



INFORME TÉCNICO

Comité de Expertas y Expertos para una Mejora Regulatoria en el Mercado del Gas Natural

PROPUESTAS PARA LA MEJORA REGULATORIA DEL MERCADO DEL GAS NATURAL EN CHILE ^{*}

Miembros de la Comité de Expertos

Rodrigo Castillo

Andrés Gómez-Lobo

Soledad Hormazábal

Ana María Montoya

Eduardo Saavedra

* Informe solicitado por el Ministerio de Energía a este Comité. Las opiniones y recomendaciones vertidas en este informe son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no comprometen la opinión del ministerio u otra persona o entidad pública, así como tampoco el de las instituciones en que cada uno de los y las expertos trabaja.

ÍNDICE

Resumen Ejecutivo	4
I. Antecedentes	10
II. Contexto del Estudio	12
1. Marco Regulatorio Vigente	
2. Informe de la Fiscalía Nacional Económica	
3. Dos Regímenes “Tarifarios” Actualmente Vigentes	
III. Sustitución y Competencia a Nivel de Cliente Final	24
1. Información Proporcionada por la FNE	
2. Información Proporcionada por la CNE	
3. Evidencia de Cambios de Clientes	
4. Artículos e Informes acerca de la Sustitución entre GLP y GN	
5. Evidencia Comparada en Sustitución	
6. Análisis de Precios y Márgenes GN por Segmento	
7. Jurisprudencia Internacional sobre Mercado Relevante	
8. Conclusiones respecto de la Sustitución de GN	
IV. Condiciones de Acceso a la Infraestructura	43
1. Evidencia acerca de las Condiciones de Acceso en GN	
2. Evidencia Comparada en Acceso	
3. Conclusiones respecto de las Condiciones de Acceso	
V. Mecanismos de Regulación de Tarifas	55
1. Regulación por Rentabilidad Máxima	
2. Regulación por Empresa Modelo	
3. Esquema Alternativo de Fijación de Precios	
4. Regulación de Peajes en el Acceso a Redes	

VI. Recomendaciones de Política	69
Anexos	76
A.1 Caracterización de Consumo de Gas Natural por Redes en Chile	
A.2 Política de Descuentos a Clientes Residenciales de Gas Natural	
A.3 Experiencia Regulatoria Comparada	
A.4 Análisis del Chequeo de Rentabilidad Máxima	
A.5 Experiencia Regulatoria de Gas Natural en Irlanda del Norte	
A.6 Resumen del Modelo RIIO aplicado en Reino Unido	
A.7 Procedimiento no contencioso TDLC Rol NC-427-14	
A.8 Procedimiento para la Calificación de las Condiciones Competitivas del Mercado del GN por parte del TDLC	
A.9 Industria de Gas Natural y Relaciones de Propiedad	
A.10 Alternativas de Mecanismos de Asignación de Capacidad en Terminales	
A.11 Sistema de Compensaciones	
Referencias	173

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe corresponde al trabajo realizado por el Comité de expertas y expertos para la mejora regulatoria del mercado del gas natural (GN) designado por el Ministerio de Energía. El Comité de expertas y expertos para la mejora regulatoria del mercado del GN (en adelante, "Comité") es una instancia que fue conformada con el objetivo de realizar una revisión respecto al régimen aplicable de tarifas y acceso con el propósito de emitir un informe de recomendaciones que aporten al desarrollo de una reforma regulatoria en esta materia.

Este Comité ha sido integrado por los siguientes profesionales expertos en regulación y libre competencia:

Rodrigo Castillo, abogado de la Universidad de Chile y Magister en Filosofía Política de la Universidad Adolfo Ibáñez. Profesor y director Académico del Magister en Regulación Económica de la Universidad Adolfo Ibáñez. Ex director ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas.

Andrés Gómez-Lobo, ingeniero comercial con mención en Economía de la Universidad Católica y PhD en Economía de la University College London. Ex ministro de Transporte y Telecomunicaciones entre 2014 y 2017. Profesor asociado de la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile.

Soledad Hormazábal, ingeniera comercial con mención Economía y estudios de magister en Políticas Públicas de la Universidad de Chile. Ex asesora económica del gabinete presidencial del expresidente Sebastián Piñera.

Ana María Montoya, ingeniera comercial con mención economía de la Universidad de Chile, Magister en Políticas Públicas, Universidad de Chile, magíster en Economía Industrial de la Universidad Carlos III de Madrid y Phd en Economía de la Universidad de Barcelona. Amplia experiencia académica y profesional en temas de libre competencia, incluyendo rol como ex economista jefe de la Unidad Anti-carteles en la Fiscalía Nacional Económica.

Eduardo Saavedra, ingeniero comercial con mención economía de la Universidad de Chile y PhD en Economía de la Cornell University. Ex ministro del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) entre 2014 y 2020. Decano de la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad Alberto Hurtado.

Para la elaboración de este informe, con el fin de realizar las recomendaciones de política pública, se analizaron los siguientes aspectos: en primer lugar, la **regulación existente en la actualidad en la industria del GN**, ésta se refiere a la Ley N° 20.999, promulgada en enero de 2017, que modificó la Ley de Servicios de Gas ("LSG"); en segundo lugar, las **condiciones de competencia existentes en la comercialización a través de redes concesionadas de GN**; en tercer lugar, la **organización industrial del sector con particular énfasis en las condiciones de acceso a la infraestructura necesaria para la provisión de**

GN a través de las redes concesionadas, teniendo en consideración la experiencia comparada; por último, se analizaron los mecanismos de regulación tarifaria utilizados en la industria en Chile.

En cuanto a la **información utilizada para la elaboración** de este informe destacan el informe elaborado en 2021 por la Fiscalía Nacional Económica (FNE) sobre la industria del Gas, los antecedentes adicionales solicitados a la FNE relativos al grado de sustitución de GN por GLP (gas licuado de petróleo) no contenidos en dicho informe y una revisión de estudios académicos existentes relativos al análisis de sustitución en Chile. También se le solicitó a la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) información relativa a las solicitudes de cambio de proveedor requerida por los clientes, ya sea de GN o GLP a granel, entre los años 2019 y 2022. Se solicitó información sobre el uso de los segmentos -red primaria, secundaria y terciaria- de las redes concesionadas para abastecer a distintos tipos de clientes, la evolución de la demanda mensual por tipo de clientes, la distribución de los costos en los distintos eslabones relevantes para la producción de gas por redes concesionadas sujetas a chequeo de rentabilidad máxima. Se realizó también un análisis de las políticas de descuentos existentes de las empresas de GN. Otro elemento importante que el Comité tuvo en consideración fue la evidencia comparada de la regulación de esta industria.

En cuanto a las condiciones de acceso a infraestructura, se revisaron los estudios elaborados por el Banco Mundial (2015) y Mas Energía (2011), y se realizó una revisión de la experiencia comparada y un análisis de la jurisprudencia en relación a los incentivos que se generan en la integración vertical de los distintos eslabones relevantes para la posterior comercialización de GN por redes concesionadas al cliente final.

Finalmente, se analizan las deficiencias identificadas en el mecanismo de chequeo de rentabilidad máxima (actualmente vigente para las concesionarias en la mayor parte del territorio nacional), así como el mecanismo de regulación basado en una empresa modelo eficiente, actualmente vigente en ciertas zonas geográficas, y que a su vez sería el mecanismo actualmente aplicable para aquellas empresas que superaran los límites de rentabilidad establecidos en la normativa. Finalmente, se analizan distintas mejoras a la regulación tarifaria actualmente vigente para el GN, en base a las mejores prácticas en la materia aplicadas en otras jurisdicciones.

En base a todos los antecedentes analizados, sumado a las entrevistas realizadas a distintos expertos, tanto nacionales como internacionales, y las discusiones internas entre los miembros del Comité, se desarrolló el siguiente diagnóstico compartido de la situación competitiva de la industria y los mecanismos existentes de regulación:

- Este Comité ha constatado que existe algún grado de competencia entre el GN y otros combustibles, especialmente en clientes industriales y en residenciales para calefacción, pero no existen antecedentes suficientes para afirmar que estos niveles de competencia disciplinan de manera adecuada los precios del GN. Adicionalmente, no pareciera haber evidencia de la existencia de sustitutos fuertes del GN para el caso de los clientes residenciales en usos distintos a la calefacción, de modo que estos fueran capaces de competir con el GN y disciplinar sus precios para este segmento de mercado y respecto de dichos usos.

La evidencia para sustentar el diagnóstico anterior es variada. Primero, los precios de GN para clientes residenciales exhiben una marcada estacionalidad, lo que sugiere diferencias en la intensidad competitiva entre los usos del GN para calefacción de los otros usos. Refuerza esta conclusión el hecho que los descuentos en la temporada de invierno solo aplican para consumos sobre un cierto umbral, lo que implica que el beneficio de los menores precios en esta estación del año no se extiende al consumo base de los clientes. Además, el método de pago por adelantado que se exige para dichos descuentos sería consistente con estrategias de discriminación de precios entre usuarios residenciales por parte de las distribuidoras. Segundo, la información disponible revela que la sustitución entre proveedores (ya sea de GN a GLP o entre distribuidores de GN) es marginal, lo cual nuevamente sugiere poca sustitución entre combustibles para aquellos clientes ya conectados a la red de GN y para usos distintos a la calefacción.

Hay varios costos de cambio, restricciones normativas en inmuebles multiresidencial (i.e. edificios), y problemas de información e inercia en el comportamiento de los clientes, que explicarían en parte el escaso número de clientes que cambian de combustible. Tercero, una aproximación del margen de distribución entre clientes industriales, comerciales y residenciales sugiere diferencias en la intensidad competitiva entre estos segmentos de la industria, diferencias que podrían no estar justificadas por diferencias en los costos de provisión del servicio. Finalmente, se constata que, en prácticamente todos los países del mundo, el transporte y distribución de GN es considerada una industria con características de monopolio natural y donde se regulan las tarifas en sus distintas etapas. Esto es así incluso en países donde, al igual que en Chile, el desarrollo de la industria es relativamente reciente y donde existe un combustible alternativo para calefaccionar, como el caso de Irlanda del Norte.

- Una segunda conclusión de este Comité es que con una adecuada regulación es posible imprimir más competencia en esta industria. La experiencia internacional muestra que la entrada de terceros oferentes de GN, que utilizan la infraestructura existente tanto en transporte como en distribución, podría ser instrumental para cumplir con este objetivo.
- Finalmente, el Comité considera que el actual mecanismo de control por tasa máxima de rentabilidad adolece de varias deficiencias que no lo hacen recomendable para la regulación de precios en la industria. Por su parte, es opinión unánime del Comité, que el mecanismo de tarificación por empresa modelo contemplado en la ley para la fijación de tarifas en la región de Magallanes y la Antártida Chilena y que también se activa cuando se sobrepasa el límite de rentabilidad máxima en una zona de concesión, adolece, a su vez, de graves problemas que hacen recomendable su reemplazo por otro mecanismo de regulación.

Consistente con el diagnóstico anterior, el Comité desarrolló una serie de recomendaciones regulatorias, las que para su mayor claridad se clasifican en tres categorías: regulación de peajes, tarifas y condiciones de acceso, regulación de acceso e integración vertical y mecanismos de regulación tarifaria. Estas recomendaciones se presentan a continuación. Por último, se presentan recomendaciones adicionales no incluidas en las tres categorías anteriores.

2. Regulación tarifaria en la Industria de GN

En primer lugar, entregamos una serie de recomendaciones regulatorias que surgen de nuestra constatación de que existen diferencias en la intensidad competitiva en los distintos segmentos del mercado del GN. Específicamente, como ya se señaló más arriba, es opinión de este Comité que la intensidad competitiva en el segmento residencial para usos distintos a la calefacción es baja, por lo que se observan tarifas diferenciadas entre tipos de usos y segmentos de clientes, dependiendo de su posibilidad de sustitución por otros combustibles.

Una consecuencia de dicha constatación es nuestra primera recomendación, la que estimamos es de rápida implementación, pues no requiere modificación normativa alguna. Sugerimos que se fiscalice efectivamente el cumplimiento del artículo 30 de la LSG relativa a la obligación de no ejercer discriminaciones de precios injustificadas entre clientes, dándose cuenta de los resultados de esta fiscalización por parte de las autoridades actualmente encargadas de supervisar su cumplimiento en un plazo breve.

Una segunda recomendación, que sí requeriría un cambio normativo, es modificar el citado artículo 30 de la LSG. Para estos efectos, recomendamos que se modifique la actual norma de modo que se eviten prácticas de discriminación arbitrarias. En particular:

- Considerando que la actual norma resulta laxa para impedir diferentes tipos de discriminaciones de precios no justificadas entre clientes de distintas categorías y con distintos niveles de consumo. Se recomienda que en la ley se establezca que toda diferencia de precios entre clientes, ya sea por motivos de volumen, ubicación geográfica o cualquier otra, debe ser adecuadamente justificada en costos; en este caso, creemos además que, en la práctica, se deberá analizar de manera explícita y particular las políticas comerciales de promociones y descuentos aplicadas por las empresas, en especial, aquellas relacionadas con descuentos asociados al pago por adelantado del servicio para calefacción, incluida la estructura de estas promociones.
- La norma actualmente vigente sólo exige informar a la SEC de los cambios de precios. Para hacer una fiscalización efectiva en la línea de evitar discriminaciones arbitrarias, se recomienda exigir que las empresas deban presentar por adelantado sus pliegos de precios, pero no a la SEC sino a la CNE, y en una base semestral, la que deberá verificar que los mismos cumplan con los criterios

señalados. En caso de que la CNE detectara que los pliegos no cumplen con los criterios impuestos, así lo informará a la empresa en un plazo no mayor a 30 días hábiles. Si la empresa quisiera modificar un precio en un momento distinto, podrá informarlo a la CNE, la que en todo caso podrá establecer, a posteriori, que el precio no cumplía con los criterios y ordenar que el mismo sea modificado. La ley deberá señalar, a su vez, que la fiscalización de estas obligaciones corresponderá a la SEC de acuerdo a sus facultades ordinarias. De esta resolución de la CNE la empresa podrá recurrir ante el Panel de Expertos.

