para un nivel de confianza mayor de 90%).
448. De esta forma, a partir de la integración vertical con Agesa, Metrogas fue capaz de mantener –o incluso aumentar– sus márgenes dentro del mercado de distribución minorista de GN a cliente final.

449. Por otra parte, puesto que de la Tabla 12 no es directo comparar los distintos coeficientes de tratamiento, la Tabla 13 muestra los respectivos intervalos de confianza en pesos chilenos para facilitar su comparación. En ella, se puede apreciar de las filas (1) a (4) que el impacto promedio en el margen de Metrogas-Agesa va desde \$32 a \$381 pesos chilenos por m3 de GN aproximadamente. En esa misma línea, los intervalos de las filas (5) a (6) son consistentes con que dicho impacto repercutió en una mayor cuantía dentro del segmento residencial, y luego dentro del comercial (siendo el sector industrial aquel segmento con el menor impacto).

Tabla 13: Impacto medido en pesos chilenos por m3 de gas natural

Modelo	Tratamiento	Trat × residencial	Trat × comercial	Trat × industrial
(1) $m\%$	[\$89.4 - \$128.4]			
(2) $\ln(m\%)$	[\$209.9 - \$381.1]			
(3) m_clp	[\$31.9 - \$100.2]			
(4) $\ln(m_clp)$	[\$47.5 - \$74.6]			
(5) $m\%$		[\$145.7 - \$232.0]	[\$67.9 - \$102.3]	[\$42.8 - \$56.1]
(6) $\ln(m\%)$		[\$89.8 - \$399.5]	[\$58.9 - \$131.8]	[\$57.7 - \$76.4]
(7) m_clp		[\$110.7 - \$185.5]	[\$40.5 - \$115.8]	[-\$75.4 - 0.004]
(8) $\ln(m_clp)$		[\$98.8 - \$156.7]	[\$27.5 - \$59.1]	[\$27.7 - \$41.9]

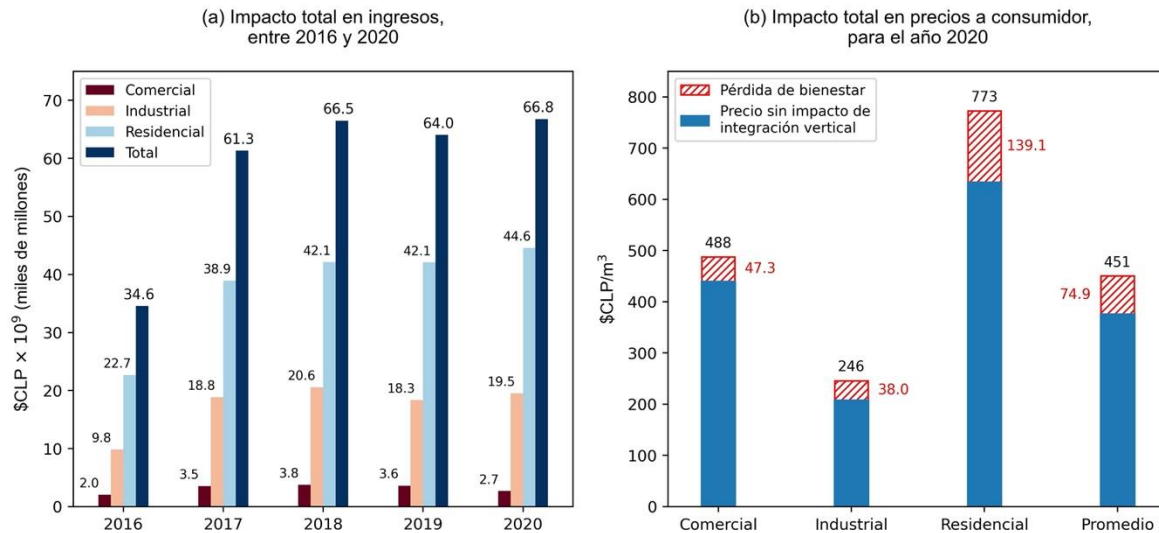
Nota: Los intervalos son a un 95 % de confianza, o bien, en base a ± 1.96 veces el error estándar.

Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

450. Finalmente, a partir de la columna (8) de la Tabla 12³⁴⁶, la Figura 48 muestra la estimación del impacto que tuvo la creación de Agesa en términos de ingresos totales y respecto al precio promedio de cada uno de los segmentos residencial, comercial e industrial. El panel (a) muestra la suma de los ingresos adicionales obtenidos por el conglomerado entre julio de 2016 y diciembre de 2020, con ocasión de la integración vertical, y el panel (b) muestra dicho impacto respecto a los precios por m3 de GN en cada segmento de clientes.

³⁴⁶ La selección de dicho modelo recae en un criterio “conservador”, considerando que por un lado el modelo de la columna (8) de la Tabla 12 posee un alto R2 y por otro lado que sus intervalos de la Tabla 13 son aquellos de menor cuantía en pesos chilenos.

Figura 48: Estimación de los ingresos e impacto en los precios, producto de la integración vertical entre Metrogas y Agesa



Nota: Los valores presentados se encuentran netos de IVA y a valor real de mayo de 2021. Las estimaciones fueron realizadas conforme al modelo de la columna (8) de la Tabla 12.

Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

451. En el panel (a) de la Figura 48 podemos observar que, a pesar de que el segmento comercial fue el segundo más afectado en pesos chilenos, es el que menos ingresos adicionales generó para el conglomerado. Asimismo, podemos ver que los ingresos adicionales obtenidos por Metrogas-Agesa rondan entre los \$61 y \$68 mil millones de pesos chilenos anuales, aproximadamente. Por otro lado, el panel (b) muestra que para el año 2020 el esquema previamente descrito le permitió a Metrogas aumentar sus precios entre un rango entre (i) 12,7% y 20,2% para el segmento residencial, (ii) 5,6% y 12,1% para el segmento comercial, y entre (iii) 11,2% y 17% para el industrial, en contraposición a la tendencia observada para la empresa H.
452. Respecto de los resultados recién expuestos, cabe señalar que los mismos se mantienen en el caso de incluir a las empresas I y G dentro del grupo de control. En la Tabla 14 presentamos, junto con los modelos (1) y (3) de la Tabla 12, los modelos (9) y (10) que consideran a las empresas previamente mencionadas.

Tabla 14: Resultados del modelo de Diferencias en Diferencias para distintos grupos de control

Modelo	(1)	(3)	(9)	(10)
Variables	<i>m</i> %	<i>m_clp</i>	<i>m</i> %	<i>m_clp</i>
Intercepto	0.795*** (0.021)	399.4*** (75.62)	0.715*** (0.044)	664.6*** (96.7)
Costo GLP	0.000*** (0.000)	0.300*** (0.078)	0.000*** (0.000)	0.241*** (0.071)
<i>dt₂</i>	-0.062*** (0.006)	-44.79* (23.08)	-0.119*** (0.017)	-51.04*** (18.81)
Tratamiento (δ)	0.074*** (0.005)	66.09*** (17.44)	0.163*** (0.010)	76.79*** (11.23)
Observaciones	21.274	21.274	23.750	23.750
R2	0.700	0.578	0.498	0.329

Nota: *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$. Se incluye entre paréntesis el error estándar de cada uno de los estimadores expuestos.

Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

453. Podemos observar que, en ambos enfoques, el coeficiente de la variable dt_2 es negativo y estadísticamente significativo, mientras que el coeficiente del tratamiento es positivo y también estadísticamente significativo. Por lo tanto, se mantiene la relación encontrada en los modelos anteriores (aunque ella podría estar sobre estimada con la inclusión de tales empresas). Es decir, un efecto negativo común para todas las empresas a partir de julio del 2016 y un efecto positivo sobre el grupo de tratamiento.

v. Conclusiones

454. En esta sección se ha observado que la división de Metrogas el año 2016 y su posterior uso del artículo 12 transitorio de la Ley N°20.999 han tenido un efecto significativo en el mercado. Lo anterior, le ha permitido ser la única empresa distribuidora de GN que no tuvo que ajustar sus márgenes a la baja luego de la entrada en vigencia de la nueva regulación de cálculo de rentabilidad, sino que, por el contrario, pudo mantenerlos o incluso subirlos. Lo anterior ha significado un impacto particularmente relevante para el sector residencial, que podría estar pagando entre un 12,7% y 20,2% menores precios de no haberse aplicado el referido artículo transitorio.

V. RELACIONES HORIZONTALES ENTRE GLP Y GN

455. Un hecho importante que cabe resaltar es que en muchas ciudades o mercados la empresa que distribuye gas natural está relacionada en términos de propiedad con alguna de las empresas que proveen gas licuado de petróleo. En efecto, de las 69 comunas en Chile que tienen gas natural residencial, en más de la mitad (52) la empresa distribuidora de GN está relacionada con la empresa de GLP.
456. En nuestra ventana de análisis, observamos que esta integración puede ser parcial, es decir sin poseer la totalidad de la propiedad de una empresa, o total. Incluso, la relación se puede dar a través de empresas que no participan directamente de un mercado, pero que sí tienen propiedad en algunas de las empresas que sí participan. Con respecto al GN, los mercados con integración representan más del 82% de las ventas totales de este combustible para el año 2019.
457. Consideramos que el estudio de esta relación es relevante, ya que es plausible considerar que el GN y el GLP ejercen algún grado de presión competitiva sobre el otro, por lo que se puede considerar que son sustitutos imperfectos.

A. Marco conceptual

458. Ahora bien, cabe preguntarse cuál es el efecto de la integración horizontal, ya sea parcial o total. Reynolds y Snapp³⁴⁷ muestran teóricamente, a través de una modificación simple de un modelo a la Cournot, que las relaciones de propiedad entre competidores -sean parciales o totales- provocan como resultado una menor cantidad vendida y un mayor precio, pudiendo aproximarse al precio monopólico³⁴⁸. Los autores incluso muestran que un mercado con gran número de firmas competidoras, pero con relaciones de propiedad parcial entre ellas, podría generar un precio de equilibrio igual al monopólico, con independencia del número de empresas.
459. La intuición del resultado de Reynolds y Snapp es que, al compartir parte de la propiedad, un alza de precios de una empresa genera una pérdida de clientes pero que será absorbida en parte por una empresa relacionada. Por lo tanto, la competencia por atraer clientes se ve atenuada por este efecto. Desde otro punto de vista, se puede decir que las relaciones

³⁴⁷ Robert J. Reynolds y Bruce R. Snapp, «The competitive effects of partial equity interests and joint ventures», *International Journal of Industrial Organization*, 4 n°2 (1986): 141-153.

³⁴⁸ Ver también David Gilo, «The anticompetitive effect of passive investment», *Michigan Law Review*, 99(1) (2000): 1-47.; Daniel O'Brien y Steven Salop, «Competitive effects of partial ownership: Financial interest and corporate control», *Antitrust LJ* 67 (1999): 559-614; Ver David Gilo, Yossi Moshe y Yossi Spiegel, «Partial cross ownership and tacit collusion», *The Rand journal of economics*, 37(1) (2006): 81-99. para una exposición teórica sobre efectos en la cooperación en una industria.

de propiedad permiten “administrar” la externalidad mutua que generan las empresas que compiten en un mercado, internalizando, en parte, el efecto que cada compañía genera sobre sus rivales. Un corolario de este resultado, señalado por los autores, es que la propiedad común disminuye los beneficios de desviarse de un acuerdo cooperativo.