Una segunda constatación de este Comité, es que con una adecuada regulación es posible imprimir más competencia en esta industria. La experiencia internacional muestra que la entrada de terceros oferentes de GN, que utilizan la infraestructura existente tanto en transporte como en distribución, podría ser instrumental para cumplir con este objetivo.

Por ende, los miembros del Comité consideramos que, con el fin de aumentar la competencia en el mercado, se debería regular un peaje (o cargo por uso de red) y condiciones de acceso, en aquellos segmentos necesarios para proveer el servicio de distribución de gas que posean características de monopolio natural o facilidades esenciales, con el fin de permitir la entrada de nuevos oferentes.

En concreto, se debe garantizar el acceso a facilidades esenciales como los terminales, centrales de regasificación y las redes de transporte de GN. Además de establecer las condiciones de acceso e interconexión, se deben fijar una tarifa o peajes para estos servicios que permita a terceros usar esta infraestructura.

En cuanto a las redes de distribución de GN, también recomendamos que se determine una tarifa de interconexión o peaje con la distribuidora, permitiendo así que terceros utilicen la red de distribución de los *incumbentes* existentes, imponiendo la obligación de interconexión y determinando un peaje objetivo, transparente y no discriminatorio que remunere el acceso a la red.

Algunos de los expertos consideran que, en vista de la baja penetración actual de redes de GN a nivel nacional, y con el objetivo de no desincentivar inversiones tendientes a su expansión, debería permitirse, en principio, un régimen de auto regulación de las tarifas de peajes estableciendo criterios claros de calidad de servicio. Lo anterior deberá cumplir con los criterios de objetividad, transparencia y no discriminación ya señalados. Para las tarifas de distribución a clientes finales, consideran que éstas deberían, en principio, quedar sólo sujetas al régimen de control establecido en el artículo 30, mejorado de acuerdo a lo señalado en los párrafos previos, y a la espera de un pronunciamiento del TDLC según se describe a continuación.

Estos miembros del Comité concuerdan, sin embargo, en que, ante el riesgo de que esta auto regulación o régimen de tarifas libres no discriminatorias (artículo 30) no sea suficiente para, por una parte, incentivar la expansión de la red, y por la otra, evitar conductas anticompetitivas en la fijación de peajes por el uso de la red de distribución o en las tarifas a clientes finales, debe establecerse un mecanismo de control periódico por parte de los organismos de defensa de la libre competencia. Tal mecanismo implicaría

una revisión al menos cuatrienal de las condiciones competitivas del mercado y, de no ser cumplidas, daría lugar a la aplicación de un régimen de regulación del tipo recomendado en el capítulo V de este informe.

Lo anterior significa, en la práctica, que debería modificarse la Ley para establecer un mecanismo similar al consagrado en la actual normativa de telecomunicaciones, en virtud del cual el TDLC deberá establecer cada cuatro años si existen o no condiciones competitivas en el mercado de distribución de GN que permitan mantener un régimen de tarifas autorreguladas, o si, por el contrario, se deberá aplicar el nuevo régimen regulado que se describe en el Capítulo V de este Informe.

Asimismo, y mientras se encuentre vigente este régimen de tarifas autorreguladas, el modelo de fijación de peaje por el uso de la red de distribución propuesto por la empresa deberá ser aprobado, en cuanto a los criterios utilizados, por las autoridades de defensa de la libre competencia, previo informe de la autoridad sectorial y monitoreado por esta última. Así, y en caso de aplicarse las recomendaciones de este grupo de miembros del Comité, en un principio se mantendría un régimen de tarifas y calidad autorreguladas, sometidas a aprobación por parte de las autoridades de defensa de la libre competencia, mientras el TDLC no establezca la necesidad de aplicar el régimen regulado del Capítulo V. Para efectos de la primera calificación por parte del TDLC de las condiciones competitivas del mercado del GN, es opinión de estos miembros del Comité que la misma debería producirse lo más pronto que sea posible, considerando las restricciones y tiempos involucrados, por lo que recomiendan que la ley establezca que el TDLC tendrá un plazo de un año contado desde la vigencia de la Ley para efectuar esta calificación.

Por su parte, los otros miembros del Comité consideran que, dada la estructura de mercado actual, la naturaleza objetiva de monopolio natural de las redes físicas de distribución, y la evidencia internacional que en casi todos los casos contempla tarifas reguladas para estos servicios, se debería aplicar, de manera preventiva, tanto para las tarifas a clientes finales como para el uso de estas redes por parte de terceros, un régimen de regulación tarifaria para estos servicios, lo que ciertamente incluye además regular la calidad en que éste es provisto. Estos miembros concuerdan, sin embargo, en que la aplicación de este régimen regulado debiera ser revisada de manera periódica por el TDLC, por lo que, en la práctica, la principal diferencia entre los miembros del Comité se refiere al régimen aplicable por defecto antes de que el TDLC efectúe esta primera calificación. Estos miembros consideran, a diferencia de los anteriores, que el régimen por defecto debería ser el de regulación tarifaria.

No obstante lo anterior, y con el objetivo de resguardar el riesgo de que esta solución pudiera implicar, efectivamente, desincentivos a las inversiones requeridas para la necesaria expansión de las redes de GN en nuestro país, los miembros de este Comité concuerdan que el modelo regulatorio que se escoja necesariamente debe contemplar incentivos a estas nuevas inversiones. Al respecto, todos los miembros del Comité coinciden en que ni el actual sistema de regulación, basado en la revisión de rentabilidad máxima que podría gatillar una regulación de precios, ni el modelo regulatorio de empresa modelo que parte de cero actualmente aplicable a la región de Magallanes y la Antártica

Chilena, garantizan estos incentivos. Debido a lo anterior, los miembros de este Comité concuerdan en favor de su modificación y reemplazo por un nuevo modelo de regulación más cercano al aplicado en el Reino Unido, tal como se detalla en el capítulo V de este informe.

Es relevante precisar que en la transición a realizar las modificaciones sugeridas por este Comité que requieren cambio legislativo y mientras se realiza el proceso de revisión en el TDLC, se recomienda mantener los mecanismos regulatorios existentes fortaleciendo la fiscalización del Art. 30 de la LSG.

3. Integración Vertical y un Acceso Competitivo a las Redes de GN

Al examinar la evidencia comparada, este Comité considera pertinente mencionar que efectivamente Chile sería un caso excepcional donde las tarifas de terminales, regasificación y redes de transporte están liberalizadas, sin reglas claras de acceso y sin límites a la integración vertical, tanto en la operación (legal) como en la estructura (propiedad) de las empresas que operan en diferentes segmentos de la industria.

En tal sentido, el Informe destaca que la integración vertical en la propiedad de los activos puede ser un riesgo o una barrera de entrada que limite la competencia aguas abajo en el segmento de la comercialización de GN, en la medida que terceros competidores que no estén integrados posean restricciones o dificultad en el acceso a las mencionadas facilidades esenciales, ya sea producto de tarifas excesivas por el uso, negativa de acceso, desincentivo a invertir para no ofertar capacidad o degradación de la calidad de los servicios. Asimismo, se constata que la integración vertical podría conllevar ganancias en eficiencia productiva que deben ser resguardadas.

Por lo anterior, si bien existen distintas alternativas destinadas a limitar o controlar los problemas relativos a la integración vertical, siendo en términos gruesos las dos más obvias la desintegración sólo legal o la desintegración de propiedad, total o parcial, este Comité sugiere optar por algún nivel de desintegración de propiedad que limite los porcentajes de participación entre las empresas verticalmente integradas, al menos al punto de impedir que se pueda ejercer el control de los activos relacionados (incluido a través de pactos de accionistas). Esta recomendación no aplica respecto a la integración vertical entre distribución y comercialización como se explica en los párrafos siguientes.

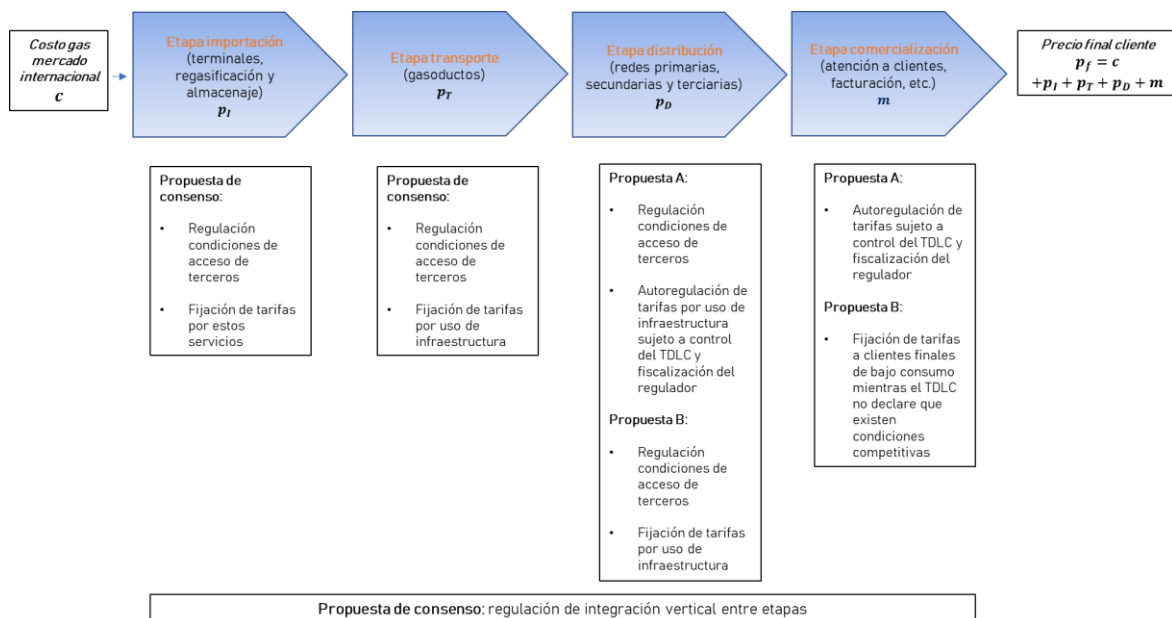
En cuanto a las regulaciones de las condiciones de acceso; esto es, de todas aquellas medidas que permiten la entrada de otros actores en la provisión de GN a clientes finales, y que, por ende, cubre aspectos como la integración vertical, acceso a insumos esenciales, peajes, entre otras medidas, como ya se ha destacado más arriba, hubo consenso unánime entre los miembros de este Comité en que es conveniente aumentar la competencia mediante el acceso de terceros a infraestructura que sea esencial para la provisión de GN residencial. En este orden de ideas, se expresa el acuerdo en cuanto a

que conviene regular (o establecer condiciones a un régimen de autorregulación) condiciones de acceso (todo lo procedimental), regular la integración vertical y, en algunos segmentos de la industria, fijar el peaje de acceso a la infraestructura, como se ha señalado.

Con todo, es opinión unánime del Comité que, dada la escala del mercado de GN existente en la actualidad, es adecuado permitir que las empresas que actualmente brindan servicios de distribución y comercialización puedan continuar suministrando ambos servicios. Sin embargo, consistente con lo planteado en los párrafos previos, las empresas relacionadas deben mantener una estricta separación de contabilidad, adecuadamente reglada, que permita identificar las rentabilidades independientes de los dos (o más) servicios que se proveen.

La siguiente Figura 1 resume esquemáticamente las principales recomendaciones que se desarrollan en el Informe sobre regulación tarifaria, de acceso y de integración vertical, las que hemos separado por segmento de la industria de GN.

Figura 1: Resumen de Recomendaciones de Política



Fuente: Elaboración propia.

4. Mecanismos de regulación de precios

Para implementar las propuestas de regulación de peajes o tarifas desarrolladas más arriba es necesario discutir el mecanismo de fijación de precios. Existen tres alternativas, seguir con el esquema de chequeo de rentabilidad máxima, usar el mecanismo de empresa modelo actualmente contemplado en la LSG y que se utiliza para tarificar en Magallanes y la Antártida Chilena, así como en otras industrias reguladas de nuestro país, o transitar hacia un sistema de fijación de precios más parecido al que se ocupa en otras jurisdicciones, en particular en el Reino Unido. Por las razones que se exponen a continuación, este Comité recomienda esta última alternativa, presentando más abajo las características principales que debería tener este nuevo esquema regulatorio.

A. Mecanismo de chequeo de rentabilidad máxima

El mecanismo de chequeo de rentabilidad máxima corresponde a un régimen de libertad tarifaria, pero con una suerte de “regulación implícita” o “sombra”, cuyo objetivo es activar la aplicación del régimen de precios regulados en el caso de excederse la rentabilidad máxima permitida. Este mecanismo, por lo tanto, opera en dos niveles, uno explícito, que gatilla o no la regulación, y otro implícito, que incentiva a los actores a no exceder la rentabilidad máxima permitida para evitar dicha regulación.

Este mecanismo adolece de varias deficiencias, las que se pueden resumir en las siguientes:

- El límite de rentabilidad anual de costo de capital más 3%-5% podría ser insuficiente o excesivo para garantizar tarifas competitivas. En la práctica resulta muy difícil establecer cuál es el escenario (límite excesivo o insuficiente) para una zona de concesión. Por lo tanto, en algunos casos y períodos podría permitir tarifas mayores a las competitivas y en otros casos desincentivar las inversiones, sin poder discriminar fácilmente en cuál de las dos situaciones se encuentra un concesionario en particular.
- Relacionado con el punto anterior, el límite de rentabilidad máxima tampoco sirve para determinar el grado de competencia existente en el mercado. Sobrepasar este límite no sería indicativo de falta de competencia, como tampoco estar por debajo de este límite es evidencia de tarifas competitivas.
- Podría, eventualmente, generar ineficiencias en el uso relativo de insumos (entre capital y otros insumos), o una sobreinversión en capital. Si bien el artículo 33 de la LSG establece que la CNE puede definir la parte de los bienes de la empresa concesionaria que será considerada eficiente, lo cual mitiga en parte el problema señalado, sin embargo, debido a la asimetría de información entre la empresa y el regulador, puede que esta atribución de la CNE no elimine todas las potenciales ineficiencias.
- Permite la discriminación de precios entre tipos de consumidores e incluso el uso de estrategias de precios que desincentivan la entrada de eventuales competidores. Esto por cuanto el chequeo de rentabilidad es una evaluación

agregada del concesionario, donde se suma la facturación de clientes residenciales, comerciales e industriales, con distinta intensidad competitiva.

- Finalmente, hasta donde conoce este Comité, no existe un sistema análogo de regulación en la práctica comparada internacional.

Todos los miembros del Comité concuerdan que el actual sistema de regulación, basado en la revisión de rentabilidad máxima que podría gatillar una regulación de precios, adolece de varios problemas que reducen su efectividad como mecanismo regulatorio y no recomiendan su uso a futuro para regular tarifas en la industria.

B. Mecanismo de regulación por empresa modelo

El mecanismo de regulación tarifaria en base a una empresa modelo que parte de cero tiene una tradición de décadas en Chile y está codificado así en la LSG. Por lo que, *prima facie*, la alternativa más obvia para regular peajes o tarifas en el sector sería aplicar esta regulación.

Si bien este esquema ---entendida como tarifificar en base a los costos de una empresa ficticia diseñada desde cero para satisfacer óptimamente y a mínimo costo la demanda proyectada de una empresa regulada en una determinada área de concesión--- ha cumplido un rol importante en el desarrollo de las industrias de utilidad pública en los últimos 40 años en Chile, adolece de deficiencias que se deben considerar y que no hacen recomendable su mantención como modelo de referencia. Estas deficiencias se pueden resumir como:

- La empresa modelo que parte de cero se puede diseñar sin ninguna restricción, usando la tecnología y configuración de activos óptimos en el momento en que se diseña. En contraste, la empresa real tiene una historia y sus decisiones óptimas en cada momento del tiempo estarán condicionadas por la configuración de activos heredados del pasado. Esto implica que una empresa real, por muy eficiente que sea, nunca podrá alcanzar los costos de la empresa modelo, si esta última está bien diseñada. Si el sistema ha funcionado en Chile hasta ahora, se debe, en opinión de algunos académicos, a errores conceptuales o prácticos en el diseño de la empresa modelo que compensan a favor de la empresa real la inhabilidad de alcanzar la eficiencia de la empresa modelo.
- Relacionado con lo anterior, si hay incertidumbre, el problema anterior se exagera. Las decisiones bajo incertidumbre deben evaluarse antes que se resuelva esta incertidumbre, no ex-post. En la práctica regulatoria chilena, una inversión podría ser considerada ex post como ineficiente y en el proceso regulatorio se modificarían estos activos al definir la empresa eficiente. Pero eso no significa que la empresa real haya sido ineficiente.
- El esquema de empresa modelo implica tarifificar al costo medio de largo plazo, objetivo que está explícito en la LSG. Si bien este criterio tiene bondades, desde la óptica de asignación de recursos, estos beneficios probablemente son menores en

una industria como la del GN donde la demanda es relativamente inelástica. En contraposición, tarifificar al costo medio de largo plazo implica, en ocasiones, remunerar inversiones que aún no se han materializado y donde no se puede garantizar que se van a realizar a futuro.

- El diseño de la empresa modelo, excesivamente detallada, fuerza al regulador a microgestionar la empresa regulada, exacerbando los problemas de asimetría de información. En países como el Reino Unido, para dar un ejemplo, se reconoce que existe esta asimetría de información entre el regulador (o sus consultores) y la empresa regulada, que impide conocer con certeza los costos eficientes que podría alcanzar esta última, y se utilizan mecanismos ("*benchmarking*", menú de opciones) para que las empresas revelen con el tiempo las eficiencias que pueden alcanzar. La aplicación de estos mecanismos de incentivos enfrenta dificultades prácticas y conceptuales bajo un esquema de empresa modelo que asume que es posible determinar los costos eficientes de una empresa regulada.

Por los motivos anteriores, en opinión de todos los miembros de este Comité, se debería avanzar a otro esquema regulatorio en Chile, cuyas características se describen a continuación.

C. Hacia un Nuevo Modelo de Regulación de Precios en la Industria

La alternativa propuesta por este Comité es un sistema de tarificación más afín a la práctica regulatoria de otras jurisdicciones, en particular el Reino Unido. Una de sus principales características, que la distinguen del esquema de empresa modelo, es que la remuneración al capital se establece en base al valor de las inversiones efectivamente materializadas en cada periodo tarifario (con ajustes por eficiencia tipo *brownfield*) y no en base a los activos de una empresa ficticia que inicia sus operaciones (*greenfield*). Este sistema asegura que los financistas obtengan un retorno sobre lo que efectivamente han invertido en la empresa dentro del período de tarificación. Además, esta opción reduce los riesgos que enfrentan las empresas reguladas, lo que justificaría la eliminación del piso mínimo al costo de capital que establece la actual legislación.

Las principales características y otras recomendaciones del modelo de regulación propuesto son las siguientes:

1. *Base regulatoria de activos (RAB*, por su sigla en inglés). Se debe remunerar el valor de las inversiones efectivamente materializadas en cada periodo tarifario (con ajustes por eficiencia tipo *brownfield*). Adicionalmente, todos los años la RAB debe ser actualizada con los aumentos de instalaciones eficientes y con los retiros de aquellas instalaciones que hayan dejado de prestar el servicio de distribución, para lo cual las empresas deberán presentar periódicamente sus propuestas de expansión, acompañadas de un informe de un tercero independiente. La autoridad deberá aprobar las inversiones que se incluirán en el nivel tarifario, debiendo existir un procedimiento de ajuste entre las inversiones proyectadas al fijar tarifas

y las que efectivamente se ejecutan en el período tarifario. Una vez sancionadas por la autoridad, dichas inversiones pasan a formar parte del RAB de los siguientes períodos (netos de su depreciación acumulada) sin que estos activos puedan ser optimizados o revalorizados en el futuro. Esto es, una vez aprobados los proyectos de inversión se contabilizan a costo histórico (más reajustes por inflación).

2. La propuesta anterior para determinar el retorno a las inversiones no está exenta de riesgos, como indica la experiencia española, donde los consumidores de gas siguen pagando en las tarifas una remuneración de inversiones en terminales y gasoductos realizadas hace dos décadas, que en su momento fueron sancionadas por la autoridad, pero que con posterioridad resultaron ser excesivas cuando el aumento previsto en la demanda no se materializó. Por lo tanto, es fundamental desarrollar procesos que minimicen estos riesgos. Por ejemplo, que las posibles inversiones cuenten con estudios de costo-beneficio, que exista un panel asesor independiente que revise dichos estudios y emita un informe con su opinión y recomendaciones, e implementar instancias participativas de planificación.
3. *Price-cap versus revenue-cap*. En las fijaciones de tarifas en Chile se suele definir un precio por unidad (metros cúbicos en el caso de agua, por ejemplo). Esto es lo que se denomina un "*Price-cap*". Esta alternativa tiene el inconveniente en que genera incentivos a usar las proyecciones de demanda en forma estratégica en el proceso de revisión de tarifas. Además, el hecho de que la empresa enfrente los riesgos de desviaciones de la demanda de su proyección original, eleva la prima por riesgo en el costo de capital exigido para financiar a la empresa. La alternativa es lo que se denomina un "*Revenue-cap*" donde lo que se fija son los ingresos que deben generar las tarifas para los niveles de demanda proyectados. Si la demanda efectiva difiere de la proyectada, entonces se realiza un ajuste a las tarifas del siguiente año para compensar.
4. Se recomienda *revisar el piso de 6% en la determinación del costo de capital*. En la actualidad, el principal riesgo que enfrenta la empresa real sujeta a tarificación es, justamente, el modelo de empresa eficiente que parte de cero, el que no permite asegurar que las inversiones eficientes que la empresa real lleve a cabo sean adecuadamente remuneradas. Dado que nuestra recomendación es reemplazar este modelo regulatorio por uno que sí asegure la adecuada remuneración de estas inversiones eficientes, no creemos que exista, en adelante, y en caso de efectuarse este cambio de modelo, justificación económica para este piso de rentabilidad bajo un sistema regulatorio como el descrito. En este caso, el único riesgo regulatorio que enfrentaría la empresa real sería el de eventuales errores de parte de un regulador que no cuente con adecuados mecanismos de asesoría y control. Para descartar esta hipótesis, se sugiere la necesidad de revisar la actual orgánica e institucionalidad regulatoria del sector, a efectos de asegurarnos de que estos riesgos se mitiguen.
5. *Menú de opciones*. La teoría económica indica que el contrato óptimo bajo condiciones de asimetría de información entre un regulador y la empresa regulada

es el uso de un menú de opciones, donde la empresa (sobre la base de la información privada que tiene sobre su potencial de reducir costos) elige la opción que más le convenga. Esto permite filtrar en forma óptima a empresas de alto costo de empresas de bajo costo potencial.

Por décadas la práctica regulatoria no ha adoptado las lecciones de la economía de la regulación en este aspecto. Sin embargo, esto está cambiando. Por ejemplo, en el Reino Unido, a partir de la última actualización de su modelo de regulación de tarifas para los mercados del Gas y la Electricidad (RIIO), se ofrece un menú de opciones a las empresas, siguiendo lo establecido por la teoría.

Una forma de aplicar algo similar en Chile, sería variando los plazos entre revisiones tarifarias. Por ejemplo, el regulador puede ofrecer una tarifa con un período regulatorio de cuatro años, pero también ofrecer una tarifa más baja, pero con el compromiso que la siguiente revisión de tarifas sería en ocho años. Sólo las empresas que tienen el potencial de bajar mucho sus costos (lo que es información privada) optarán por la segunda opción. Así, parte de las ganancias de las eficiencias de esta empresa se traspasan a los clientes.

- Cualquier cambio como el propuesto en esta sección enfrentaría una serie de problemas de transición. En primer lugar, está la pregunta de cómo definir el RAB (Base de Activos Regulatorios o K0) en la primera revisión de tarifas. Una alternativa razonable es usar el VNR de los activos de la última revisión de rentabilidad máxima. En segundo lugar, la regulación de peajes o tarifas, cuando corresponda, no debe desincentivar la inversión en nuevas redes. En este escenario, es posible que la baja demanda inicial no permita a la empresa obtener los ingresos definidos en el proceso de revisión de tarifas, por muy eficiente que sea. Este problema se puede superar de varias maneras. Por ejemplo, definiendo un monto muy bajo de depreciación durante la primera o las primeras revisiones tarifarias. También se puede decidir que los déficits razonables entre los ingresos efectivos de la empresa con la demanda inicial baja y los ingresos que la empresa tenía derecho a percibir de acuerdo a la revisión de tarifas se capitalizan en el RAB para la siguiente revisión. Así, la empresa recupera este déficit en el futuro.

Las mejores prácticas en la materia, sobre todo las aplicadas en Reino Unido, muestran que la fijación de tarifas y estándares de calidad del servicio en industrias reguladas, requiere de sistemas de información diseñados específicamente para esta actividad. En efecto, para la eficacia de la labor regulatoria, resulta necesario complementar los sistemas de información financiera con sistemas diseñados específicamente para las tareas regulatorias. En Chile se ha avanzado en el desarrollo de estos sistemas en los distintos sectores regulados, pero debido al énfasis puesto en una empresa modelo ficticia, estos sistemas no son adecuados para el esquema de regulación que se propone en este Informe. Por ejemplo, en el caso del sector de GN, si bien se cuenta con información de los activos físicos de los concesionarios, no se registra el valor monetario de estas inversiones, ni tampoco información periódica de los gastos de operación y

mantención. Esta información es necesaria para determinar la base de activos regulados (RAB o *Regulatory Asset Base*), entre otros usos.

En consecuencia, de adoptar el esquema regulatorio propuesto por este Comité, se recomienda desarrollar un sistema de contabilidad regulatoria, con las siguientes características:

- Que registre información contable, tanto física como valores monetarios, de todas las partidas requeridas para la fijación de tarifas. Esto incluye los gastos de operación y mantención, e inversiones, entre otras variables.
- Que tenga una periodicidad regular, todos los semestre o años, por ejemplo.
- Que separe adecuadamente los gastos relacionados con diversas actividades, y muy especialmente aquellas reguladas de las no reguladas. Las reglas de asignación de gastos comunes deben ser establecidas por el regulador (o no se asignan y se contabilizan en una partida separada).
- Con el fin de garantizar la homogeneidad de la información y la comparabilidad entre empresas, los criterios contables deben ser los mismos para todas las concesionarias, definidos en manuales o guías contables. Dichos criterios deben ser adecuados para la labor de regulación y pueden diferir, tanto en su nivel de desagregación, como en los criterios adoptados, de las normas contables financieras o tributarias.