460. Bresnahan y Salop³⁴⁹ ahondan en los efectos de las adquisiciones parciales y proponen una modificación del índice de concentración IHH que tome en cuenta las relaciones parciales en un mercado, mostrando que el IHH usual subestima la verdadera concentración de un mercado con empresas integradas. Recordemos que la utilidad del IHH como medida de concentración es que esta, bajo los supuestos de un modelo a la Cournot, es proporcional al promedio ponderado de los márgenes sobre el costo marginal³⁵⁰. En caso de haber participaciones cruzadas, el IHH ya no es equivalente a la suma ponderada de los márgenes.
461. Salop y O’Brien³⁵¹ posteriormente diferencian entre control corporativo y participación financiera³⁵², elaborando un nuevo índice de concentración que considera esta diferencia y mostrando que este índice es proporcional a la suma ponderada de los márgenes sobre el costo marginal. Los autores demuestran que puede haber efectos sobre la competencia aun cuando no exista control corporativo. Los autores también muestran que para el caso de competencia en precios, se puede modificar el índice de presión sobre los precios (“PPI”) de manera que considere adquisiciones parciales.
462. En un sugerente resultado, Brito et al.³⁵³ concluyen que en presencia de asimetrías de costos significativas entre las empresas que comparten propiedad, el efecto podría llegar a ser incluso peor que el de un monopolio.

³⁴⁹ Timothy Bresnahan y Steven Salop, «Quantifying the competitive effects of production joint ventures», *International Journal of Industrial Organization*, 4 n°2 (1986): 155-175, disponible aquí.

³⁵⁰ Esta relación es $\sum_i s_i \frac{(p-c_i)}{p} = \frac{1}{\eta} \sum_i s_i^2 = \frac{1}{\eta} HHI$, la cual es válida solamente para un modelo a la Cournot sin propiedad común entre competidores.

³⁵¹ O’Brien y Salop, «Competitive effects of partial ownership: Financial interest and corporate control», 559.

³⁵² Participación financiera se refiere a tener algún grado de participación en la propiedad de la empresa. En cambio, el control corporativo implica algún peso en la toma de decisiones. Notemos que tener participación no implica tener control.

³⁵³ Duarte Brito, Ricardo Ribeiro y Helder Vasconcelos, «Can partial horizontal ownership lessen competition more than a monopoly? », *Economics Letters*, 176 (2019): 90-95.

463. Como ya mencionamos, Salop y O'Brien³⁵⁴ introducen una medida de concentración que considera las adquisiciones parciales entre competidores, diferenciando las relaciones de propiedad y control. Este índice corresponde a³⁵⁵:

$$GHHI_{mt} = \sum_{i \in E_{mt}} \sum_{j \in E_{mt}} s_i^{mt} s_j^{mt} \omega_{ij}^t$$

464. Donde E_{mt} es el conjunto de empresas presentes en el mercado m en t ; s_i^{mt} es la fracción de mercado de la empresa i en el mercado m en t ; ω_{ij}^t es un ponderador que indica el grado de integración horizontal entre las empresas i y j en el periodo t . Este ponderador está definido como:

$$\omega_{ij}^t = \frac{\sum_k \gamma_{ki}^t \beta_{kj}^t}{\sum_k \gamma_{ki}^t \beta_{ki}^t}$$

465. Donde β_{ij}^t es la propiedad de la empresa j que posee i en el periodo t y γ_{ij}^t es el control sobre la empresa j que tiene i en el periodo t . A partir de la anterior definición, podemos establecer el siguiente resultado que relaciona el IHH con el IHHG.

$$GHHI_{mt} = \sum_{i \in E_{mt}} (s_i^{mt})^2 + \sum_{i \in E_{mt}} \sum_{\substack{j \in E_{mt} \\ j \neq i}} s_i^{mt} s_j^{mt} \omega_{ij}^t = HHI_{mt} + \Delta GHHI_{mt}$$

466. Esta relación nos muestra que siempre se cumple que $GHHI_{mt} \geq HHI_{mt}$ y que si algún $\omega_{ij}^{mt} > 0$ con $i \neq j$, tendremos que $GHHI_{mt} > HHI_{mt}$.
467. Notemos que esta estructura es bastante flexible. En el caso en que no exista ningún tipo de relación de propiedad o control entre i y j , tenemos que $\omega_{ij}^t = 1$ si $i = j$ y $\omega_{ij}^t = 0$ si $i \neq j$, por lo que, si ninguna empresa mantiene relaciones de propiedad común, tendremos que $GHHI_{mt} = HHI_{mt}$. Este índice también permite considerar adquisiciones completas o fusiones estableciendo que $\beta_{ij} = 100\%$.
468. Por otra parte, si supusiéramos que no hay control pese a existir propiedad común, el ponderador ω_{ij}^t sigue siendo positivo. Por ejemplo, si hay dos empresas en un mercado, en el que la empresa 1 es dueña de una fracción $\beta_{12} > 0$ de la empresa 2, pero no tiene control sobre esta ($\gamma_{12} = 0$) y la empresa 2 no tiene propiedad ni control sobre la empresa 1, tendremos que:

³⁵⁴ O'Brien y Salop, «Competitive effects of partial ownership: Financial interest and corporate control», 559.

³⁵⁵ En el apéndice mostraremos que computar el valor de $GHHI_{mt}$ es equivalente a calcular $s'Ws$ donde s es el vector con los *share* de mercado y $W = (\text{diag}(\bar{W}))^{-1} \bar{W}$, con $\bar{W} = \gamma' \beta$, donde γ es la matriz con las relaciones de control en la industria y β es la matriz con las relaciones de propiedad. De acá se deduce que si $\bar{W} = I$, $s'Ws = HHI_{mt}$

$$\omega_{12} = \frac{\gamma_{11}\beta_{12} + \gamma_{21}\beta_{22}}{\gamma_{11}\beta_{11} + \gamma_{21}\beta_{21}} = \frac{1 \times \beta_{12} + 0 \times (1 - \beta_{12})}{1 \times 1 + 0 \times 0} = \beta_{12} > 0$$

$$\omega_{21} = \frac{\gamma_{12}\beta_{11} + \gamma_{22}\beta_{21}}{\gamma_{12}\beta_{12} + \gamma_{22}\beta_{22}} = \frac{0 \times 1 + 1 \times 0}{0 \times \beta_{12} + 1 \times (1 - \beta_{12})} = \frac{0}{1 - \beta_{12}} = 0$$

469. La intuición del anterior resultado es que incluso aunque la empresa 1 no controle a la empresa relacionada, los resultados de esta última afectarán su beneficio total ($\pi_1 + \beta_{12}\pi_2$), en consecuencia, la empresa 1 considerará los efectos sobre el resultado de la empresa 2 en sus decisiones de competencia. Este ejemplo es importante, ya que muestra que no es necesario que exista coordinación entre empresas relacionadas para que los resultados del mercado difieran de un escenario de competencia sin relaciones entre competidores.
470. Notemos además que esta estructura nos permite considerar el efecto sobre un mercado de una empresa que no participa de él, pero que sí mantiene relaciones de propiedad o control sobre algunas de las empresas que están presentes.
471. Por ejemplo, supongamos que en un mercado m hay dos empresas que no tienen relaciones de propiedad entre ellas (i.e. $\gamma_{12} = \gamma_{21} = 0$ y $\beta_{12} = \beta_{21} = 0$), pero que hay una tercera empresa, no presente en m , que tiene algún grado de propiedad sobre las empresas que compiten en m ($\beta_{31}, \beta_{32} > 0$ y $\gamma_{31}, \gamma_{32} > 0$). En este caso tenemos:

$$\omega_{12} = \frac{\gamma_{11}\beta_{12} + \gamma_{21}\beta_{22} + \gamma_{31}\beta_{32}}{\gamma_{11}\beta_{11} + \gamma_{21}\beta_{21} + \gamma_{31}\beta_{31}} = \frac{\gamma_{31}\beta_{32}}{\gamma_{11}\beta_{11} + \gamma_{31}\beta_{31}} > 0$$

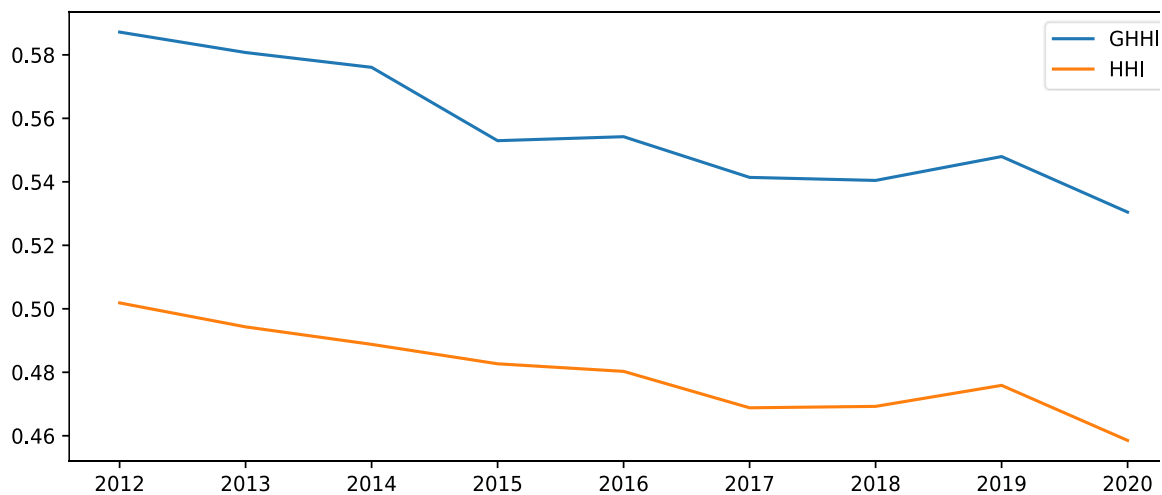
$$\omega_{21} = \frac{\gamma_{12}\beta_{11} + \gamma_{22}\beta_{21} + \gamma_{32}\beta_{31}}{\gamma_{12}\beta_{12} + \gamma_{22}\beta_{22} + \gamma_{32}\beta_{32}} = \frac{\gamma_{32}\beta_{31}}{\gamma_{22}\beta_{22} + \gamma_{32}\beta_{32}} > 0$$

472. De las anteriores relaciones vemos que, para que exista algún efecto, es necesario que la empresa que no está presente en el mercado tenga algún nivel de control sobre al menos una de las empresas que se encuentran compitiendo.
473. Por último, notemos que $\Delta GHHI_{mt}$ puede variar aun cuando ω_{ij} se mantenga constante, es decir aun cuando las relaciones de propiedad y control no cambien. Esto sucede porque puede cambiar la fracción de mercado de las empresas relacionadas. En otras palabras, si aumenta la importancia de las empresas relacionadas, aumentarán los potenciales efectos sobre la competencia. Por el contrario, si la participación de las empresas relacionadas baja, la diferencia entre el $GHHI_{mt}$ y el HHI_{mt} será menor.
474. Lo anterior es un hecho bastante intuitivo ya que, si la integración parcial se diera entre competidores marginales, el efecto sobre el precio sería ínfimo, y en consecuencia, no se esperaría un valor importante en $\Delta GHHI_{mt}$. Por el contrario, si la integración se diera entre competidores importantes, la presión sobre el precio sería mayor, por lo que se esperaría un alto $\Delta GHHI_{mt}$.

B. Posibles efectos de la integración horizontal

475. La revisión anterior sugiere que la integración parcial puede tener efectos en el desempeño del mercado del GN y del GLP. En particular, puede tener efectos sobre el nivel de precio de ambos productos.
476. Como una primera aproximación a este problema, haremos el ejercicio de calcular el IHH considerando al GLP y al GN como participantes del mismo mercado y compararlo con el IHHG calculado según Salop y O'Brien. Como vemos en la Figura 49, hay una diferencia importante, que puede llegar a los 800 puntos en algunos años, aunque tanto el IHH como el IHHG han mostrado una trayectoria decreciente dentro del periodo estudiado. Esta diferencia sugiere que el efecto en precio de las relaciones de propiedad horizontales puede ser significativo.