Se recomienda evaluar la viabilidad de contar con la asistencia técnica de algún organismo multilateral (por ejemplo, del Banco Mundial) para transferir conocimientos y experiencias de otros países para el desarrollo de este sistema.

5. Otras Recomendaciones

En cuanto a la necesidad de realizar estudios que evalúen la intensidad competitiva del GN con otros combustibles en distintas zonas geográficas, existe consenso en este Comité que la CNE debiese realizar un estudio acabado de sustitución, que sirva para apoyar los cambios regulatorios sugeridos por este Comité en las zonas de concesión afectas a chequeo de rentabilidad máxima.

Además, existe consenso unánime en el Comité, que sería conveniente que la autoridad efectúe estudios para evaluar los efectos de cambios regulatorios ya implementados que buscaban inyectar mayor competencia en la industria (por ejemplo, lo resuelto en la Resolución 51/2018 del TDLC que ordenó la enajenación de Gasmar).

Por último, las principales recomendaciones de este informe presuponen que las instituciones encargadas de implementar las propuestas cuenten con el necesario presupuesto y capacitación para las actividades que se les encomienda.

I. ANTECEDENTES

El presente informe corresponde al trabajo realizado por el Comité de expertas y expertos para la mejora regulatoria del mercado del gas natural (“GN”) designado por el Ministerio de Energía (en adelante, “Comité”). Dicho Comité es una instancia de revisión de la regulación del mercado del gas, en particular de la organización industrial y regulación del mercado de distribución de GN y su régimen tarifario, con el propósito de recomendar reformas en esta materia.

Con el objeto de generar propuestas para la mejora regulatoria del mercado del GN, a este Comité le ha correspondido analizar, discutir y consensuar aspectos relevantes del mercado del GN, particularmente en lo relativo a la estructura de la industria y del régimen aplicable a tarifas.

Para lo anterior, el Comité ha tenido a la vista, como punto de partida, el Estudio de Mercado del Gas (EM06-2020) efectuado por la Fiscalía Nacional Económica (“FNE”) y otros diversos insumos, reportes, estudios e información que se detallan en el cuerpo de este informe. Adicionalmente, se tuvo a la vista información desagregada del uso del GN por redes en el país, cuyo resumen se entrega en el Anexo 1 de este informe; información de las políticas de descuento de las empresas distribuidoras, cuyo análisis se entrega en el Anexo 2; e información internacional de los precios de GN a diverso tipo de clientes, lo que entregamos en el Anexo 3.

Este Comité ha sido integrado por los siguientes profesionales expertos en regulación de mercados:

Rodrigo Castillo, Abogado de la Universidad de Chile y Magister en Filosofía Política de la Universidad Adolfo Ibáñez. Profesor y director Académico del Magister en Regulación Económica de la Universidad Adolfo Ibáñez. Ex-director ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas.

Andrés Gómez-Lobo, Ingeniero Comercial con mención en Economía de la Universidad Católica y PhD en Economía de la University College London. Ex ministro de Transporte y Telecomunicaciones entre 2014 y 2017. Académico de la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile.

Soledad Hormazábal, Ingeniera Comercial con mención Economía y estudios de Magister en Políticas Públicas de la Universidad de Chile. Ex-asesora económica del gabinete presidencial del ex presidente Sebastián Piñera.

Ana María Montoya, Ingeniera Comercial con mención Economía de la Universidad de Chile, Magister en Políticas Públicas de la misma universidad, Magíster en Economía Industrial de la Universidad Carlos III de Madrid y Phd en Economía de la Universidad de Barcelona. Amplia experiencia académica y profesional en temas de libre competencia, incluyendo rol como ex economista jefe de la Unidad Anti-carteles en la FNE.

Eduardo Saavedra, Ingeniero Comercial con mención Economía de la Universidad de Chile y PhD en Economía de la Cornell University. Ex ministro del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) entre 2014 y 2020. Académico y Decano de la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad Alberto Hurtado.

II. CONTEXTO DEL ESTUDIO

1. Marco Regulatorio Vigente

En enero de 2017 fue promulgada la Ley N° 20.999, mediante la cual se modificó la Ley de Servicios de Gas, DFL N° 323-1931 del Ministerio del Interior (“LSG”), con los siguientes objetivos: por un lado, modernizar la LSG para enfrentar actuales exigencias regulatorias de los servicios de gas, y por otro, llenar los vacíos regulatorios de la legislación. Respecto de este último objetivo, en particular se buscó corregir las deficiencias de dicha normativa y actualizar, uniformar y adecuar la terminología y alcance de las normas de la LSG a lo requerido en aquella fecha.

Así, las principales modificaciones introducidas dijeron relación con los siguientes temas que se resumen a continuación.

1.1 Modificación del Régimen de Libertad Tarifaria Regulada

La Ley N° 20.999 perfecciona el régimen de libertad tarifaria sujeto a límite máximo de rentabilidad,¹ con una tarificación que se gatilla, sin que medie opinión del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (“TDLC”), cuando la rentabilidad de la empresa concesionaria de distribución excede el límite máximo fijado en la normativa, lo que debe ser controlado por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”), mediante la determinación de la tasa anual de rentabilidad de la empresa concesionario en el proceso de chequeo de rentabilidad.

La empresa que haya excedido la rentabilidad establecida deberá compensar a sus clientes, devolviendo el monto equivalente al exceso de rentabilidad obtenido. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que la rentabilidad económica de una empresa concesionaria exceda en hasta 0,2 puntos porcentuales la tasa máxima permitida, podrá mantenerse en un régimen de libertad tarifaria sujeto a un límite máximo de rentabilidad, siempre y cuando realice la devolución del exceso de rentabilidad obtenida aumentado en un 50%.

En el caso en que se haya fijado tarifas a la empresa, por haberse excedido el límite de rentabilidad definido, una vez que haya entrado en vigor el decreto tarifario correspondiente, la empresa concesionaria podrá 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, pudiendo ordenar al Ministerio de Energía que ponga término al régimen de fijación tarifaria y restablezca el régimen de libertad tarifaria sujeto a límite máximo de rentabilidad. El restablecimiento

¹ Este régimen no se aplica en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, en donde existe un régimen de tarificación permanente.

del régimen de libertad de precios con límite de rentabilidad empezará a regir a partir del año calendario siguiente de la notificación del informe que lo instruya.

1.2 Tasa de Rentabilidad Máxima Permitida

La Ley N° 20.999 estableció una rentabilidad máxima permitida equivalente a la tasa de costo de capital (TCC), cuyo piso mínimo se mantuvo en un 6% después de impuestos, más un margen adicional (*spread*), que se redujo gradualmente del 5% al 3%. Sin perjuicio de lo anterior, se consideró un *spread* de 5% para instalaciones en zonas de concesión otorgadas entre los 5 años previos y hasta por los 10 años posteriores a la entrada en vigor de la Ley, que inicien construcción de redes en el mismo período.

De acuerdo con la normativa, la CNE es el organismo encargado de calcular la TCC cada 4 años, y emitir el informe técnico correspondiente, el que puede ser observado por las empresas y, posteriormente, discrepado ante el Panel de Expertos. Dicha TCC se debe actualizar en forma anual únicamente respecto de la tasa libre de riesgo.

Adicionalmente, se introdujo, para el cálculo de la TCC, un “factor individual por zona de concesión”, con el objeto de reconocer diferencias en las condiciones de mercado en que operan las distintas empresas concesionarias de distribución en el país. Este factor de diferenciación no puede ser superior a un punto porcentual.

1.3 Chequeo de Rentabilidad

Se contempló un procedimiento anual de chequeo de rentabilidad a cargo de la CNE para lo cual dicho organismo debe elaborar cada cuatro años un informe que determinará los activos eficientes de la empresa, su valorización (sobre la base de su Valor Nuevo de Reemplazo o VNR), sus vidas útiles y los criterios de eficiencia para las expansiones futuras.

El chequeo de rentabilidad debe efectuarse por zona de concesión.

Para lo anterior, se consideran los costos de explotación y de inversión de la empresa real corregida de acuerdo con criterios de eficiencia y estándares similares aplicables a otras empresas de servicio público. La CNE debe establecer la parte de los bienes de la empresa concesionaria, por zona de concesión, que serán considerados eficientes, su vida útil y el VNR de éstos, entre otros aspectos, los que serán utilizados en los chequeos anuales de rentabilidad del cuatrienio siguiente. Asimismo, deberá establecer el conjunto de indicadores de eficiencia característicos de la actividad de distribución de gas en cada zona de concesión.

Como ya se señaló, si la rentabilidad determinada para la empresa, como resultado de este proceso de chequeo anual, excede la rentabilidad máxima permitida, entonces se gatillará el proceso de tarificación señalado en el número 1.1 de este capítulo de contexto.

1.4 Costo del Gas

El Valor del Gas al Ingreso del Sistema de Distribución (VGISD) se compone del o los precios del o los contratos de compra del gas, más el valor de los demás costos para llevar el gas hasta las instalaciones de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación, cuando corresponda, si éstos no estuvieren incluidos en el contrato de suministro de gas.

En términos generales, en cuanto dice relación al chequeo de rentabilidad, el VGISD corresponderá a lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria, de acuerdo con los precios de compra de sus contratos de suministro, incluyendo los demás costos en que incurra para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación.

No obstante, lo anterior, cuando la empresa concesionaria efectúe la compra de gas a empresas relacionadas, el costo del gas solamente considerará tales contratos de suministro si han sido el resultado de procesos de licitaciones públicas e internacionales, no discriminatorias, transparentes y con estricta sujeción a las bases de licitación. A su vez, para efectos de realizar tales licitaciones, la empresa concesionaria deberá contar con instalaciones que permitan realizar importaciones de gas, tales como terminales marítimos de regasificación de gas natural licuado o gasoductos internacionales, o contratos de uso de tales instalaciones, los que deberán quedar plenamente dispuestos para el abastecimiento de la empresa concesionaria por parte de cualquier adjudicatario durante la vigencia del contrato. En este caso, el costo del gas corresponderá a lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria de acuerdo con el o los precios de compra de sus contratos de suministro, incluyendo los demás costos en que incurra para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación.

En caso de incumplimiento de lo anterior, el costo del gas al ingreso del sistema de distribución será valorizado al menor precio de compra del gas calculado en base a los contratos de importación de largo plazo existentes con el mercado internacional, incluyendo, si corresponde, los demás costos para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación.

Los demás costos en que incurra la empresa concesionaria para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación, corresponderán a lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria por estos servicios, de acuerdo con sus contratos vigentes. No obstante, en caso de que algunos de estos servicios sean prestados por empresas relacionadas y la CNE estime que el costo de éstos no refleja una gestión económicamente eficiente, dicho organismo determinará el valor eficiente de estos servicios sobre la base del precio que otros consumidores paguen por ellos, u otros antecedentes que fehacientemente reflejen el costo de dichos servicios.

Sin perjuicio de lo anterior, una disposición transitoria de la Ley N° 20.999 dispuso que en caso que, al momento de su entrada en vigor, la empresa concesionaria contara con

contratos de compra de gas suscritos con empresas relacionadas con acceso a instalaciones que permitan realizar importaciones de gas, la CNE debía verificar que la gestión de compra de los contratos en cuestión sea económicamente eficiente, de acuerdo a las condiciones de mercado. En caso que la empresa concesionaria y las empresas relacionadas no contaran con acceso a instalaciones que permitan realizar importaciones de gas, el costo del gas al ingreso del sistema de distribución de la empresa concesionaria debía ser valorizado al menor precio de compra del gas calculado en base a los contratos de importación de largo plazo existentes con el mercado internacional, incluyendo, si corresponde, los demás costos para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución.

1.5 Valor Agregado de Distribución (VAD)

La Ley N° 20.999 dispuso que, en régimen regulado, la estructura, nivel y mecanismo de indexación de las tarifas del VAD y de los servicios afines serán establecidos sobre la base del costo total de largo plazo.

El cálculo considerará el diseño de una empresa eficiente que inicia operaciones al comienzo del período tarifario, que realiza las inversiones necesarias para proveer a todos los consumidores de los servicios involucrados, e incurre en los costos de explotación propios del giro de la empresa.

Los costos por considerar se limitarán a aquellos indispensables para que la empresa 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, sujetándose dicha empresa eficiente a la normativa vigente, en particular en lo relativo a la calidad de servicio y seguridad de las instalaciones.

Sin perjuicio de lo anterior, en el costo total de largo plazo se considerará el valor efectivamente pagado por los derechos de uso y goce del suelo, incluyendo los gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, indexado de acuerdo con la variación que experimente el IPC.

La tasa de costo de capital aplicable durante el período tarifario a la empresa eficiente debe ser calculada sobre la base de lo dispuesto en la última resolución de la CNE que fije la TCC.

El VAD debe ser determinado sobre la base de un estudio de costos realizado por una empresa consultora, cuya contratación es realizada mediante un proceso de licitación pública, siendo ejecutado y supervisado por un comité conformado por un representante de la empresa concesionaria, un representante del Ministerio de Energía, y un miembro de la CNE quien preside la instancia. Las bases de la licitación deben ser definidas por dicho organismo.