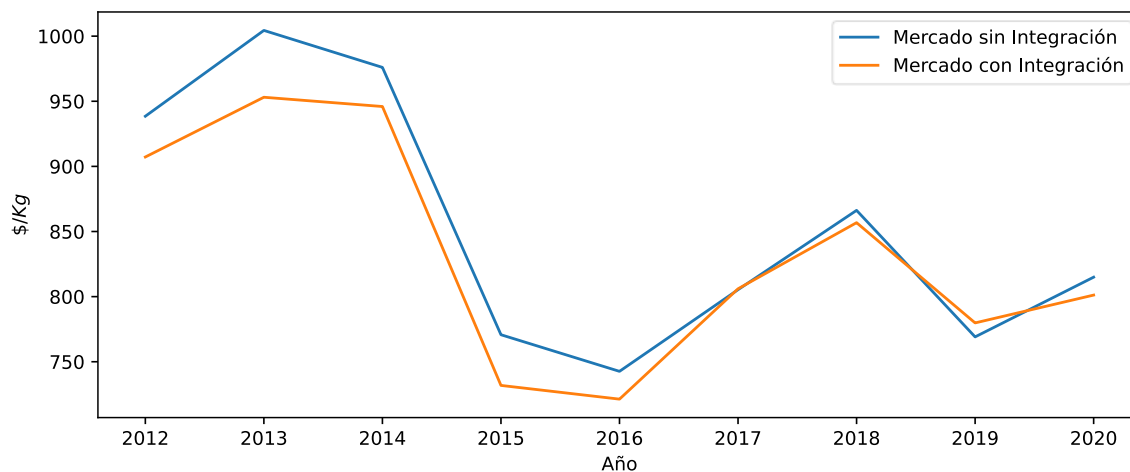
Figura 49: Comparación IHH y IHHG



Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la industria.

477. En la Figura 50 observamos que el precio de venta a público del GLP envasado ha sido muy similar a lo largo del tiempo. Sin embargo, esta comparación no controla por características propias del mercado o de los costos. Por su parte, en la Figura 51 comparamos el precio del GN. En este caso, vemos que en los mercados integrados el precio es menor hasta el año 2017, para luego presentar diferencias menores, siendo los 2 últimos años más bajo el precio en los mercados no integrados. Una vez más, esta comparación no toma en cuenta las características de los mercados o de los costos del gas. En consecuencia, para determinar si la integración parcial horizontal está generando algún efecto, es necesario realizar una estimación más robusta que nos permita controlar por las diversas características que están presentes en este mercado.

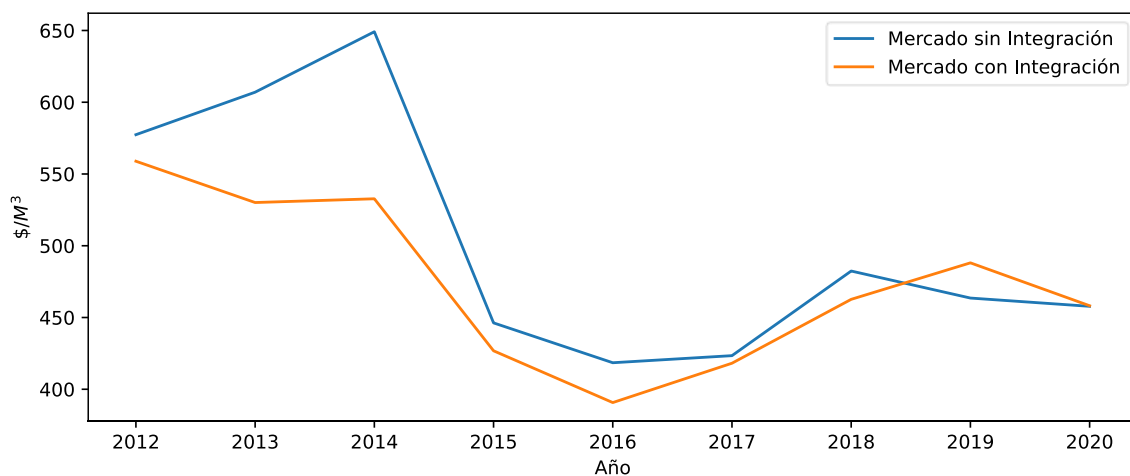
Figura 50: Comparación de precio del GLP envasado



Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

Nota: Solo considera el precio de venta a distribuidores minoristas.

Figura 51: Comparación de precio del GN



Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

Nota: Considera el precio de venta final a los clientes.

C. Estrategia empírica

478. Para testear si el efecto sugerido está presente en el mercado del GLP y del GN, usaremos una estrategia empírica similar a la de Azar et al. (2016)³⁵⁶, He y Huang³⁵⁷ y Azar et al. (2018)³⁵⁸. Así, estimamos la siguiente ecuación lineal:

$$\log(p_{mt}) = \beta_1 HHI_{mt} + \beta_2 \Delta GHHI_{mt} + \gamma X_{mt} + v_m + v_t + \varepsilon_{mt}$$

479. Donde p_{mt} es el precio del GLP o GM en el mercado m en el mes t , HHI_{mt} es el índice de concentración habitual y $\Delta GHHI_{mt}$ es la diferencia entre el índice de concentración generalizado y el IHH, el cual ya fue descrito en la subsección anterior. El parámetro de interés es β_2 que mide el efecto de la participación cruzada sobre $\log(p_{mt})$.
480. Adicionalmente, X_{mt} representa un conjunto de regresores que podrían covariar con $\Delta GHHI_{mt}$. Estos corresponden a variables climáticas (temperatura máxima y precipitaciones), costo de adquisición, tanto del GN como del GLP y distancia a los puertos relevantes. Por último, v_m representa un efecto fijo por comuna y v_t representa un efecto fijo por cada periodo considerado en nuestra estimación. La inclusión de estos efectos resulta importante para la identificación del efecto del $\Delta GHHI_{mt}$ ya que permite controlar por efectos de mercado o tiempo que no son posibles de observar.
481. La ecuación anterior es una ecuación a nivel de mercado, no de empresa, por lo que el precio cobrado en ese mercado corresponde al precio ponderado por la participación de cada firma. Del mismo modo, el costo de adquisición también es un promedio ponderado. Para el caso de la distancia, resulta no ser trivial la definición de la distancia relevante, ya que las distintas empresas presentes en un mercado pueden tener diferentes puntos de abastecimiento para distribuir a las diversas comunas en donde operan. Además, una empresa podría surtir a una misma comuna desde más de un punto de abastecimiento.
482. Notemos que asignar como distancia de una comuna al punto de abastecimiento más cercano puede ser erróneo. En primer lugar, debemos considerar que la llegada de gas a un punto de abastecimiento no necesariamente será suficiente para surtir la demanda observada en cada comuna cercana, por lo que es plausible que una comuna pueda abastecerse de más de un punto. Por otra parte, un punto de abastecimiento podría no abastecer comunas cercanas ya que este solo envía gas a un punto más lejano (y por ende más costoso). En consecuencia, debemos considerar que cada empresa decide la cantidad de gas desde cada centro de abastecimiento a cada comuna de manera óptima. Para encontrar la distancia correcta para cada comuna, estimaremos cuál fue la intensidad de

³⁵⁶ José Azar, Sahil Raina y Martin Schmalz, «Ultimate ownership and bank competition», *SSRN Electronic Journal* (2016), disponible aquí.

³⁵⁷ Jie He y Jiekun Huang, «Product market competition in a world of cross-ownership: Evidence from institutional blockholdings», *The Review of Financial Studies* 30, n°8 (2017): 2674-2718, disponible aquí.

³⁵⁸ José Azar, Martin Schmalz y Isabel Tecu, «Anticompetitive effects of common ownership». *The Journal of Finance* 73, n°4 (2018): 1513-1565, disponible aquí.

uso de cada uno de los puntos disponibles para cada empresa presente en el mercado, entendiendo por intensidad la fracción de la demanda total de una empresa en una comuna que fue abastecida por cada punto de abastecimiento. Supondremos que esta planificación se realiza anualmente. En otras palabras, resolveremos el siguiente problema de programación lineal para cada empresa:

$$\min_{\alpha} \sum_{i \in C_a} \sum_{j \in C_c} d_{ij} \alpha_{ij}$$

Sujeto a:

$$\sum_{i \in C_a} \alpha_{ij} \geq D_j \quad \forall j \in C_c$$

$$\sum_{j \in C_c} \alpha_{ij} \leq O_i \quad \forall i \in C_a$$

$$0 \leq \alpha_{ij} \leq 1 \quad \forall i \in C_a \quad \forall j \in C_c$$

483. Donde C_a es el conjunto de puntos de abastecimiento para la empresa, C_c son el conjunto de comunas en que participa, d_{ij} es la distancia entre el punto de abastecimiento i y la comuna j y α_{ij} es la proporción de gas obtenido desde el punto de abastecimiento i a la comuna j . D_j corresponde a la cantidad demandada en la comuna j y O_i corresponde a la cantidad de gas que recibió el punto de abastecimiento i . Ambas cantidades las obtenemos a partir de los datos aportados por las empresas. Notemos que, una vez obtenido los α_{ij}^* óptimos, el costo de la comuna c correspondería a $\sum_{i \in C_a} \alpha_{ic}^* d_{ic}$.
484. Debemos destacar que, como señala Azar et al. (2018)³⁵⁹, este modelo puede ser endógeno por lo que utilizaremos un modelo de regresión en dos etapas con variables instrumentales. Las variables potencialmente endógenas serán el HHI_{mt} , el $\Delta GHHI_{mt}$ y el precio de adquisición. El motivo de la posible endogeneidad de estas variables es el comportamiento *forward looking* de los agentes. Según los autores, el precio estimado para t podría influir en las participaciones de mercado en los periodos anteriores. En consecuencia, el precio en t podría causar las participaciones de mercado en ese periodo, ya que estas dependen de las participaciones de los periodos anteriores. La anterior dinámica sugiere que en caso de usarse como instrumentos los rezagos de las variables endógenas, estas no pueden ser rezagos cercanos, sino que suficientemente lejanos de t .
485. Por lo tanto, usaremos 2 set de instrumentos: el primero corresponde a los rezagos desde 6 a 12 meses antes. El segundo set de instrumentos corresponderá a los rezagos de 1, 2 y

³⁵⁹ Ibid.

3 meses. Como discutíamos en el párrafo anterior, este último set de instrumentos, si bien puede ser relevante, podría no ser exógeno y seguir siendo causado en alguna medida por el precio en t . De manera que consideraremos como válidos solo los resultados obtenidos a partir de instrumentos exógenos.

486. Por último, es posible que el efecto de la integración horizontal no sea lineal, sino que tenga tramos en el que el efecto difiera según el nivel de $\Delta GHHI_{mt}$. Para considerar esta posibilidad, estimaremos $\log(p_{mt})$ como función de un polinomio de $\Delta GHHI_{mt}$, estrategia que nos entrega flexibilidad en términos del efecto estimado.

$$\log(p_{mt}) = \beta_1 HHI_{mt} + \sum_{i=1}^3 \beta_{2+i} (\Delta GHHI_{mt})^i + \gamma X_{mt} + v_m + v_t + \varepsilon_{mt}$$

487. Notemos que esta aproximación no estima una función de demanda u oferta, sino que es una estimación de un modelo reducido de los distintos niveles de precio de equilibrio ante variaciones en distintas covariables, tales como la integración horizontal y la concentración.

D. Resultados

488. Como discutimos en la subsección anterior, probaremos diversas estrategias empíricas para estimar el efecto de la integración horizontal. En la Tabla 15 se resumen los resultados de la estimación hecha para el GLP y en la Tabla 16 los resultados para el GN. Las 3 primeras columnas de cada tabla nos muestran los modelos lineal, cuadrático y cúbico respectivamente, estimados utilizando como instrumento los rezagos 6 hasta 12 de las variables con potencial endogeneidad. Las 3 últimas columnas corresponden también a los modelos lineal, cuadrático y cúbico, pero estimados utilizando como instrumento los rezagos 1, 2 y 3. Como discutimos en la sección anterior, estos rezagos, aunque relevantes, podrían no ser instrumentos exógenos, por lo que las estimaciones podrían no resultar consistentes. En consecuencia, nos centraremos en los resultados obtenidos a partir del primer conjunto de instrumentos (primeras 3 columnas) y presentaremos el resto de los resultados solo a modo de comparación.
489. Como vemos en la Tabla 15, en el caso del GLP solo son significativos los parámetros asociados a $\Delta GHHI_{mt}$ en las expresiones cuadráticas y cúbicas. En el resto de los modelos estimados, los parámetros no son significativamente distintos de cero³⁶⁰. El HHI_{mt} no tiene efecto significativo en el precio. Adicionalmente, vemos que el aumento de la temperatura máxima tiende a reducir el precio del GLP, por su parte, las precipitaciones no parecen tener efecto sistemático en el precio. El tamaño de la red de GN normalizada por el tamaño de la comuna no es significativo en el modelo lineal, pero sí lo es en el cúbico y en el

³⁶⁰ Debido a la naturaleza temporal de los datos, es posible que los errores de nuestro modelo presenten autocorrelación serial. Para evitar problemas en la inferencia sobre los parámetros, estimaremos una matriz de varianza y covarianza que considere esta posibilidad. El efecto usual de considerar heterocedasticidad y autocorrelación es que los intervalos de confianza serán más exigentes. Ver Whitney Newey y Kenneth West, «A simple, positive semi-definite, heteroskedasticity and autocorrelation consistent covariance matrix», *Econometrica* 55 (3) (1986): 703-708.

cuadrático, presentando un impacto negativo en el precio del GLP. Esto puede reflejar cierta presión competitiva ejercida por el GN sobre el GLP, ya que, al expandirse la red en una comuna, los consumidores tienen mayor posibilidad de cambiar desde GLP a GN, aumentando los incentivos a mejorar los precios del primero. El PIB de la región tiene un efecto positivo y significativo. Sin embargo, debemos señalar que esta medida puede ser una aproximación muy gruesa del nivel de ingresos de los consumidores. Por último, notemos que el costo promedio de adquisición de GLP es no significativo. La explicación de este hecho poco intuitivo es que esta estimación considera efectos de tiempo, los que capturan todas las variaciones temporales del modelo. En este caso, el costo de adquisición del GLP es muy similar entre las empresas y está determinado principalmente por factores exógenos que varían temporalmente, correlacionando fuertemente con el precio del petróleo. En consecuencia, el parámetro asociado al costo de adquisición está reflejando principalmente en movimientos en la participación de mercado. En el anexo C repetimos esta estimación, pero en lugar de considerar efectos fijos de tiempo, consideramos efectos de año y trimestre. En ese caso, las estimaciones asociadas al $\Delta GHHI_{mt}$ se mantienen sin variaciones importantes, pero el precio de adquisición del GLP sí tiene un efecto positivo y significativo. Por último, el efecto de la distancia es negativo, lo que refleja un posible efecto ingreso en el que las comunas más distantes a los centros de acopio importantes pueden tener una menor disposición a pagar.

Tabla 15: Efecto de la Integración Horizontal en el Precio del GLP

	Variable Dependiente: Log(P_GLP)					
	Lineal (6-12)	Cuadrática (6-12)	Cúbica (6-12)	Lineal (1,2,3)	Cuadrática (1,2,3)	Cúbica (1,2,3)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
HHI_{mt}	-0.060 (0.055)	-0.065 (0.054)	-0.067 (0.054)	-0.013 (0.036)	-0.014 (0.035)	-0.016 (0.035)
$\Delta GHHI_{mt}$	0.019 (0.041)	0.409** (0.172)	0.912*** (0.306)	-0.009 (0.026)	0.191* (0.098)	0.430** (0.182)

		-1.455***	-6.905***		-0.713**	-2.931**
		(0.562)	-2.419		(0.309)	-1.247
			13.302**			4.995**
			-5.304			-2.432
tmax_C	-0.002***	-0.002***	-0.002***	-0.001**	-0.001**	-0.001**
	(0.001)	(0.001)	(0.001)	(0.001)	(0.001)	(0.001)
ppt_mm	0.00003	0.00003	0.00003	0.00004*	0.00003*	0.00003*
	(0.00002)	(0.00002)	(0.00002)	(0.00002)	(0.00002)	(0.00002)
Red GN	-0.174	-0.400**	-0.454**	-0.042	-0.155	-0.202
	(0.167)	(0.184)	(0.187)	(0.151)	(0.156)	(0.159)
PIB_REGION	0.00000***	0.00000***	0.00000***	0.00000***	0.00000***	0.00000***
	(0.00000)	(0.00000)	(0.00000)	(0.00000)	(0.00000)	(0.00000)
log(P_KG_ADQ)	-0.269	-0.232	-0.169	-0.690***	-0.716***	-0.714***
	(0.261)	(0.258)	(0.258)	(0.228)	(0.230)	(0.230)
log(P_M3_ADQ)	-0.010	-0.013	-0.015	-0.011	-0.012	-0.013
	(0.011)	(0.011)	(0.011)	(0.009)	(0.009)	(0.009)
log(DIST_W_w)	-0.004**	-0.005**	-0.005**	-0.004*	-0.004**	-0.004**
	(0.002)	(0.002)	(0.002)	(0.002)	(0.002)	(0.002)
Observations	5,823	5,823	5,823	6,462	6,462	6,462
R2	0.055	0.056	0.056	0.038	0.040	0.042
Adjusted R2	0.026	0.027	0.027	0.010	0.013	0.014
F Statistic	299.193***	333.282***	347.525***	294.614***	320.283***	330.124***

Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

Tabla 16: Efecto de la Integración Horizontal en el Precio del GN

	Variable Dependiente: Log(P_GN)					
	Lineal (6-12) (1)	Cuadrática (6-12) (2)	Cúbica (6-12) (3)	Lineal (1,2,3) (4)	Cuadrática (1,2,3) (5)	Cúbica (1,2,3) (6)
HHI_{mt}	-0.422*** (0.123)	-0.423*** (0.124)	-0.422*** (0.123)	-0.322*** (0.083)	-0.322*** (0.083)	-0.323*** (0.083)
$\Delta GHHI_{mt}$	0.033 (0.065)	0.228 (0.242)	0.886 (0.548)	-0.011 (0.054)	0.068 (0.148)	0.076 (0.326)
$(\Delta GHHI_{mt})^2$		-0.789 (0.742)	-7.584* (4.322)		-0.372 (0.417)	-0.448 (2.298)
$(\Delta GHHI_{mt})^3$			16.205* (9.162)			0.171 (4.591)
tmax_C	0.005*** (0.002)	0.005*** (0.002)	0.005*** (0.002)	0.003 (0.002)	0.003 (0.002)	0.003 (0.002)
presipit_mm	-0.0004*** (0.0001)	-0.0004*** (0.0001)	-0.0004*** (0.0001)	-0.0004*** (0.0001)	-0.0004*** (0.0001)	-0.0004*** (0.0001)
Red	-1.103*** (0.353)	-1.214*** (0.362)	-1.306*** (0.341)	-1.188*** (0.335)	-1.222*** (0.336)	-1.224*** (0.340)
PIB_REGION	0.00000*** (0.00000)	0.00000** (0.00000)	0.00000* (0.00000)	0.00000 (0.00000)	0.00000 (0.00000)	0.00000 (0.00000)
log(P_KG_ADQ)	-0.300 (0.411)	-0.267 (0.404)	-0.264 (0.400)	-0.793* (0.742)	-0.794* (0.423)	-0.794* (0.423)
log(P_M3_ADQ)	0.134*** (0.021)	0.132*** (0.021)	0.130*** (0.022)	0.114*** (0.021)	0.114*** (0.021)	0.114*** (0.021)
log(DIST_W_w)	0.002 (0.003)	0.001 (0.003)	0.002 (0.003)	-0.001 (0.003)	-0.001 (0.003)	-0.001 (0.003)
Observations	5,823	5,823	5,823	6,462	6,462	6,462
R2	0.088	0.088	0.083	0.059	0.059	0.059
Adjusted R2	0.060	0.060	0.055	0.032	0.032	0.032
F Statistic	612.719***	612.996***	614.725***	458.441***	460.880***	460.819***

Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

490. Para el caso del GN, apreciamos en la Tabla 16 que solo son significativos los parámetros asociados al término cúbico. Por su parte, el IHH tiene un efecto negativo en el precio, lo que sugiere que los mercados en donde hay poca entrada son mercados con baja disposición a pagar. Esto nuevamente sugiere que puede existir un efecto ingreso no capturado en nuestra estimación. Por otra parte, la temperatura y las precipitaciones tienen

el signo contrario al esperado, lo que sugiere que en comunas con condiciones más cálidas la entrada del GN es más acotada y está principalmente centrada en sectores de mayor disposición a pagar. El PIB, al igual que en el caso del GLP, tiene signo positivo; por otra parte, el tamaño de la red tiene signo negativo, lo que sugiere economías de escala; y el costo de adquisición del GN tiene signo positivo y significativo. A diferencia del caso del GLP, el precio de adquisición del GN está menos determinado por factores externos, existiendo importantes diferencias en el precio de compra de este entre las empresas. Por último, la distancia a los puntos de abastecimiento de GLP no muestra tener un efecto significativo.