1.6 Panel de Expertos

El Honorable Panel de Expertos (“Panel de Expertos”) constituye la instancia de solución de controversias, resolviendo de manera vinculante las discrepancias que surjan respecto de (i) la metodología y cálculo de la TCC; (ii) los resultados del chequeo de rentabilidad anual y del informe cuatrienal de la CNE que fije los bienes de la empresa concesionaria; y (iii) respecto a las bases técnicas del estudio de costos y los resultados de los respectivos procesos tarifarios.

1.7 Compensaciones

Se establece que, en toda falla originada en redes de distribución, que esté fuera de los estándares de seguridad y calidad de servicio, la empresa deberá compensar a los clientes con un monto de dinero equivalente a 15 veces el volumen de gas no suministrado valorizado a la tarifa vigente. Se excluyen de estas compensaciones aquellos clientes que tengan pactadas compensaciones contractualmente, siempre que no sean clientes residenciales o clientes comerciales que consuman menos de 100 GJ/mes.

1.8 Cambio de empresa distribuidora

La Ley N° 20.999 estableció el derecho de los clientes con servicio de gas residencial para cambiar de empresa distribuidora, estableciendo la prohibición de pactar cláusulas que dificulten o entorpezcan el término del contrato de servicio de gas, ni cláusulas de exclusividad o permanencia mínima que excedan el plazo de dos años contado desde el inicio del suministro.

Sin perjuicio de lo anterior, este plazo será de cinco años cuando el cambio de empresa distribuidora implique la sustitución y adaptación de instalaciones existentes del cliente debido a modificaciones en las especificaciones del suministro, para efectos de permitir la conexión a la red de distribución. Tratándose de nuevos proyectos inmobiliarios, el señalado plazo será de cinco años contados desde la recepción definitiva de las obras por parte de la Dirección de Obras Municipales respectiva.

Asimismo, se dispone que, tratándose de un condominio u otro inmueble de múltiples unidades enajenables, la empresa distribuidora existente no podrá negarse a efectuar el cambio de proveedor solicitado invocando la existencia de obligaciones morosas derivadas de servicios de gas y afines. En este caso, la nueva empresa distribuidora no podrá prestar sus servicios a los clientes o consumidores morosos sino hasta que se acredite el pago conforme de los montos adeudados a la empresa preexistente, u otra modalidad de extinción de dichas obligaciones.

2. Informe de la Fiscalía Nacional Económica

En noviembre de 2020, la FNE anunció la elaboración de un estudio con el objeto de analizar el funcionamiento del mercado del GN y gas licuado de petróleo (“GLP”) en Chile, abordando todas las etapas de la cadena de suministro, desde la exploración y explotación de las reservas nacionales, en conjunto con su importación, hasta la etapa de comercialización, ya sea a grandes consumidores, como generadoras eléctricas, o a nivel minorista.

La FNE comunicó en noviembre de 2021 el Informe Preliminar y, en diciembre de ese mismo año, el Informe Final del Estudio de Mercado de Gas (el Estudio o FNE, 2021). Dicho estudio se refiere a tres aspectos que involucran al GN: (i) cuán competitivo es esta industria aguas arriba, tanto en el acceso al producto y los precios de este insumo que pagan comercializadores independientes, como el acceso de éstos a las redes de transporte de GN, (ii) el cumplimiento de los límites de rentabilidad regulados en la distribución de este producto y (iii) cuán competitivo es el mercado de distribución a la luz de la integración de la venta minorista de GLP y GN en una misma empresa.

En cuanto al primer punto, el estudio de la FNE encuentra que no existe evidencia de cierre de mercado aguas arriba, aun cuando las empresas distribuidoras no relacionadas acceden al GN a precios mayores que aquel al que acceden las distribuidoras relacionadas. Asimismo, en cuanto al acceso a las redes de transporte, el estudio encuentra que éstas tienen un grado considerable de capacidad ociosa (sobre 25% en promedio, pero hasta 80% en algunos tramos) que no ha sido aprovechada por terceros por una falta de normativa que regule adecuadamente su acceso abierto. En cuanto al punto (iii), el estudio de la FNE no encuentra que haya diferencias estadísticamente significativas que sustenten alguna evidencia contraria a la libre competencia de la propiedad conjunta de distribución minorista de GN y GLP.

Por lejos el principal resultado del estudio de la FNE, en cuanto a GN, se refiere al punto (ii). Dicho estudio concluye que la separación en 2016 de la antigua Metrogas en una empresa de comercialización (Agesa) y otra de distribución minorista (Metrogas) no tuvo otra razón que elevar artificialmente la rentabilidad de ambas empresas de manera conjunta, por encima del límite máximo que fijó la ley que entró en vigor en enero de 2017.

De acuerdo al informe de la FNE, contrario a lo argumentado por Metrogas, Agesa no posee mayores activos y tampoco enfrenta riesgos que justificarían su existencia; por el contrario, Metrogas cedió su contrato de aprovisionamiento de GN, contratado con GNL Chile, a Agesa, y recontrató su suministro a esta empresa relacionada con un sobreprecio que, si bien le facultó cumplir con el límite de rentabilidad regulado, le permitió obtener ganancias adicionales como grupo de entre 61 y 68 mil millones de pesos anuales entre 2017 y 2020, dos tercios de los cuales provienen de los clientes residenciales. Metodológicamente estos resultados utilizan la metodología estadística de diferencias-en-diferencias y son bastante robustos a diferentes especificaciones que se detallan en el mismo estudio.

Como resultado de dicho Estudio, en lo relativo con el mercado del GN, la FNE recomienda principalmente regular adecuadamente el acceso abierto y modificar el cálculo de rentabilidad de distribuidoras de GN.

2.1 Regulación del Acceso Abierto

La regulación establece que los concesionarios de transporte de GN deberán operar bajo el sistema de acceso abierto.² Sin embargo, en opinión de la FNE, la normativa 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 garantizarlo efectivamente.

Por lo anterior, la FNE recomendó el establecimiento de una regulación detallada, a nivel legal o reglamentario, de la forma de funcionamiento del acceso abierto a las redes de transporte de GN, debiendo establecerse al menos:

- los casos en que procede garantizar el acceso a terceros y las excepciones a este régimen;
- un procedimiento claro y detallado para la solicitud y otorgamiento del acceso;
- la forma de determinación de las tarifas de interconexión;
- las potestades de la autoridad sectorial, es decir, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”), para intervenir en un proceso de solicitud de acceso; y
- un mecanismo de resolución de conflictos que puedan suscitarse.

2.2 Modificación del Cálculo de Rentabilidad de Distribuidoras de GN

De acuerdo con la FNE, la creación de Agesa habría permitido a Metrogas no ajustar sus márgenes a la baja luego de la entrada en vigor de la Ley N° 20.999, traduciéndose en un impacto particularmente relevante para el sector residencial. Dicho estudio calcula que con ello Metrogas evitó que estos clientes vieran reducidas sus tarifas entre un 12,7% y 20,2%.

Por lo anterior, la FNE propuso derogar el artículo 33 quinquies de la LSG 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 LSG considere la rentabilidad de todo el grupo económico verticalmente integrado.

Producto del revuelo mediático que causaron las conclusiones del estudio FNE (2021), se presentaron varias mociones parlamentarias y proyectos de ley emanados del propio Ejecutivo, algunos de los cuáles se encuentran actualmente en su trámite legislativo.

² De hecho, la definición del concepto de “acceso abierto” se encuentra solo en el Reglamento sobre Concesiones Provisionales y Definitivas para la Distribución y Transporte de Gas”, aprobado mediante Decreto N° 263-1995 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

3. Dos Regímenes “Tarifarios” Actualmente Vigentes

Como se ha señalado, la regulación chilena de la distribución de gas por redes contempla dos esquemas: el régimen regulado, aplicable en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, y el régimen de libertad tarifaria sujeto a límite máximo de rentabilidad.

3.1 Régimen Regulado

Antes de discutir respecto de la necesidad de reemplazar el régimen de libertad tarifaria sujeto a límite máximo de rentabilidad por un régimen regulado, resulta necesario comprender las características del actual régimen regulado aplicable.

Al respecto, como se indicó, el régimen regulado se basa en la determinación de precios en base al dimensionamiento de una empresa eficiente que inicia operaciones al comienzo del período tarifario, que realiza las inversiones necesarias para proveer a todos los consumidores de los servicios involucrados, e incurre en los costos de explotación propios del giro de la empresa.

Esta regulación basada en el dimensionamiento de “empresa modelo que parten de cero en cada proceso tarifario” ha sido aplicada en distintos servicios regulados en el país, sin perjuicio de los matices que pudieren existir (distribución de electricidad, servicios sanitarios, etc.).

En efecto, Chile fue uno de los primeros países en transitar desde un paradigma de empresas de servicio público estatales hacia un esquema de empresas de servicio público privatizadas sujetas a regulación. En este sentido, se debe reconocer que el modelo regulatorio chileno, aplicado a partir de los inicios de los años ochenta fue innovador. Con este régimen regulatorio, Chile ha logrado la expansión de redes de telecomunicaciones, distribución eléctrica y servicios sanitarios,³ con eficiencia en costos. Sin embargo, y como se desarrollará extensamente en este Informe, en los últimos años ha quedado de manifiesto que el actual régimen regulatorio presenta falencias, por lo que se han iniciado diversos procesos de discusión tendientes a su perfeccionamiento o modificación en varias de las industrias en las que actualmente se aplica.⁴

En particular, es posible señalar que el Ministerio de Energía y la CNE iniciaron en 2016 un proceso público y participativo cuyo objeto fue construir una nueva regulación de la distribución eléctrica, el cual, a pesar de haber sido reiniciado en algunas oportunidades, aún se encuentra pendiente. Tanto es así que, como resultado de la discusión realizada

³ En el caso de las redes de GN, como se desarrolla en este informe, su expansión ha sido acotada, siendo éste uno de los desafíos que la regulación se debe plantear.

⁴ A modo de ejemplo de esta discusión se puede ver Fuentes y Saavedra (2008), y más recientemente Fischer y Moreno (2023).

en la tramitación de la llamada Ley Corta de Distribución -Ley N 21.194, mediante la cual se rebajó la rentabilidad de las empresas de distribución de electricidad y se perfeccionó el proceso tarifario de distribución eléctrica- se incorporó una disposición transitoria que explícitamente establece la obligación del Ejecutivo de enviar al Congreso Nacional un proyecto de ley de reforma integral al segmento de distribución eléctrica.

A entender de este Comité, el esquema de remuneración por empresa modelo no es el adecuado para incentivar el correcto desarrollo de inversiones por, entre otras, las siguientes razones:

- a) Establece la retribución en base a la red de una “empresa ideal que parte de cero” en cada proceso de fijación que se realiza cada cuatro años con criterios de suficiencia, pero que penaliza decisiones óptimas tomadas por la empresa real en el pasado.

Por ello, no existe relación entre las instalaciones de las empresas y aquellas que son reconocidas en cada proceso cuatrienal de fijación de precios, lo que genera incerteza y desincentivos para que se realicen adecuadamente las inversiones.

Las principales causas de ello son las siguientes:

- **Obsolescencia de las instalaciones:** es imposible para las empresas reales, por muy eficientes que sean, adoptar de manera instantánea, como lo hace la “empresa ideal que parte de cero”, las tecnologías existentes en cada proceso tarifario.

Esta situación sería más compleja aún con el desarrollo de nuevas tecnologías que podrían involucrar un reemplazo más rápido de las convencionales.

- **Economías de escala (indivisibilidad de las inversiones):** la trayectoria de inversiones de las empresas, por muy eficientes que sean, siempre estará ligada a las instalaciones existentes, lo que no reconoce la “empresa ideal que parte de cero”, incluso cuando el punto de partida en un proceso tarifario pudiere ser el mismo (lo que en la práctica no ocurre).

- b) Relacionado con lo anterior, no existen incentivos para realizar inversiones en tecnologías innovadoras que sean eficientes en el largo plazo, ni incentivos para el aprendizaje mediante proyectos piloto, ya que no existe certeza de si estas inversiones serán remuneradas en el tiempo. Este elemento es especialmente relevante, tal como se demuestra en la literatura y experiencia internacional, pues en un modelo como el chileno, todos los incentivos están puestos en soluciones “tradicionales” y no en aquellas que puedan considerar soluciones innovadoras.

- c) Existen otros aspectos cuestionables relacionados con la regulación por empresa modelo, los que son tratados en detalle en el capítulo V de este informe.