491. Ahora bien, notemos que los parámetros estimados asociados a $\sum_{i=1}^3 \beta_{2+i}(\Delta GHHI_{mt})^i$ no corresponden directamente al efecto sobre el precio, ni la significancia de estos implica que el impacto en el precio sea significativo. En efecto, a partir de la ecuación estimada en esta subsección, podemos ver que la razón entre el precio cobrado en un mercado integrado y uno idéntico, pero no integrado³⁶¹ es

$$\frac{p_1}{p_0} = \exp\left(\sum_{i=1}^3 \beta_{2+i}(\Delta GHHI_{mt})^i\right)$$

492. Donde p_1 representa el precio en el mercado integrado y p_0 representa el precio en el mercado no integrado. Notemos que si $\frac{p_1}{p_0}$ no es significativamente distinto de 1 diremos que no se puede afirmar que los precios sean distintos y que la integración tenga algún efecto. Si $\frac{p_1}{p_0} > 1$, podemos decir que hay evidencia de que la integración horizontal aumenta los precios. Por último, si $\frac{p_1}{p_0} < 1$ podemos decir que hay evidencia de que la integración reduce los precios.
493. En el caso del GN, observamos que el efecto no es significativo para ningún modelo³⁶². En el caso del GLP, el efecto es significativo en el modelo cúbico. Como vemos en la Figura los resultados son significativamente³⁶³ superiores a 1, al 95% de confianza, para el tramo en el que el $\Delta GHHI_{mt}$ es menor a 800, lo que corresponde al 75% de las comunas estudiadas. En el caso del $\Delta GHHI_{mt} = 500$, que corresponde a la media para las comunas

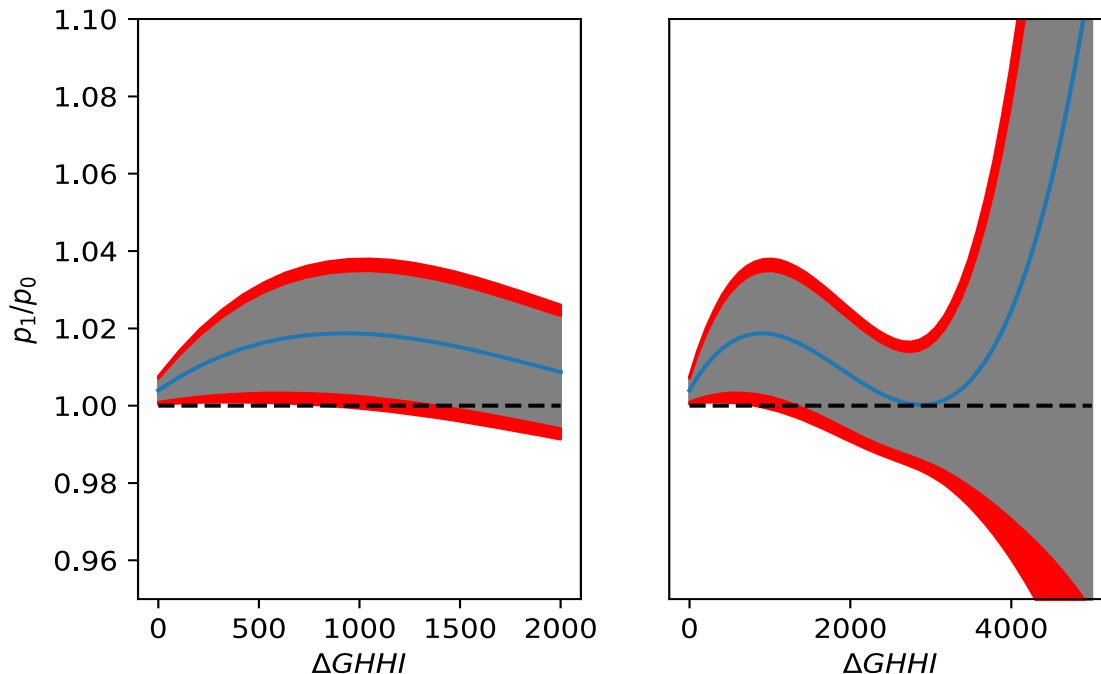
³⁶¹ En efecto, aplicando la definición del logaritmo natural tenemos que $\frac{p_1}{p_0} = \frac{e^{\sum_{i=1}^3 \beta_{2+i}(\Delta GHHI_{mt})^i + XY}}{e^{XY}} = e^{\sum_{i=1}^3 \beta_{2+i}(\Delta GHHI_{mt})^i}$.

³⁶² Ver anexo C

³⁶³ Para calcular los intervalos de confianza del ratio $\frac{p_1}{p_0}$ es absolutamente incorrecto ocupar los errores estándar de los parámetros calculados en la estimación principal. De hecho, son variables que numéricamente no tienen relación alguna. En cambio, se debe usar algún tipo de aproximación de la varianza de $\frac{p_1}{p_0}$. Esto se conoce como "método delta". Suponga que se quiere hacer inferencia sobre una función $g(\theta)$ y que se tiene una estimación θ_n del parámetro θ . Entonces, se cumple la siguiente versión del teorema central del límite: $\sqrt{n}(g(\theta_n) - g(\theta)) \rightarrow N(0, \partial g' \Omega \partial g)$, donde ∂g es el jacobiano de la función $g(\theta)$ y Ω es la matriz de varianza y covarianza de θ .

que tienen integración, vemos que el efecto estimado es de un precio del GLP 1,46% mayor con respecto a una comuna no integrada. A partir de un $\Delta GHHI_{mt}$ superior a los 3.000, observamos que el efecto estimado aumenta de forma importante, pero los intervalos de confianza tienden a divergir, por lo que no se puede afirmar que el efecto sea estadísticamente distinto de cero.

Figura 52: Efecto estimado en el precio del GLP



Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por las empresas.

Nota 1: El área gris corresponde al intervalo de confianza para el ratio de precios con un error tipo I de 10%.

Nota 2: El área roja delimita el intervalo de confianza para un error tipo I de 5%.

Nota 3: El modelo representado es el cúbico.

Nota 4 El panel de la derecha muestra el efecto estimado para el tramo 0-5000, mientras que el panel de la izquierda muestra el mismo efecto, pero para el tramo 0-2000.

E. Conclusiones

494. Hemos mostrado que la integración horizontal puede tener una serie de efectos y que está presente en este mercado, lo que se aprecia a través de la diferencia entre la medida de concentración que no considera integraciones parciales, el IHH, y la medida que sí las considera, el IHHG. Sin embargo, hemos encontrado que en el caso del GLP los efectos son positivos, aunque de magnitud discreta. En efecto, nuestra estimación sugiere que, si la integración horizontal aumenta, puede haber efectos mayores. En el caso del GN, no hemos encontrado efectos estadísticamente significativos sobre el precio.

VI. PROPUESTAS

A. Prohibición de distribuidores mayoristas de participar directa o indirectamente en el mercado minorista de GLP

495. En cuanto al mercado del GLP, el principal problema identificado desde una perspectiva horizontal es que existe una baja intensidad competitiva y un alto riesgo de coordinación entre competidores. Lo anterior se debe, al menos en parte, a una serie de factores estructurales que facilitan que esto ocurra. Por otra parte, desde una perspectiva vertical, es posible observar que las empresas se encuentran completamente integradas hasta el consumidor final por distintas vías, pero principalmente mediante contratos con distribuidores minoristas de GLP en que el distribuidor mayorista de GLP les impone cláusulas de exclusividad u otras equivalentes de una rigidez considerable, que no tienen una justificación de eficiencia satisfactoria en opinión de esta Fiscalía.
496. Habiendo problemas de competencia tanto en la distribución mayorista como en la distribución minorista de GLP, se puede intentar remediarlos en el mercado aguas arriba, en el mercado aguas abajo o en ambos. Probablemente deban preferirse aquellas opciones regulatorias que sean más sencillas, que produzcan un efecto más rápido y que impliquen el menor costo regulatorio posible. Como se ha anticipado, el GLP no es un combustible de la importancia ni penetración que existe en Chile en la mayoría de los países de la OCDE y, por tanto, no existen grandes precedentes ni un desarrollo muy avanzado en relación con políticas públicas que puedan incrementar la competencia en este mercado.
497. Sin perjuicio de lo anterior, existen una serie de medidas que podrían adoptarse para que el mercado del GLP propenda a una competencia más intensa y que ello repercuta en mayor acceso y menores precios para la población.
498. Una primera alternativa aplicada en China y Polonia es la implementación de un sistema de compra de cilindros genéricos, que pueden ser rellenos por cualquier distribuidor. En este modelo, el consumidor compra un cilindro, existiendo un conjunto general de cilindros genéricos en el mercado, que pueden ser llenados por cualquier proveedor con la respectiva licencia, y vendidos e intercambiados libremente a cualquier cliente³⁶⁴.
499. Son beneficios de esta alternativa permitir a los clientes el intercambio de cilindros vacíos por llenos, fomentar la competencia entre los distribuidores mayoristas y los distribuidores minoristas, así como facilitar la generación de una escala de operación en las plantas de llenado.
500. Por tanto, al modificarse la estructura del mercado y permitir que sea el consumidor quien elija al distribuidor que ofrezca las condiciones más convenientes a nivel de precio o

³⁶⁴ Comisión de Competencia de Sudáfrica, «Market inquiry into the LPG sector, Final Report » (2017), disponible aquí.

eficiencia, este podrá cambiar de marca de GLP y de distribuidor minorista, lo que fortalece la competencia entre los distribuidores mayoristas y los minoristas, disminuyéndose los riesgos de coordinación, así como los efectos anticompetitivos de la integración vertical. Por otra parte, se remediaría la rigidez del mercado, dado que los cilindros podrían ser intercambiados libremente por los consumidores, y llenados por cualquier proveedor.

501. No obstante, consideramos que esta primera alternativa presenta inconvenientes. A nivel de regulación se requeriría, en primer lugar, desarrollar la normativa que establezca y regule las características y requerimientos técnicos de los cilindros genéricos, así como las condiciones del servicio de llenado de éstos.
502. Luego, existirían igualmente altos costos de implementación, debiendo por una parte producirse y comercializarse los cilindros que cumplan con la normativa desarrollada, y por otra, sacarse del mercado aquellos que, a contrario sensu, no cumplan con dicha regulación. Podría igualmente producirse un costo para las empresas cuyas plantas de envasado deban someterse a modificaciones técnicas para cumplir con la nueva normativa.
503. Finalmente, existen altos costos asociados a los potenciales problemas de seguridad. Esto porque existiría el incentivo para que las empresas comercialicen los cilindros más baratos, y que las inspecciones de éstos no sean llevadas a cabo cumpliendo con estándares lo suficientemente exigentes. Así, la implementación de este sistema implicaría un alto costo de monitoreo y fiscalización para prevenir y mitigar estos eventuales problemas³⁶⁵.
504. Una segunda alternativa, dada la importancia del mercado de GLP en el país, es regularlo de una manera análoga a un monopolio natural, asegurándose a nivel normativo un equilibrio entre la eficiencia productiva y la eficiencia a nivel de asignación de recursos en este.
505. Siguiéndose esta segunda alternativa se establecerían a nivel regulatorio los estándares de eficiencia a nivel de producción, se asegurarían precios accesibles para todos los consumidores, limitándose las potenciales ganancias de las empresas y se garantizaría la accesibilidad de GLP para los consumidores, tomándose en consideración su nivel de ingresos y su ubicación geográfica.
506. Con esta alternativa se pone fin a los problemas diagnosticados por este informe al mercado de GLP envasado: dado el aseguramiento de estándares de calidad y eficiencia a nivel regulatorio, así como de precios accesibles, la estructura del mercado deja de suponer eventuales problemas a nivel competitivo, así como se erradica el peligro de la concertación de una conducta coordinada.
507. Vemos, sin embargo, como desventaja de esta alternativa, su difícil implementación. En efecto, tiene altos costos de regulación e implementación, dado que implica la reestructuración de un mercado de gran envergadura, compuesto por una cadena con

³⁶⁵ *Ibíd.*

numerosos eslabones, y de una importante complejidad técnica. Sin embargo, a nivel regulatorio, las mayores dificultades se presentan en la fijación de precios y de ganancias de las empresas, dado que, además de la complejidad técnica que presenta el diseño de este mecanismo, su legalidad y constitucionalidad deben ser evaluadas.