Tal como se verá en profundidad más adelante, nuestra conclusión es que se requiere introducir modificaciones profundas en el modelo de tarificación vigente, de modo de corregir los problemas identificados e incentivar el adecuado desarrollo del sector. Entre ellos, destacan:

- a) Remuneración de las instalaciones eficientes de las empresas. En otras palabras, se debe avanzar en un nuevo modelo tarifario basado en reconocer las inversiones reales eficientes, las que constituirán la Base de Activos Regulatorios (RAB, por sus siglas en inglés).
- b) Anualmente la RAB debe ser actualizada con los aumentos de instalaciones eficientes, restada la depreciación contable de los activos y con los retiros de aquellas instalaciones que hayan dejado de prestar el servicio de distribución. Las empresas presentan sus propuestas de expansión periódicamente, acompañadas de un informe de un tercero independiente u otro mecanismo que evite los riesgos asociados a sobre estimaciones de demanda o sobre inversiones.⁵ La autoridad aprueba las inversiones que pasarían a ser incluidas en el nivel tarifario y, con ello, en la remuneración de las empresas, debiendo existir un procedimiento de ajuste de las inversiones proyectadas y las que efectivamente se ejecuten. Adicionalmente, debe revisarse el piso del 6% definido en la Ley N° 20.999 para la TCC, de modo que éste sea coherente con el nivel de riesgo asociado a la prestación del servicio de distribución, para lo cual la metodología utilizada en la LGS es razonable como estimación del costo de capital.
- c) Incorporar un reconocimiento de los costos de operación, incluidos los costos reales de mantenimiento y administración y pérdidas reales que sean eficientes, los cuales no son correctamente capturados por la metodología actual.
- d) Evaluar caso a caso la conveniencia relativa de la eliminación del “riesgo de demanda”, pasando, en algunos servicios, de un modelo de precios máximos (*price cap*) a uno de ingresos máximos (*revenue cap*) en función de si se identifica o no la necesidad de promover inversiones o se desea centrar los esfuerzos en evitar el uso estratégico de las proyecciones de demanda en el establecimiento de las tarifas.
- e) Considerar mecanismos que incentiven la innovación, la compra eficiente de insumos, incluyendo el gas, y opciones de menú siguiendo el ejemplo de la regulación RIIO aplicada actualmente en el Reino Unido y acerca de la cual nos referimos en mayor detalle en este informe.

3.2 Régimen de Libertad Tarifaria sujeto a Límite Máximo de Rentabilidad

El segundo régimen regulatorio del GN que aplica en Chile, carácter general, correspondiente a un “régimen de libertad tarifaria, pero con un límite máximo de rentabilidad”. Resulta necesario aclarar las características propias de este segundo régimen “híbrido” a efectos de evaluarlo, y en caso de resultar recomendable, proponer su reemplazo por otro propiamente de regulación tarifaria.

⁵ Sobre este aspecto, es importante considerar la experiencia de España e Inglaterra en que los clientes debieron asumir importantes costos asociados a sobre inversiones en redes e infraestructura de generación producto de estimaciones de demanda incorrectas. Sobre este tema ver Fisher y Moreno (2023), Banal-Estañol (2022) y Banal-Estañol (2023).

Al respecto, y antes que todo, es necesario aclarar que el régimen de libertad tarifaria con límite máximo de rentabilidad no corresponde, propiamente, a un modelo de regulación tarifaria, sino que el propósito de dicho mecanismo es, a través del establecimiento de una rentabilidad máxima “permitida”, establecer una suerte de “proxy” o elemento indiciario que deleve falta de competencia en el mercado, caso en el cual, y de superarse esta rentabilidad, se deberá dar aplicación a un régimen de fijación tarifaria propiamente tal, en este caso, el actualmente vigente para Magallanes y la Antártica Chilena.

En otras palabras, en Chile y salvo en el caso de las zonas geográficas extremas mencionadas, existe libertad por parte de las empresas para fijar tarifas, sin embargo, se ha determinado un límite de rentabilidad sobre el cual se asume automáticamente que las empresas estarían comportándose de una manera tal que reflejaría que el mercado no es competitivo.

De hecho, el empleo de este mecanismo de rentabilidad límite como “proxy” de falta de competencia fue parte del debate producido en el proceso legislativo que terminó con la publicación de la Ley N° 20.999. Con anterioridad a ella, la normativa establecía que, en caso de superarse el límite de rentabilidad, sería el TDLC quien debería recomendar (o no) la regulación del servicio.⁶

Así, lo que la actual normativa contempla es una presunción consistente en que, en caso de superarse el límite de rentabilidad definido, el servicio se presta en condiciones que no son de competencia y, por lo tanto, debe ser sometido a regulación de precios.

El Comité matiza dicha presunción pues considera que la existencia de una rentabilidad por sobre un umbral determinado, si bien podría ser un indicio de la existencia de problemas de competencia, en ningún caso es una prueba concluyente de ello, así como el hecho de que esta rentabilidad no haya sido nunca superada, tampoco tiene por única explicación la existencia de condiciones competitivas. Por ello, es necesario en todos los casos que se efectúen los análisis de competencia correspondientes.

Como antecedente complementario es posible observar las rentabilidades determinadas el 17 de noviembre de 2022 por la CNE, como resultado del proceso de chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias de distribución de gas de red correspondiente al año 2021, las cuales se presentan a continuación.

⁶ Debe recordarse que la Ley N° 20.999 tuvo su origen en la imposibilidad de efectuar el chequeo de rentabilidad, debido a que hasta esa fecha la normativa se encontraba incompleta ya que la legislación delegada que contempló la Ley N° 18.856 –modificación de Ley de Servicios de Gas, publicada en 1989–, no llegó nunca a dictarse.

Tabla III.1: Rentabilidad de Empresas Distribuidoras Concesionadas

Empresa	Zona Concesión	Rentabilidad	
		2021 ⁷	2019-2021
METROGAS	Región Metropolitana	7,79%	8,14%
LIPIGAS	Región de Antofagasta	8,00%	8,47%
GAS VALPO	Región de Valparaíso	5,30%	5,66%
GAS SUR	Región del Bio bío	2,43%	2,17%
INTERGAS	Región del La Araucanía	5,83%	5,47%
	Región del Bio bío	2,39%	1,53%

Fuente: Comisión Nacional de Energía

Así, pues, de lo anterior sería muy difícil concluir, sin los estudios necesarios para ello, que el servicio esté siendo prestado en condiciones no competitivas e incluso que el mecanismo de rentabilidad máximo definido tenga o no un efecto concreto en la determinación de precios que efectúan las empresas.⁸

⁷ La tasa de rentabilidad económica correspondiente al año 2021 de GAS VALPO en la Región de Coquimbo es indeterminada, al igual que en la Región de Maule; la de LIPIGAS en la región de Los Lagos también es indeterminada y; la de METROGAS en la Región de O'Higgins es -4,77% y en la Región de Los Lagos es -30,11%.

⁸ En el Anexo 4 se propone un mecanismo de revisión de competencia, y el alcance que debería tener dicho proceso y análisis.

III. SUSTITUCIÓN Y COMPETENCIA A NIVEL DE CLIENTE FINAL

La conveniencia de los mecanismos regulatorios que se desean definir en cuanto a la fijación de tarifas u otros en la industria de GN dependerá, en última instancia, del grado de competencia que existe entre el GN y otros combustibles. Este nivel de competencia, además, puede diferir por segmentos de mercado; esto es, por zona geográfica, uso, tipo de cliente y/o volumen de consumo. Otra consideración es reconocer que existe una diferencia entre la competencia ex-ante (cuando un cliente aún no ha tomado la decisión de invertir en los activos necesarios para usar un combustible) y la competencia ex-post (una vez que ya se han realizado inversiones asociadas al uso en particular).

En aquellos segmentos de mercado donde se considera que la competencia entre combustibles es insuficiente para disciplinar los precios de GN, y que la tecnología ostenta características de monopolio natural, se deben regular las tarifas correspondientes, asegurando que las firmas no cobren precios excesivos a los consumidores y procurando que inviertan de forma eficiente.

Lamentablemente, la evidencia disponible para Chile sobre el grado de competitividad de la industria es escasa. En este capítulo, sin embargo, revisamos la evidencia disponible con el objeto de establecer la opinión de este Comité acerca del escenario competitivo de distintos segmentos del mercado del GN.

1. Información Proporcionada por la FNE

Tal como se ha señalado, el estudio de la FNE (2021) no trató directamente la sustitución de GN con otros energéticos, en particular GLP. Dado lo anterior, este Comité solicitó a la División Estudios de Mercado de la FNE (“DEM”) información cuantitativa no contenida en el informe FNE (2021) que permitiera tener un mejor entendimiento de la sustitución entre los dos energéticos.

La DEM, dando respuesta a los oficios N°37, N°191 y N°263 de la CNE, de fechas 13 de enero, 21 de marzo y 20 de abril de 2023, respectivamente, emitidos a solicitud de este Comité, nos hizo llegar sendas “Respuestas Técnicas” en las que se da cuenta de diversas consultas que constan en los oficios citados.⁹

De la revisión de los antecedentes aportados, este Comité notó que era de particular interés entender si el GLP imponía o no restricciones competitivas al GN. En cuanto a los resultados, si bien la DEM no abordó directamente esta problemática en el estudio FNE (2021), expuso información cuantitativa que sugería la plausibilidad de la restricción.

⁹ Cabe señalar que el Comité no ha tenido acceso a los datos primarios y sólo hemos podido acceder a los datos y análisis proporcionados por la DEM.

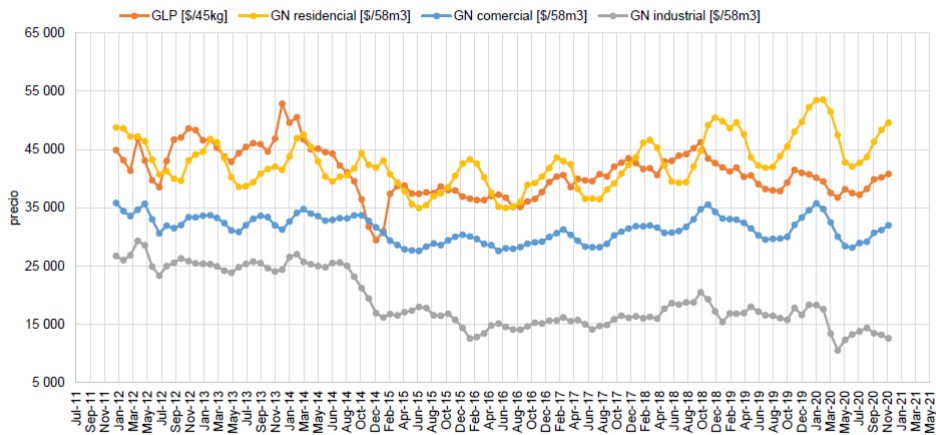
El primer indicio que considera la DEM es que los niveles de precios entre GLP y GN son similares para productos con similar poder calorífico. Señala la DEM que, aunque se puede ver que, mes a mes que existen diferencias, éstas son en promedio de aproximadamente un 10% tomando como base el precio del GN, destacando que son del mismo orden de magnitud que las que se observan entre distribuidores mayoristas de GLP, los que pueden considerarse competidores. Adicionalmente, si se consideran precios promedios anuales, las diferencias entre los precios del GN y GLP son aún menos pronunciadas, en promedio, iguales a un 6% sobre el horizonte de observación del Estudio.

Gráfico III.1: Precios Comparados de GLP y GN Residencial, 2011-2021

Respuesta Técnica

Adenda

Figura 1: Precios promedio GLP residencial y GN residencial, comercial e industrial en regiones V y XIII.

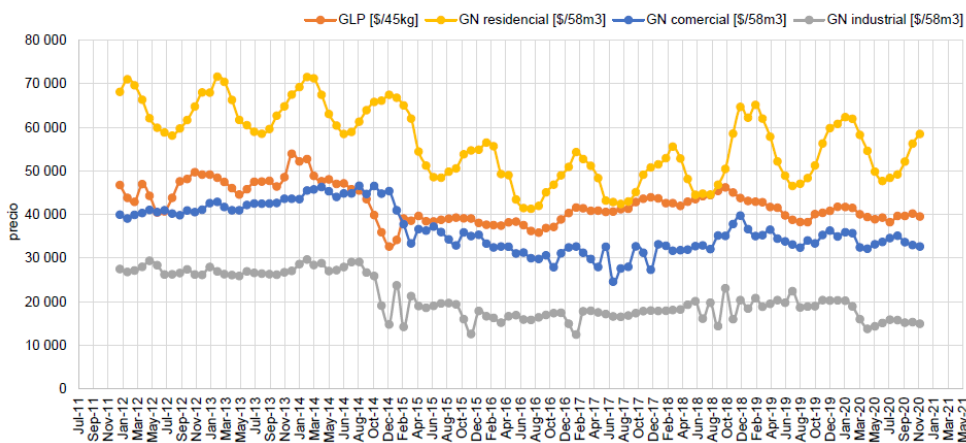


Fuente: Elaboración propia en base a datos recabados en el Estudio.

Nota: Los precios se expresan netos de IVA y descuentos, en pesos de mayo de 2021 y en unidades calóricas equivalentes.

Complementa

Figura 2: Precios promedio GLP residencial y GN residencial, comercial e industrial en regiones distintas de V y XIII.



Fuente: Elaboración propia en base a datos recabados en el Estudio.

Nota 1: Los precios se expresan netos de IVA y descuentos, en pesos de mayo de 2021 y en unidades calóricas equivalentes.

Nota 2: Se excluye la región XII dado que los precios en esta se encuentran subsidiados.

Notar que en regiones el consumo de GN a nivel residencial es menos de un décimo del consumo que existe en las regiones Metropolitana y de Valparaíso. Las redes de distribución, por lo tanto, son mucho más reducidas. Además, la mayor parte de los distribuidores regionales se suministran en el mercado secundario. Estos dos elementos en su conjunto posiblemente expliquen los mayores precios que se observan en regiones distintas de la V y la XIII.

Fuente: Elaboración de FNE como respuesta a oficios del Comité de Expertos.

Una segunda observación que hace la DEM es que los precios del GN para clientes residenciales tienen un comportamiento estacional, siguiendo un ciclo inverso al de la demanda por calefacción, lo que según la DEM ... *“no es consistente con escenario en que el GN no enfrenta competencia por tal uso”*.