508. Una alternativa más rápida, que debería producir efectos similares a los de la primera opción regulatoria antes señalada, pero que requiere menos intervención y modificación a la estructura del mercado, y que por tanto es la preferida por la FNE, al menos en esta etapa, consiste en prohibir por cualquier vía la participación de los distribuidores mayoristas en el mercado de distribución minorista de GLP.
509. Una solución de este tipo tiene tres ventajas en opinión de la FNE. Primero, al romperse la rigidez actual de la red de distribución minorista de GLP, en cuanto cada distribuidor mayorista tiene su propia red exclusiva de distribución minorista de GLP, resulta esperable que los distribuidores minoristas de GLP realicen su decisión de compras observando primordialmente el precio -dado que los balones de GLP son bienes homogéneos perfectamente intercambiables entre sí-, lo que debiera repercutir en menores precios de venta por parte de los distribuidores mayoristas a los distribuidores minoristas de GLP. Esto debería dinamizar sustancialmente la competencia en ese eslabón del mercado, la distribución mayorista de GLP, y debiera tener como resultado, a través de una férrea competencia entre los múltiples distribuidores minoristas de GLP, un menor precio para consumidores finales. Dado que actualmente los distribuidores minoristas de GLP obtienen ingresos y utilidades principalmente por ventas realizadas, y ello no se altera con el modelo propuesto, no existe razón alguna para sostener que variables distintas al precio, como por ejemplo la rapidez con que se entregan los cilindros u otras variables de calidad de servicio, puedan verse afectadas a través de este nuevo esquema.
510. Una segunda ventaja del modelo propuesto es que hace más contestable el mercado de distribución mayorista de GLP, esto es, hace más probable o plausible la entrada de un nuevo actor distribuidor mayorista de GLP. Esto, dado que como hemos visto, las redes de distribución de los mayoristas, vía contratos de exclusividad u otros esquemas contractuales equivalentes, son de un tamaño tal que operan en los hechos como una barrera a la entrada muy relevante para un nuevo distribuidor mayorista de GLP. Liberalizar el mercado de la distribución minorista de GLP rebajaría considerablemente los costos de entrada para un desafiante en ese eslabón del mercado que se encuentra aguas arriba. Esta sola posibilidad debería presionar hacia la baja los precios de los distribuidores mayoristas de GLP, ya que con ello con la finalidad de hacer menos atractiva la entrada de un tercero, de un nuevo competidor.
511. Finalmente, una tercera ventaja que observamos de esta propuesta es que es de una implementación relativamente sencilla. En su mayor parte la distribución en este mercado es a través de distribuidores minoristas independientes, respecto de los cuales prohibirse cualquier forma contractual que directa o indirectamente relacione a distribuidores mayoristas de GLP con distribuidores minoristas más allá de la venta de cilindros bajo condiciones comerciales públicas, objetivas y no discriminatorias.

512. Asimismo, la regulación debería distinguir muy bien entre distribución mayorista y distribución minorista de GLP; prohibir que un distribuidor mayorista de GLP pueda realizar funciones de distribuidor minorista; prohibir que un distribuidor mayorista de GLP tenga, por sí o por terceros, relacionados o no, participación en la propiedad de un distribuidor minorista y/o que se establezca cualquier contrato, cláusula, incentivo monetario o no monetario (implementos como señalética, por ejemplo) entre un distribuidor mayorista y un distribuidor minorista de GLP. Sugerimos que sea la SEC el órgano encargado por velar por el cumplimiento de esta normativa, y en caso de incumplirse, deberían existir sanciones en la legislación sectorial de una entidad significativa que logren ser suficientemente disuasorias para los infractores, sin perjuicio, además, de la aplicación de la normativa de libre competencia de nuestro país contenida en el Decreto Ley 211.

B. Regulación del acceso abierto a redes de GN

513. Como se mencionó en la Sección II, el artículo 11 del Reglamento de Concesiones de Distribución y Transporte de Gas establece que los concesionarios de transporte deberán operar bajo el sistema de acceso abierto, que se entiende 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 de su capacidad de transporte disponible”*.
514. Tomando en cuenta que se trata de la única mención a la forma de acceso a las redes de transporte, consideramos problemático que la regulación sectorial no haya desarrollado a la fecha un cuerpo normativo que especifique las condiciones de operación del sistema de acceso abierto a las redes de transporte de gas natural.
515. Esta insuficiencia regulatoria se manifiesta en un recurso que conoció la Corte Suprema de Inversiones GNL Talcahuano contra Gasoducto del Pacífico³⁶⁶, donde el máximo tribunal señaló que, dado que la SEC no ha regulado la forma en que debe regir el acceso abierto, no puede aducirse por parte de los operadores de las redes de transporte que deben ofrecer su capacidad a todos los interesados a través de un proceso abierto (como un open season)³⁶⁷.
516. El conflicto anterior también fue objeto de una investigación de parte de la División Antimonopolios de la FNE, la que fue archivada el 30 de septiembre del presente año y que remitió los antecedentes de la misma a la División Estudios de Mercado para que fueran considerados en el presente estudio³⁶⁸.

³⁶⁶ Sentencia Corte Suprema, Rol N°41.279-2020, de fecha 7 de agosto de 2020.

³⁶⁷ *Ibíd.* Consideración decimotercera.

³⁶⁸ FNE División Antimonopolios, Informe de archivo “Denuncia por conductas exclusorias en el mercado de provisión de GNL”. Rol N°2.592-19. 30 septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

517. Durante la referida investigación, se constató que Gasoducto de Pacífico negó injustificadamente al denunciante la entrega de un certificado de conexión a su línea de transporte de gas natural, que constituye una infraestructura esencial para transportar este insumo en su zona de concesión, y tampoco proporcionó la información necesaria para que desarrollase la ingeniería de detalle de su proyecto de terminal de almacenamiento y regasificación de gas natural en la Bahía de Concepción, entregando una serie de razones sin fundamento normativo, económico o técnico para que este último no pudiese conectarse al gasoducto.
518. La investigación también estableció en la investigación que Gasoducto del Pacífico tenía incentivos para impedir la entrada del denunciante a dicha infraestructura, al estar integrado verticalmente tanto a la comercialización como a la distribución de gas natural en la región del Biobío, pues el solicitante habría sido su competidor aguas abajo en el segmento de comercialización.
519. Así, podemos apreciar que la falta de desarrollo normativo de la forma en que terceros acceden a las redes de transporte genera conflictos en la práctica entre los actores del mercado.
520. Para solucionar este problema, recomendamos el establecimiento de una regulación detallada, sea a nivel legal o reglamentario, de la forma de funcionamiento del acceso abierto a las redes de transporte de gas natural. Para cumplir con el propósito de regular adecuadamente este sistema, esta normativa debiera establecer, al menos: (i) Los casos en que procede garantizar el acceso a terceros, y las excepciones a este régimen; (ii) Un procedimiento claro y detallado para la solicitud del acceso; (iii) La forma de determinación de las tarifas de interconexión, sea regulado por la autoridad sectorial como en España³⁶⁹, o negociado entre las partes, como en Reino Unido³⁷⁰; (iv) Las potestades de la autoridad sectorial, es decir, la SEC, para intervenir en un proceso de solicitud de acceso; y (v) Un mecanismo de resolución de conflictos que puedan suscitarse.
521. Con respecto a este último punto, y aunque ello eventualmente pueda exigir un aumento de su presupuesto institucional, consideramos que el organismo idóneo para conocer y resolver las controversias con respecto a la interconexión a una red de transporte es el Panel de Expertos regulado en el Título VI de la Ley General de Servicios Eléctricos. Esta es una institución que ya juega un rol relevante en la Ley de Servicios del Gas, en particular en caso de discrepancias acerca de la valorización de las instalaciones de gas por parte de la CNE³⁷¹ o sobre el procedimiento de revisión del límite de rentabilidad a cargo del mismo

³⁶⁹ Artículo 70 de la Ley N°34/1998 de Hidrocarburos de España.

³⁷⁰ Sección 19 de la Gas Act de 1986 de Reino Unido.

³⁷¹ Artículo 29 quáter del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

órgano³⁷². Asimismo, este Panel ha conocido de controversias similares relativas al acceso a las redes eléctricas, por lo que cuenta con un conocimiento técnico para resolver estos problemas en el mercado del gas³⁷³.

522. Si se regulase de esta forma el régimen de acceso abierto a las redes de transporte, la normativa chilena cumpliría con los estándares de la Unión Europea sobre la materia, cuyos Estados miembro deben cumplir con la exigencia de permitir el acceso abierto a terceros a través del sistema Third-Party Access o TPA, contemplado en forma primaria en la Directiva 2009/73/CE³⁷⁴. Así, el artículo 32 de la Directiva establece que:

Los Estados miembros garantizarán la aplicación de un sistema de acceso de terceros a la red de transporte y distribución y a las instalaciones de GNL **basado en tarifas publicadas, aplicables a todos los clientes cualificados, incluidas las empresas de suministro, de forma objetiva y sin discriminación entre usuarios de la red**³⁷⁵.

523. Por otra parte, el artículo 34 de la Directiva establece que los Estados miembro deberán garantizar el acceso por parte de las empresas y clientes cualificados a las redes de gasoductos. Asimismo, se señala la exigencia de que se pongan en práctica “los objetivos de un acceso equitativo y abierto, para conseguir un mercado competitivo de gas natural y evitar cualquier abuso de posición dominante, teniendo en cuenta la seguridad y la regularidad de los suministros, la capacidad que esté disponible o pueda estarlo en condiciones razonables, y la protección del medio ambiente³⁷⁶”. Para una adecuada

³⁷² Artículo 30 bis y siguientes del Decreto con Fuerza de Ley N°323 de 1931, Ley de Servicios de Gas.

³⁷³ A modo de ejemplo, véase el Dictamen N°23-2017, “Minera Sierra Gorda SCM con Transmisora Mejillones S.A., sobre régimen de acceso a la Línea 2 x 220 kV Encuentro – Sierra Gorda”, de fecha 26 de marzo de 2018; y Dictamen N°9-2019, “Discrepancia de Transmisora Valle Allipén S.A. contra Hidroeléctrica El Manzano S.A. e Hidroeléctrica El Canelo S.A. respecto del régimen de acceso abierto”, de fecha 16 de septiembre de 2019, ambos del Panel de Expertos contemplado en la Ley General de Servicios Eléctricos.

³⁷⁴ Para una breve revisión de la historia de la implementación del sistema de acceso abierto en la Unión Europea, véase Nadine Haase, «European gas market liberalisation: Are regulatory regimes moving towards convergence?» (Oxford Institute for Energy Studies, 2008), 48-50, disponible aquí.

³⁷⁵ Véase también «Access to infrastructure, exemptions and derogations», Comisión Europea, acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible aquí.

³⁷⁶ La disposición sostiene que, para tal efecto, “*podrán tenerse en cuenta los siguientes elementos:*

a) la necesidad de denegar el acceso en caso de incompatibilidad de las especificaciones técnicas que no pueda subsanarse de forma razonable;

b) la necesidad de evitar las dificultades que no puedan subsanarse de forma razonable y puedan perjudicar a la producción eficiente futura, actual y prevista de hidrocarburos, incluida la de zonas de viabilidad económica marginal;

consecución de estos objetivos, la disposición exige a los Estados miembro establecer mecanismos de solución de conflictos relativos al acceso.

524. Por último, el artículo 35 del cuerpo normativo comunitario señala que las compañías podrán denegar el acceso a la red alegando falta de capacidad o en caso de que el acceso a la red impida cumplir las obligaciones de servicio público. Esta denegación deberá motivarse y justificarse debidamente. No obstante, los Estados miembro deberán adoptar las medidas necesarias para que las empresas efectúen las mejoras necesarias en sus redes para un adecuado acceso, “siempre que hacerlo sea económicamente viable y que un cliente potencial esté dispuesto a correr con los gastos que ello suponga”.
525. Del mismo modo, y dando cumplimiento a los lineamientos establecidos por la Directiva de la Unión Europea, el artículo 70 de la Ley de Hidrocarburos española³⁷⁷, regula el acceso de terceros a las instalaciones de transporte de gas natural, sobre la base de condiciones objetivas, no discriminatorias, y por el que se pagará una tarifa establecida por la CNMC. Así, se establece que:
1. Los titulares de las instalaciones deberán permitir la utilización de las mismas a los Consumidores Directos en Mercado³⁷⁸ y a los comercializadores que cumplan las condiciones exigidas, mediante la contratación separada o conjunta de los servicios de transporte, regasificación y almacenamiento, sobre la base de principios de no discriminación, transparencia y objetividad. El precio por el uso de las redes de transporte vendrá determinado por los peajes en vigor. [...].
 2. Sin perjuicio del desarrollo reglamentario de lo previsto en el presente artículo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante Circular la metodología y las condiciones de acceso y conexión que comprenderá el contenido de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para su denegación, el contenido mínimo de los contratos, y las obligaciones de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.

c) la necesidad de respetar las necesidades razonables y debidamente justificadas del propietario o del gestor de la red de gasoductos previa para el transporte y tratamiento del gas y los intereses de todos los demás usuarios de la red de gasoductos previa o de la red o de las instalaciones de transformación o gestión que puedan resultar afectados, y d) la necesidad de aplicar las disposiciones legislativas y los procedimientos administrativos nacionales en vigor, de conformidad con el Derecho comunitario, para la concesión de las autorizaciones para la producción o el desarrollo de fases previas del proceso”.