En su Respuesta Técnica, la DEM además exploró el efecto que podría tener en los precios del GLP la entrada de GN. Si es que el GN impusiera restricciones competitivas fuertes al GLP, habría sido esperable observar cambios en los precios en aquellas ciudades donde existió entrada de GN durante el periodo de estudio. En tres ciudades de la región de Los Lagos: Puerto Montt, Puerto Varas y Osorno, entraron distribuidores de GN durante dicho periodo de observación, a principios de 2018 en las dos primeras, y en enero de 2019 en la tercera.

Las características de la entrada en las tres ciudades, sin embargo, de acuerdo con la propia DEM, no permitieron llegar a conclusiones relevantes sobre la validez de la hipótesis. Por un lado, no se observó un efecto en los precios del GLP en las ciudades donde hubo entrada de GN. Por otro lado, la entrada no fue significativa (menos de un 4%), en comparación con el volumen total de GLP distribuido a clientes residenciales, impidiendo descartar que con una penetración más agresiva de GN los precios del GLP sí hubiesen experimentado un cambio.

Por último, la DEM señala que es posible observar que, en el Capítulo V del Informe de FNE (2021), se realiza un análisis de los efectos que puede tener la integración horizontal entre el GN y GLP, usando metodologías econométricas que cuantifican los niveles de integración tomando en cuenta las estructuras societarias de los conglomerados. La principal conclusión de este análisis es que, si la integración aumenta, podría producirse un efecto pequeño pero significativo en los precios del GLP, empujándolos al alza, no encontrándose efectos en los precios del GN.

2. Información Proporcionada por la CNE

Para complementar la información de mercado otorgada por la FNE, el Comité solicitó la evolución de márgenes por tipo de clientes, que sirve para determinar un eventual de poder de mercado de las firmas en distintos segmentos. Sin embargo, la información que dispone la CNE para realizar el análisis de rentabilidad no contiene el nivel de detalle y desglose requerido a efectos de efectuar un análisis de márgenes por tipo de clientes en profundidad.¹⁰

Asimismo, cabe indicar que el objetivo del proceso de chequeo de rentabilidad es verificar la rentabilidad de cada una de las zonas de concesión de las empresas concesionarias de

¹⁰ La CNE realiza una aproximación del VAD equivalente por empresa y zona geográfica. Para lo anterior, y considerando la información provista por las empresas de distribución, lo estiman como la diferencia entre el costo del gas al ingreso de sistema de distribución y los ingresos por venta de gas, para lo cual se consideran bastantes aproximaciones.

distribución de gas de red que se hace calculando el Valor de Nuevo Reemplazo (VNR) de los distintos activos de distribución y los costos de explotación asociados a la actividad de distribución, pero no se estima el Valor Agregado de Distribución (VAD) en sí mismo o bien los márgenes de dicha actividad por clientes.

Con el fin de comprender las diferencias tarifarias, y debido a la falta de información de márgenes, se solicitó información sobre el uso de las redes por distintos tipos de clientes. Debido a que las diferencias en el uso de distintos segmentos de la red de distribución - ya sean red de distribución primaria, secundaria y terciaria- pueden generar diferencias en los costos que se podrían traducir en diferencias en los niveles de precios.

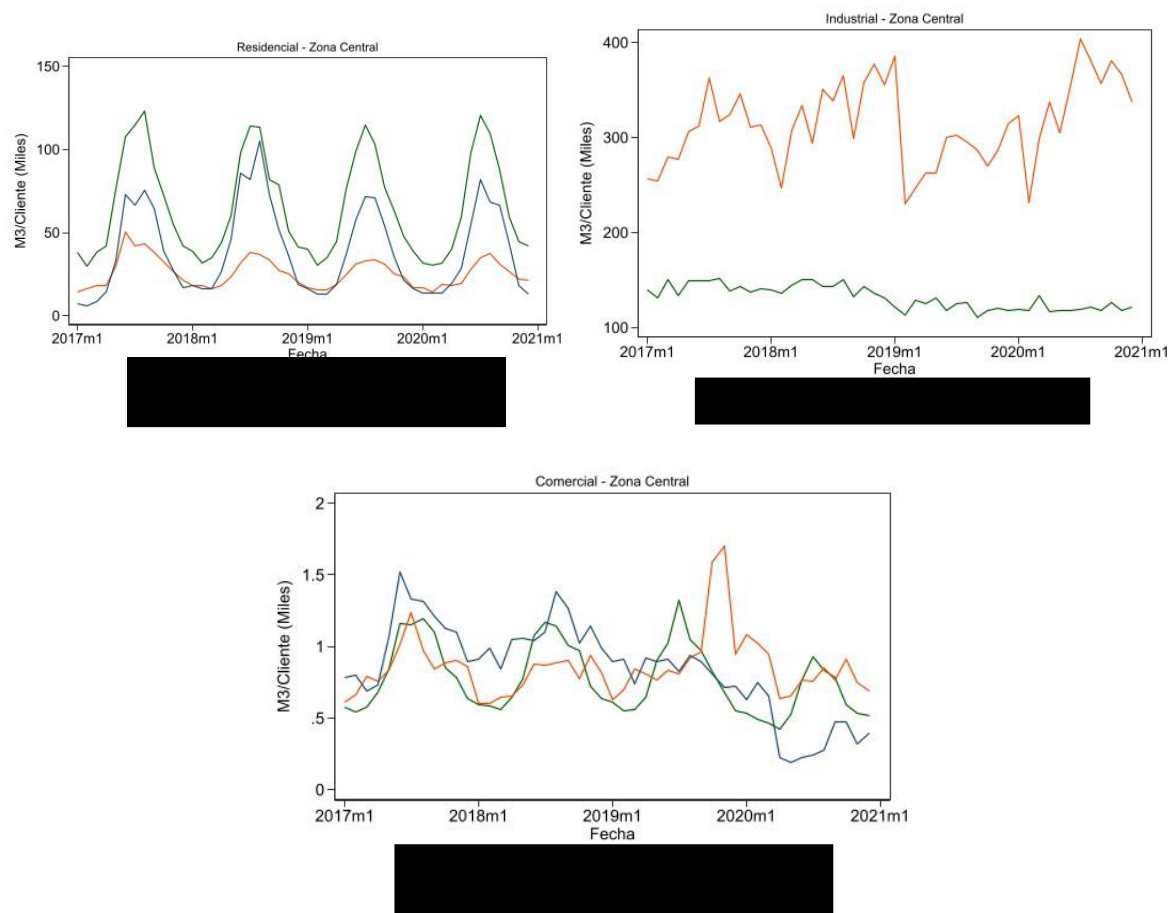
En cuanto al consumo, (ver Gráfico A1.19 en el Anexo 1) se observa que la red terciaria es mayoritariamente usada por clientes industriales y residenciales, donde a su vez existe una proporción similar del consumo de clientes industriales que utilizan sólo hasta la red secundaria, lo que podría generar diferencias de costo por el uso de infraestructura. Sin embargo, este Comité no cuenta con mayor información que permita hacer un análisis detallado para comprender las diferencias tarifarias entre segmentos de clientes.

En cuanto a la justificación de diferencia de tarifas por las economías de escala existentes se solicitó información relativa a la evolución de la demanda de GN a nivel mensual, para lo cual se cuenta con el consumo promedio en metros cúbicos por tipo de cliente. De los gráficos III.2 es posible apreciar que los clientes industriales poseen una demanda más estable en el tiempo, mientras que los clientes residenciales y comerciales reflejan la fluctuación en consumo asociada a la intensidad de uso de calefacción en invierno, que varía en nivel considerando las diferencias entre zona norte, centro y sur de Chile.

De lo anterior, y dada la falta de información, es posible inferir que la justificación de las diferencias tarifarias se podría deber a diferencias por economías de escala que se traducen en menores costos por uso de infraestructura. No obstante, dado que los clientes industriales presentan la mayor demanda y, a su vez más estable en el tiempo, se requiere un análisis en profundidad para determinar si realmente el costo incremental de utilizar la red por parte de clientes comerciales y residenciales justifica la gran diferencia de tarifas o ésta se debe a la diferencia en niveles de competencia que imprimen otros combustibles entre los segmentos de clientes; o incluso, la existencia de otros factores.

Sin perjuicio de lo anterior, llama la atención la diferencia de tarifas entre el segmento residencial y comercial, puesto que este último también presenta fluctuaciones estacionales en el consumo y utiliza exclusivamente las redes terciarias. Si bien, el volumen de consumo por cliente es superior al residencial no es evidente que esto justifique en costos las diferencias de tarifas. Por lo tanto, este Comité considera que esta es evidencia indiciaria de diferencias en el nivel de la intensidad competitiva para clientes de distintos segmentos.

Gráfico III.2: Evolución del Consumo Promedio de GN, por metro cúbico y tipo de cliente



Fuente: Elaboración Propia en base a información entregada por CNE

Otro aspecto relevante, al analizar la función de producción del GN por redes concesionadas, es entender el peso de los costos en los distintos eslabones relevantes para la producción de gas por redes concesionadas. Para esto, consideramos dos componentes: VGSID (Valor del Gas al Ingreso del Sistema de Distribución) y VAD (Valor Agregado de Distribución)¹¹. El primero de estos puede subdividirse en tres subcomponentes: costo del gas, regasificación y transporte. En los gráficos A1.25 en el Anexo 1 se muestra la relevancia de los componentes en el tiempo para cada empresa concesionaria sujeta a chequeo de rentabilidad por zona de concesión. En algunos casos, existen datos a nivel de subcomponentes (████████████████████), y en otras, solo a nivel de VGSID y VAD (████████████████████).

Se puede apreciar que, si bien la importancia de los costos varía por tipo de empresa y zona geográfica, el costo del insumo y el costo de la red de distribución son los componentes de mayor relevancia para la mayoría de las firmas. Por lo tanto, cualquier cambio que se genere en términos de la intensidad competitiva en los segmentos de mayor relevancia en los costos, debería generar los mayores beneficios a los consumidores finales.

¹¹Se consideran las estimaciones realizadas por la CNE.

3. Evidencia de Cambios de Clientes

Debido a la falta de información para determinar el grado de sustitución entre distintos tipos de combustibles, el Comité requirió y analizó información relativa a las solicitudes de cambio de proveedor requerida por un cliente a una empresa, ya sea de GN o GLP a granel.¹² La empresa preexistente es la que opera y da el servicio, y quien puede rechazar si es que el cliente aún está en periodo de exclusividad o existen moras según lo estipulado por la ley. Por otro lado, la empresa a la cual el cliente desea cambiarse puede rechazar la solicitud si las instalaciones no cumplen con los estándares de seguridad, entre otros.

En base a la información entregada por el Ministerio de Energía, se puede apreciar que entre los años 2019, 2020 y 2021 se cursaron las siguientes solicitudes de cambio de proveedor (desde GN):

Tabla III.1: Solicitudes de Cambio de Proveedor, 2019-2021

Año	Número de Solicitudes	Solicitudes Rechazadas	Tasa de Rechazo	Número de Clientes Residenciales	Solicitudes sobre número de clientes residenciales
2019	2.133	1.691	79,3%	759.202	0,28%
2020	1.861	1.830	98,3%	772.907	0,24%
2021	2.015	1.667	82,7%	785.698	0,25%

Fuente: Información reportada por el Ministerio de Energía.

De las viviendas que requieren cambio de proveedor entre los años 2019 a 2022 que equivalen a 7.215, un 88% solicita sustituir GN por GLP a granel y un 12% desea cambiarse a otro proveedor de GN.¹³ Esta última baja cantidad de solicitudes se debe a que en muy pocas zonas del país existe más de un proveedor de GN. De los clientes de GLP que solicitan cambio de proveedor, que equivalen a tres veces la cantidad de los clientes de GN, un 58% desea sustituir por otro proveedor de GLP y el 42% de las viviendas solicita cambio hacia un proveedor de GN.

De las solicitudes de cambio de proveedor de GN sólo un 8,4% son aprobadas, 80,83% son rechazadas y 10,77% espera respuesta, considerando las cursadas desde 2019 en adelante. En el caso de los clientes de GLP un 34,07% son aprobados de los cuales el 90% de las viviendas se cambian a proveedores de GN.

¹² Se debe tener presente que la solicitud de un residencial comunitario puede corresponder a más de un cliente, por lo anterior los resultados se ponderan por la cantidad de viviendas a la que corresponde la solicitud.

¹³ Se posee información de cantidad de clientes totales sólo hasta año 2021.

Con los datos analizados, es posible concluir que la magnitud de solicitudes de cambios de proveedores de GN a GLP es muy marginal en los últimos años y, a su vez, la tasa de aprobación es bajísima. No es posible determinar con la información del regulador cuál es la razón de dicho rechazo, ya sean técnicas u otros motivos, lo que sin duda puede generar fricciones en la potencial elasticidad de sustitución entre ambos tipos de combustibles.

Si se consideraran estos resultados como aproximación a la sustitución entre combustibles, la baja solicitud de cambio de proveedor de GN a GLP, podría indicar una baja presión competitiva entre ambos tipos de combustibles una vez conectada a la red (competencia ex-post). Otra potencial interpretación se debería a que los clientes internalizan los descuentos (ver Anexo 2) que se generan en los periodos de alto consumo (tal como se puede apreciar en el Gráfico III.2 precedente) y el mercado estaría disciplinado por GLP. Sin embargo, la baja tasa de solicitudes de cambio y la alta tasa de rechazos llama la atención, lo que amerita un análisis en mayor profundidad.

Se puede apreciar que los clientes de GLP sustituyen en similares proporciones ambos tipos de combustibles, lo cual, sería indicio de potencial presión competitiva del GN hacia el GLP, y podría evidenciar que la sustitución no es simétrica entre ambos tipos de combustibles.