³⁷⁷ Ley N°34/1998 de Hidrocarburos de España.

³⁷⁸ El artículo 58 literal e de la Ley N°34/1998 de Hidrocarburos de España señala que los Consumidores Directos en Mercado son los consumidores finales, que adquieren gas para su propio consumo y acceden directamente a las instalaciones de terceros.

3. En el caso del acceso a instalaciones de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución, el acceso será regulado. La planificación obligatoria determinará el carácter básico de los almacenamientos en base a criterios económicos y técnicos, así como las necesidades de almacenamiento, tanto estratégico como operativo, para el funcionamiento eficiente del sistema. En el caso de los almacenamientos no básicos, incluidos con carácter indicativo en la planificación, el acceso será negociado con base en criterios transparentes, objetivos y no discriminatorios. Las instalaciones quedarán excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural. [...].
4. Podrá denegarse el acceso a la red en caso de insuficiente capacidad o cuando el acceso a la red impidiera cumplir las obligaciones de suministro que se hubieran impuesto o debido a dificultades económicas y financieras graves que pudieran derivarse de la ejecución de los contratos de compra obligatoria, en las condiciones y con el procedimiento que se establezca siguiendo los criterios de la legislación uniforme comunitaria que se dispongan [...].
5. Con carácter excepcional, se podrá exceptuar de la obligación de acceso de terceros en relación con determinadas instalaciones nuevas o las modificaciones de instalaciones existentes que supongan aumento significativo de capacidad o que permitan el desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gas que por sus características singulares así lo requieran, de acuerdo con el procedimiento de autorización de la exención recogido en el artículo 71 de la presente Ley.

C. Regulación del límite de rentabilidad de las distribuidoras de GN

526. En relación con la rentabilidad de distribuidores de GN, expusimos la situación que afecta a Metrogas, que a través de una empresa integrada verticalmente y no sujeta a regulación, como es Agesa, aumentó el costo de la prestación de su servicio de distribución de GN, lo que ha afectado y sigue afectando –y, si no se remedia, seguirá afectando hasta el 2030– el precio del gas natural residencial pagado por los clientes de Metrogas.
527. El problema descrito, afortunadamente, tiene una solución muy sencilla. Consiste en derogar el artículo 33 quinquies de Ley de Servicios de Gas y el artículo 12 transitorio de la Ley Nº20.999, junto con agregar una nueva norma que establezca que el cálculo de rentabilidad de la Ley de Servicios del Gas considere la rentabilidad de todo el grupo económico verticalmente integrado.

BIBLIOGRAFÍA

- Abastible. «Memoria Anual 2017». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).
- Aghion, Philippe y Bolton, Patrick. «Contracts as a Barrier to Entry». *The American Economic Review*, 77(3) (1987): 388–401.
- Álvarez, Eloy y Larrea, Macarena. *El sector Energético en Chile: Una visión global*. Bilbao: Orkestra, 2018. Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).
- Angrist, Joshua D. y Pischke, Jörn-Steffen. *Mostly Harmless Econometrics: An Empiricist's Companion*. Princeton: Princeton University Press, 2009. Disponible [aquí](#).
- Asker, John. (2016). Diagnosing Foreclosure due to Exclusive Dealing. *The Journal of Industrial Economics*, 64(3) (2016: 375–410. Disponible [aquí](#).
- Azar, José, Raina, Sahil y Schmalz, Martin. «Ultimate ownership and bank competition». *SSRN Electronic Journal* (2016). Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).
- Azar, José, Schmalz, Martin y Tecu, Isabel. «Anticompetitive effects of common ownership». *The Journal of Finance* 73, nº4 (2018): 1513-1565. Disponible [aquí](#).
- Banco Central de Chile. «PIB Regional». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).
- Belleflamme, Paul y Peitz, Martin. *Industrial Organization. Markets and Strategies*. Cambridge: Cambridge University Press, 2010.
- Biblioteca del Congreso Nacional. «El uso del gas en Chile». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).
- Biblioteca del Congreso Nacional. «Historia de la Ley 18.856». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).
- Biblioteca del Congreso Nacional. «Historia de la Ley 20.402». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).
- Biblioteca del Congreso Nacional. «Historia de la Ley 20.999». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).
- Borenstein, Severin y Shepard, Andrea. «Dynamic Pricing in Retail Gasoline Markets». *The RAND Journal of Economics* 27, nº3 (1996): 429–451. Disponible [aquí](#).

Borenstein, Severin y Shepard, Andrea. «Sticky Prices, Inventories, and Market Power in Wholesale Gasoline Markets». *The RAND Journal of Economics* 33, n°1 (2002): 116–139. Disponible [aquí](#).

Borenstein, Severin, Cameron, A. Colin y Gilbert, Richard. «Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?». *The Quarterly Journal of Economics* 112, n°1 (1997): 305–339. Disponible [aquí](#).

Bresnahan, Timothy y Salop, Steven. C. «Quantifying the competitive effects of production joint ventures». *International Journal of Industrial Organization*, 4 n°2 (1986): 155-175.

Brito, Duarte, Ribeiro, Ricardo y Vasconcelos, Helder. «Can partial horizontal ownership lessen competition more than a monopoly? ». *Economics Letters*, 176 (2019).

Burgdorf, Jacob. «Impact of mandated exclusive territories in the US brewing industry: Evidence from scanner level data». *International Journal of Industrial Organization*, 63, (2019). 376–416. Disponible [aquí](#).

Cabral, Luis. *Introduction to Industrial Organization*. Cambridge: MIT Press, 2000.

Calzolari, Giacomo, Denicolò, Vincenzo y Zanchettin, Piercarlo. «The demand-boost theory of exclusive dealing». *The RAND Journal of Economics*, 51(3) (2020), 713–738. Disponible [aquí](#).

CGE Gas Natural. «Memoria Anual 2019». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Chang, Myong-Hun. «The effects of product differentiation on collusive pricing». *International Journal of Industrial Organization* 9, n°3 (1991): 453–469. Disponible [aquí](#).

Chen, Chia-Wen. «Estimating the foreclosure effect of exclusive dealing: Evidence from the entry of specialty beer producers». *International Journal of Industrial Organization*, 37 (2014): 47–64. Disponible [aquí](#).

Chile Atiende. «Superintendencia de Electricidad y Combustibles». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Choi, In. «Unit root tests for panel data». *Journal of International Money and Finance* 20 n°2 (2001): 249–272. Disponible [aquí](#).

Colombo, Stefano. «Product Differentiation and Collusion Sustainability When Collusion Is Costly». *Marketing Science* 32, n°4 (2013): 669–674. Disponible [aquí](#).

Comisión de Competencia de Sudáfrica. «Market inquiry into the LPG sector, Final Report». 2017. Disponible [aquí](#)

Comisión Europea. «Access to infrastructure, exemptions and derogations». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Comisión Nacional de Energía. «Quiénes Somos». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Coordinador Eléctrico Nacional. «Histórico Generación Anual por Tecnología». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Corporación Andina de Fomento «Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe. Marco Institucional y análisis de la regulación» (2013). Disponible [aquí](#).

Costa Campi, María Teresa. «La coordinación institucional de los órganos reguladores en el ámbito regional. Creación de la Agencia Europea de Cooperación (ACER) en el marco del Tercer Paquete de Directivas Comunitarias». En *Perspectivas de la Regulación Energética en Iberoamérica*, editado por José García Delgado, 13-27. Madrid, Colección de Economía, Biblioteca Cívitas de Economía y Empresa: 2010. Disponible [aquí](#).

Cuevas, Rodrigo. «Los Congresos de Chile y Argentina ante la crisis del gas, 2004 – 2009». Tesis para optar al grado de Magíster en Estudios Internacionales. Santiago: Universidad de Chile, 2012. Disponible [aquí](#).

De Chaisemartin, Clément y D'Haultfœuille, Xavier. «Two-Way Fixed Effects Estimators with Heterogeneous Treatment Effects». *American Economic Review* 110, nº9 (2020): 2964–2996. Disponible [aquí](#).

De Ramón, Armando. *Santiago de Chile (1541-1991): Historia de una sociedad urbana*. Santiago: Catalonia, 2018.

Deltas, George. «Retail Gasoline Price Dynamics and Local Market Power». *The Journal of Industrial Economics* 56, nº3 (2008): 613–628. Disponible [aquí](#).

Dixit, Anivash. «Vertical integration in a monopolistically competitive industry». *International Journal of Industrial Organization*, 1(1) (1983): 63–78. Disponible [aquí](#).

El Mercurio. «Crisis Eléctrica, 2c- La crisis a partir de 2004». *Energía en Chile: Generación, crisis y soluciones*. Acceso el 15 de diciembre de 2020. Disponible [aquí](#).

Empresa Nacional del Petróleo. «74 años del descubrimiento del petróleo en Tierra del Fuego». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Empresa Nacional del Petróleo. «Capacidades productivas, de almacenamiento y de transporte de productos». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Empresa Nacional del Petróleo. «ENAP en Magallanes». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Empresa Nacional del Petróleo. «Memorias 2018». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Empresa Nacional del Petróleo. «Memorias 2019». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Empresas Copec. «Memoria Anual 2019». Acceso el 20 de septiembre de 2021, disponible [aquí](#).

Empresas Gasco. «Historia». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Empresas Gasco. «Memoria Anual 2020». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Empresas Lipigas. «Memoria Anual 2019». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

ENEL. «Memoria Anual 2019». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Energía Abierta. «Balance Nacional de Energía 2018». Comisión Nacional de Energía. Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Engie. «Memoria Anual 2019». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Engle, Robert y Granger, C. W. J. «Co-Integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing». *Econometrica* 55, nº2 (1987): 251–276. Disponible [aquí](#).

Espejo, Alejandro. «Oil and Gas Regulation in Chile: Overview». *Thomson Reuters Practical Law* (2020). Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

European Regulators' Group on Electricity and Gas. «ERGEG's response to the European Commission's Communication "An Energy Policy for Europe"» (2007). Disponible [aquí](#).

Evans, Eugenio y Yáñez, Eduardo. *Derecho y Regulación Económica de la Energía Eléctrica*. Santiago: Thomson Reuters, 2017.

Fiscalía Nacional Económica. «Guía para el Análisis de Operaciones de Concentración Horizontales». Mayo de 2021. Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Fiscalía Nacional Económica. «Guía para el Análisis de Restricciones Verticales». Junio de 2014. Acceso el 19 de agosto de 2021. Disponible [aquí](#).

Frey, Gilliola y Manera, Matteo. «Econometric Models of Asymmetric Price Transmission». *Journal of Economic Surveys* 21, n°2 (2007): 349–415. Disponible [aquí](#).

Galetovic, Alexander, Inostroza, Juan Ricardo y Muñoz, Cristián Marcelo. «Gas y Electricidad: ¿Qué hacer ahora?». *Estudios Públicos*, 96 (2004): 49-106. Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Gasco Educa. «Historia del gas». Fundación Gasco. Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Gazmuri, Cristian. *Historia de Chile 1891-1994: Política, economía, sociedad, cultura, vida privada, episodios*. Santiago: RIL editores, 2012.

Geopark. «Quarterly Results». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Gilo, David, Moshe, Yossi y Spiegel, Yossi. «Partial cross ownership and tacit collusion». *The Rand journal of economics*, 37(1) (2006): 81-99.

Gilo, David. «The anticompetitive effect of passive investment». *Michigan Law Review*, 99(1) (2000): 1-47.

Guerrero, Pablo y Ramírez, Miguel. «IEE 3372 Mercados Eléctricos». (Santiago: Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile, 2002). Disponible [aquí](#).

Haase, Nadine. «European gas market liberalisation: Are regulatory regimes moving towards convergence?». Oxford Institute for Energy Studies, 2008. Disponible [aquí](#).

Häckner, Jonas. «Endogenous product design in an infinitely repeated game». *International Journal of Industrial Organization* 13, n°2 (1995): 277–299. Disponible [aquí](#).

Häckner, Jonas. «Optimal symmetric punishments in a Bertrand differentiated products duopoly». *International Journal of Industrial Organization* 14, n°5 (1996): 611–630. Disponible [aquí](#).

Haltiwanger, John y Harrington, Joseph. «The Impact of Cyclical Demand Movements on Collusive Behavior». *The RAND Journal of Economics* 22, n° 1 (1991): 89–106. Disponible [aquí](#).

Harrington, Joseph. «Detecting cartels». En *Handbook of antitrust economics*, editado por Paolo Buccirossi. Cambridge: MIT Press, 2008.

Hastings, Justine. «Vertical Relationships and Competition in Retail Gasoline Markets: Empirical Evidence from Contract Changes in Southern California». *American Economic Review*, 94(1) (2004): 317–328. Disponible [aquí](#).

He, Jie y Huang, Jiekun. «Product market competition in a world of cross-ownership: Evidence from institutional blockholdings». *The Review of Financial Studies* 30, nº8 (2017): 2674-2718. Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Huneus, Carlos y Gamboa, Ricardo. «La interconexión gasífera Chile-Argentina: objetivos y actores». *Estudios Internacionales*, 157 (2007): 83-116. Disponible [aquí](#).

Kwoka, John y Slade, Margaret. «Second Thoughts on Double Marginalization». *Antitrust* vol. 34 nº2 (2020): 51.

Lafontaine, Francine y Slade, Margaret. «Exclusive Contracts and Vertical Restraints: Empirical Evidence and Public Policy». En *Handbook of Antitrust and Economics*, editado por Paolo Buccirossi, 391 – 414. Londres: MIT Press, 2008.

Lee, Robin. «Vertical Integration and Exclusivity in Platform and Two-Sided Markets». *American Economic Review*, 103(7) (2013): 2960–3000. Disponible [aquí](#).

Levin, Andrew, Lin, Chien-Fu y James Chu, Chia-Shang. «Unit root tests in panel data: Asymptotic and finite-sample properties». *Journal of Econometrics* 108, nº1 (2002): 1–24. Disponible [aquí](#).

Lewis, Matthew. «Asymmetric Price Adjustment and Consumer Search: An Examination of the Retail Gasoline Market». *Journal of Economics & Management Strategy* 20, nº2 (2011): 409–449. Disponible [aquí](#).

Liu, Ke y Meng, Xiaoxuan. «Exclusive dealing when upstream displacement is possible». *Journal of Economics & Management Strategy* (2021). Disponible [aquí](#).

Luco, Fernando y Marshall, Guillermo. «The Competitive Impact of Vertical Integration by Multiproduct Firms». *American Economic Review*, vol. 110 nº7 (2020): 2041-2064. Disponible [aquí](#);

Maddala, Gangadharrao y Wu, Shaowen. «A Comparative Study of Unit Root Tests with Panel Data and a New Simple Test». *Oxford Bulletin of Economics and Statistics* 61, nºS1 (1999): 631–652. Disponible [aquí](#).

Mares, David. «The New Energy Landscape: Shale Gas in Latin America», *Banco Interamericano de Desarrollo*, Discussion Paper no. IDB-DP-253 (2012). Disponible [aquí](#).

Martínez, Gerardo y Nazer, Ricardo. *Historia de la Compañía de Consumidores de Gas de Santiago, S.A.: 1856-1996*. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile, 1996.

Memoria Chilena. «Ferrocarril Caldera-Copiapó». Biblioteca Nacional de Chile. Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Methanex. «Quarterly Reports». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Meyer, Jochen y Cramon-Taubadel, Stephan. «Asymmetric Price Transmission: A Survey». *Journal of Agricultural Economics* 55, n°3 (2004): 581–611. Disponible [aquí](#).

Ministro de Energía y Minería, Jobet Eluchans, Juan Carlos. «Mercado del Gas Licuado de Petróleo». Presentación ante la Comisión Especial Investigadora de actos de órganos públicos encargados de velar por la libre competencia en el mercado de los productos ofrecidos para el suministro de gas residencial bajo la modalidad de Gas Licuado de Petróleo, 12 de agosto de 2021. Disponible [aquí](#).

Moreno, Rodrigo, Matus, Marcelo, Flores, Angela y Püschel, Sebastián. «Análisis Económico del Despacho Eléctrico de Generadores con Contratos de Suministro de Combustible GNL Take or Pay». Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, 2014. Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Motta, Massimo. *Competition Policy: Theory and Practice*. Cambridge: Cambridge University Press, 2004.

New South Wales Environment Protection Authority. «Conventional and Unconventional Gas». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Newey, Whitney y West., Kenneth. «A simple, positive semi-definite, heteroskedasticity and autocorrelation consistent covariance matrix». *Econometrica* 55 n°3 (1986).

Nocke, Volker y Rey, Patrick. «Exclusive dealing and vertical integration in interlocking relationships». *Journal of Economic Theory*, 177 (2018): 183–221. Disponible [aquí](#).

Nocke, Volker y White, Lucy. «Do Vertical Mergers Facilitate Upstream Collusion?». *American Economic Review* 97, n°4 (2007): 1321–1339. Disponible [aquí](#).

Nurski, Laura y Verboven, Frank. «Exclusive Dealing as a Barrier to Entry? Evidence from Automobiles». *The Review of Economic Studies*, 83(3) (2016):, 1156–1188. Disponible [aquí](#).

O'Brien, Daniel y Salop, Steven. «Competitive effects of partial ownership: Financial interest and corporate control». *Antitrust LJ* 67 (1999): 559-614. Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Peltzman, Sam. «Prices Rise Faster than They Fall». *Journal of Political Economy* 108, n°3 (2000): 466–502. Disponible [aquí](#).

Perry, Martin. «Chapter 4 Vertical integration: Determinants and effects». *Handbook of Industrial Organization*, vol. 1 (1989): 183-255. Disponible [aquí](#).

Porter, Robert y Zona, J. Douglas. «Detection of Bid Rigging in Procurement Auctions». *Journal of Political Economy* 101, n°3 (1993): 518–538. Disponible [aquí](#).

Rasmusen, Eric, Ramseyer, John y Wiley, John. «Naked Exclusion». *The American Economic Review*, 81(5) (1991), 1137–1145.

Rey, Patrick y Stiglitz, Joseph. The Role of Exclusive Territories in Producers' Competition. *The RAND Journal of Economics*, 26(3), (1995): 431–451. Disponible [aquí](#).

Rey, Patrick. «The Economics of Vertical Restraints». En *Economics for an imperfect world: Essays in honor of Joseph E. Stiglitz* (MIT Press: 2003).

Rey, Patrick. «Vertical restraints- an Economic Perspective», Octubre de 2012. Acceso el 19 de agosto de 2021. Disponible [aquí](#).

Reynolds, Robert J. y Snapp, Bruce R. «The competitive effects of partial equity interests and joint ventures». *International Journal of Industrial Organization*, 4 n°2 (1986): 141-153.

Rojas, Nicolás. «Restricciones Verticales a la Competencia en el Ámbito del Retail». En *Libre Competencia y Retail: Análisis Crítico*, editado por Nicole Nehme y Paulo Montt, 175 – 210. Santiago: AbeledoPerrot, 2010.

Ross, Thomas. «Cartel stability and product differentiation». *International Journal of Industrial Organization* 10, n°1 (1992): 1–13. Disponible [aquí](#).

Rotemberg, Julio y Saloner, Garth. «A Supergame-Theoretic Model of Price Wars during Booms». *The American Economic Review* 76, n°3 (1986): 390–407. Disponible [aquí](#).

Salinger, Michael. «Vertical Mergers in Multi-Product Industries and Edgeworth's Paradox of Taxation», *The Journal of Industrial Economics*, 39(5) (1991): 545–556, disponible [aquí](#).

Salinger, Michael. «Vertical Mergers and Market Foreclosure*». *The Quarterly Journal of Economics*, 103(2) (1988): 345–356. Disponible [aquí](#).

Sass, Tim y Saurman, David. «Efficiency Effects of Exclusive Territories: Evidence from the Indiana Beer Market». *Economic Inquiry*, 34(3) (1996): 597–615. Disponible [aquí](#).

Sass, Tim. «The competitive effects of exclusive dealing: Evidence from the U.S. beer industry». *International Journal of Industrial Organization*, 23(3) (2005): 203–225. Disponible [aquí](#).

Segal, Ilya y Whinston, Michael. «Naked Exclusion: Comment». *American Economic Review*, 90(1), (2000): 296–309. Disponible [aquí](#).

Slade, Margaret. «Vertical Mergers: A Survey of Ex Post Evidence and Ex Ante Evaluation Methods». *Review of Industrial Organization*, 58(4) (2021): 493–511. Disponible [aquí](#).

Small, Kenneth y Rosen, Harvey. «Applied Welfare Economics with Discrete Choice Models». *Econometrica*, 49(1) (1981), 105–130. Disponible [aquí](#).

Sonacol. «Memoria Anual 2019». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Informe Estadístico Combustibles 2020. Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Superintendencia de Electricidad y Combustibles. «Gasoductos, GNL y Biogás». Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Tapia, Hugo y Torres, Claudio. «Abastecimiento de Gas Natural». Pontificia Universidad Católica de Chile, 2007. Acceso el 20 de septiembre de 2021. Disponible [aquí](#).

Tappata, Mariano. «Rockets and feathers: Understanding asymmetric pricing». *The RAND Journal of Economics* 40, nº4 (2009): 673–687. Disponible [aquí](#).

Tirole, Jean. *The Theory of Industrial Organization*. Cambridge: MIT Press, 1988.

Tom, Willard, Balto, David y Averitt, Neil. «Anticompetitive Aspects of Market-Share Discounts and other Incentives to Exclusive Dealing». *Antitrust Law Journal* 67, nº 3 (2000): 615-39.

Unión Europea. Directrices relativas a las restricciones verticales, Diario Oficial [2010] C103/01. 19 de mayo de 2010.

Verlinda, Jeremy. «Do Rockets Rise Faster and Feathers Fall Slower in an Atmosphere of Local Market Power? Evidence from the Retail Gasoline Market». *The Journal of Industrial Economics* 56, nº3 (2008): 581–612. Disponible [aquí](#).

Wooldridge, Jeffrey M.. *Introductory Econometrics: A modern Approach*. Mason OH: Thomson South-Western, 2012. Disponible [aquí](#).

Zellner, Arnold y Theil, Henri. Three-stage least squares: simultaneous estimation of simultaneous equations. En *Henri Theil's Contributions to Economics and Econometrics*, editado por Baldev Raj, 147-178. Luxemburgo: Springer, 1992.