Por otro lado, información de las mismas compañías en sus memorias indica que el GN logra captar una proporción mayoritaria de los nuevos clientes, que asciende a 80% en el caso de Metrogas.¹⁴ Esto podría ser interpretado como que existe una competencia intensa por atraer nuevos clientes, o que el GLP no puede compensar las ventajas de costos que posee el GN.

La literatura económica ha estudiado qué factores podrían explicar la baja sustitución entre tecnologías o energéticos eventualmente competitivas entre sí, especialmente para el caso de la electricidad. Desde el plano estrictamente teórico, las razones para no cambiarse pasan por: (i) falta de conciencia de siquiera la posibilidad de poder cambiarse (inercia en el consumo); (ii) inconciencia o despreocupación por el proceso de cambio mismo (costos de búsqueda); (iii) costos de cambio importantes, los que pasan por visualizar un alto costo de tratar con una nueva empresa, nuevas formas de pago, cambios en los pagos automáticos, miedo a enfrentar lo nuevo, etc.; y (iv) creencias sesgadas, producto de la racionalidad limitada de los usuarios, que los lleva a creer que los ahorros asociados a cambiarse de energético son menos importantes de lo que realmente son.

De todas las posibles explicaciones anteriores, no es posible descartar ninguna, aunque todo indica que los costos de cambio y las creencias sesgadas son, en definitiva, las que prevalecen, a pesar de la información desplegada por la competencia para atraer a consumidores cautivos. Los costos de cambio son importantes en explicar la escasa competencia en industrias cercanas, como la comercialización de energía eléctrica; para Europa (Defeuilly, 2009); para Gran Bretaña (Flores y Waddams-Price, 2018). El trabajo de

¹⁴ Memoria anual 2016, página 44.

Hortaçsu, Madanizadeh y Puller (2017), hecho para Texas, Estados Unidos, muestra que los costos de búsqueda impiden el cambio de los usuarios, aunque con pequeñas intervenciones de política pública podrían resolverse. Si a estos costos de cambio se le agrega algún grado de inconciencia o despreocupación por el proceso de cambio, el resultado es una escasa competencia, como Dressler y Weiergraeber (2023) muestran para el sector eléctrico en Estados Unidos.

En suma, la evidencia para el sector eléctrico es fuerte en señalar que para un mercado energético cercano al GN, que en períodos fríos se convierte en un potencial sustituto del GN, hay costos de cambio que reducen la intensidad competitiva. Nos parece que esta evidencia podría ser extrapolable para explicar la baja tasa de reconversión entre GN y GLP que hemos revisado a inicios de este capítulo.

Del análisis efectuado por este Comité, hemos podido encontrar antecedentes que permiten establecer que el nivel de competencia que enfrenta el GN varía de manera significativa en función de su uso, asociado a la estacionalidad, vale decir que en invierno, cuando aumenta sustancialmente el uso de GN para calefacción en aquellas casas que cuentan con instalaciones y red de GN, aparecen sustitutos relevantes para ese uso en específico. Así, y para dar un ejemplo que ilustre el caso, una residencia en una zona con cobertura de red de GN y que está conectada a esa red, durante las estaciones más cálidas hará un uso del GN asociado a la cocina, el agua caliente para la ducha y poco más, teniendo por lo tanto un gasto acotado en este energético y pocas alternativas de reemplazo para estos usos, como podría ser el GLP, electricidad o leña y pelet en zonas en las que está permitido. En estos casos, tanto por no ser un gasto tan significativo como el de calefacción, como por el hecho de existir pocos sustitutos energéticos y finalmente, por la necesidad de efectuar adaptaciones en los equipos (cálefons y cocinas) para cambiarse de energético desde el GN al GLP o la electricidad, el nivel de competencia y sustitución resulta ser escaso y se hacen efectivos todos o la mayoría de los argumentos descritos con motivo de las dificultades de reconversión.

En cambio, en el período de invierno, y ante la necesidad de utilizar energéticos para calefacción, se da un fenómeno completamente diferente, en que, por una parte, el volumen de combustible consumido se multiplica por varias veces en comparación con los períodos de mayores temperaturas, tal como se muestra en los gráficos A1.24 en Anexo 1, lo que genera una conciencia e importancia muy superior respecto a la elección de energético, apareciendo a la vez sustitutos nuevos sólo orientados a reemplazar la calefacción.¹⁵

De esta manera, una casa que cuenta durante todo el año con GN para los usos distintos a la calefacción no requiere cambiar de equipos ni adaptarlos, con los costos que esto implica, para, manteniendo el uso de GN para ciertos usos diarios, no usarlo (aunque cuente con los artefactos e instalaciones necesarios para hacerlo) para calefacción, optando por otras alternativas como el kerosene en estufas de alta eficiencia, o

¹⁵ Dicho comportamiento se observa también para clientes residenciales, y en menor medida clientes comerciales, en Estados Unidos, país que se caracteriza al igual que Chile en precios desregulados para estos clientes. El Anexo 3 detalla estas comparaciones, así como con Europa.

dispositivos a GLP o tecnologías de calefacción que usan electricidad o leña en zonas donde está permitido.

Insistimos en la relevancia de este factor estacional y asociado al uso de calefacción pues de acuerdo con la información disponible que se muestra en la Tabla III.2, sería sólo para calefaccionar cuando el GN pareciera enfrentar verdadera competencia, no sólo del GLP, como se observa en las políticas de descuentos que realizan las empresas de GN. Sin embargo, los descuentos durante este período solo aplican al consumo incremental por sobre un umbral definido en base al consumo de temporada baja y que se compra por adelantado, las denominadas “bolsas de gas natural”. De esta manera, durante este período, el consumo del mes superior al umbral se descuenta de la bolsa, mientras que los primeros m3 de GN consumidos se facturarán a tarifa residencial vigente (más detalles en Anexo 2).

Esta estructura de descuentos, sugieren fuertemente que la competencia al GN se daría para el uso de calefacción, con una competencia que no disciplina las tarifas residenciales base.

Este fenómeno de discriminación de precios en función de los niveles de consumo debería ser sujeto de un análisis mucho más extenso, que permita, por una parte, establecer si el mismo tiene una justificación clara en costos, o si sólo se trata de una conducta estratégica por parte de las empresas distribuidoras de GN.

Tabla III.2: Demanda por Energía, por tipo de Uso y Energéticos

TOTAL	GN kWh/viv/año	GLP kWh/viv/año	Electricidad kWh/viv/año	Leña kWh/viv/año	Parafina kWh/viv/año	Pellet kWh/viv/año	Totales kWh/viv/año	%
Ducha	422	828	56	22			1.328	16,4%
Tina	13	43	1	1			57	0,7%
Lavado loza	67	121	6	6			200	2,5%
Cocina + Horno	68	236	11	35			350	4,3%
Lavado Ropa	6	7	33				46	0,6%
Secado Ropa	0	1	128				129	1,6%
Calefacción Central	87	29	0	58			174	2,2%
Calefactores	229	379	92	3.077	211	63	4.051	50,1%
Microondas			21				21	0,3%
Hornillo electrico			13				13	0,2%
Iluminación			350				350	4,3%
Refrigerador			402				402	5,0%
Freezer			41				41	0,5%
Hervidor			83				83	1,0%
Plancha			44				44	0,5%
Aspiradora			104				104	1,3%
Computador			46				46	0,6%
TV			339				339	4,2%
Juegos			3				3	0,0%
Stand by			190				190	2,4%
A/C			18				18	0,2%
Cafetera			8				8	0,1%
Bomba de riego			12				12	0,1%
Piscina			14				14	0,2%
Otros			59				59	0,7%
Total Usos	892	1.644	2.074	3.198	211	63	8.083	100,0%

Fuente: Informe final de uso de la energía de hogares de Chile, 2018.

Un factor adicional que explicaría los bajos niveles de sustitución entre GN y GLP, pero que deberá ser objeto de mayor análisis, es la existencia de barreras de salida por parte de los clientes que viven en edificios, en los que se presentan al menos dos dificultades.

La primera relativa a que la decisión de escoger un combustible es efectuada por las inmobiliarias antes de que los residentes habiten los inmuebles, lo que implica que al momento de que uno de ellos pudiera tener la intención o necesidad de cambiarse deberá enfrentar altísimos costos de transacción asociadas a la coordinación con los otros residentes, lo que podría en el extremo hacer imposible el cambio. La otra razón es de seguridad. En departamentos es muy habitual que sea simplemente imposible el empleo de “balones” de GLP por motivos de seguridad, siendo la única alternativa utilizar este combustible a través de bombonas instaladas para todo el edificio, siempre que cuenten con el terreno necesario para ello, con las dificultades que ya hemos establecido.

4. Artículos e Informes acerca de la Sustitución entre GN y GLP

Es importante señalar que hay muy poca evidencia que muestre si el GN y otros energéticos, entre ellos el GLP, muestran algún grado de sustitución entre sí. Para Chile, el primer estudio acerca de la sustitución de GN y otros energéticos es el de Fosco y Saavedra (2003a). Estos autores encuentran que no hay sustitutos competitivos al GN para el sector residencial. En otras palabras, señalan que la mera existencia de sustitutos no evita posibles prácticas abusivas del poder de mercado del distribuidor en contra de sus clientes residenciales; o, en el mejor de los casos, no evitan que el distribuidor actúe estratégicamente para extraerle rentas. Utilizando modelos econométricos de series de tiempo, estos autores encuentran que en el sector industrial habría un mayor grado de sustitución entre GN y otros energéticos. Esta evidencia es hasta cierto punto refrendada por el Comité, 20 años después, según veremos en las conclusiones al final de este capítulo.

En esta misma línea se encuentra el trabajo de Bitrán (2011). Este autor analiza la pertinencia de considerar la distribución minorista de GLP y GN en un mismo mercado relevante y las relaciones de propiedad existente entre los distintos actores en la industria del GN en Chile. Utiliza los precios a nivel mayorista de combustibles industriales (GLP, GN, Petróleo) para abril 2010, para concluir que son bastantes cercanos por lo que debería operar cierto grado de sustitución. Sin embargo, para contrastar hasta dónde dicha sustitución inhibe el ejercicio de poder de mercado de la distribuidora de GN, este autor hace un análisis cuantitativo para determinar cuál sería la TIR a 30 años que obtendría la distribuidora de GN Metrogas en la RM si cobrara el precio de venta de GLP a nivel minorista y diésel para industriales. En su análisis considera que, si esto lleva a una rentabilidad normal, se podría afirmar que los sustitutos disciplinan al GN. El autor calcula una TIR para clientes residenciales y comerciales de 10,6%, utilizando información de precios de 2009. Concluye así que dicha rentabilidad sería relativamente alta respecto al

6,2% estimado como costo de capital en el año 2006. A su juicio, la inferencia es clara, el GLP es un sustituto del GN, pero insuficiente para disciplinarlo.

Adicionalmente, el autor utiliza como indicio de separación de mercados a países como Brasil, España, Nueva Zelandia, entre otros, donde en casos de colusión se definen el GLP y el GN como mercados separados. Otro argumento esbozado es que en muchos países el GN es más barato que el GLP, o que ambos energéticos no cubren las mismas áreas geográficas estando el GLP concentrado en ciudades de menor tamaño. Se destaca que la experiencia internacional se ha centrado en crear derechos de acceso a las redes de transporte y distribución (definiendo precios y ordenes de acceso) y en la separación de la integración vertical tanto legal, como en la UE, como funcional o contable. De esta manera se promueve la competencia en la producción y comercialización y se regula activamente el transporte y distribución.

Si bien Bitrán (2011) intenta dilucidar y hacer un análisis cuantitativo y teórico para determinar si GN es disciplinado por GLP en los segmentos comerciales, residenciales e industriales contribuye con algunos conceptos económicos relevantes. No obstante, su trabajo no permite hacer un análisis de sustitución adecuado. El ejercicio matemático para contrastar la TIR es criticable debido a que los supuestos utilizados para el cálculo del valor de los activos, proyección de costos, precios de los potenciales sustitutos, la demanda y nivel de riesgo. Todo ello no permite determinar la robustez del ejercicio, ni menos extrapolar sus resultados a otras distribuidoras de GN diferentes de Metrogas.

En contraste, Galetovic y Sanhueza (2015) y González y Lagos (2021) apoyan la hipótesis de que existe sustitución entre GN y GLP, siendo más enfático el primero de los indicados al concluir que dicha competencia es suficiente en este mercado.

El estudio de Galetovic y Sanhueza (2015) fue realizado en el contexto de la discusión que llevó posteriormente a la fijación de rentabilidades máximas para las empresas distribuidoras de GN. Estos autores hacen un análisis detallado y exhaustivo de los argumentos económicos que sustentan su hipótesis central; a saber, que la distribución por redes de GN no es monopólica porque tiene suficientes sustitutos que impiden que una empresa abuse de este (inexistente) excesivo poder de mercado y, más aún, en ningún caso una red de distribución de GN sería monopolio natural, que justificaría su regulación, ya que sus costos marginales de largo plazo serían crecientes en el tramo relevante de producción.

Sin embargo, contrario a lo que sus autores sostienen, este trabajo no agota la discusión. En particular, hay una serie de supuestos implícitos que no invalidan la teoría desarrollada, pero que cuestionan las consecuencias de política que Galetovic y Sanhueza entregan, en particular a la existencia de sustitutos. Los autores plantean que de coexistir GN y algún otro sustituto (por ejemplo, GLP), se invalida de inmediato la hipótesis que la empresa distribuidora de GN estaría obteniendo rentas excesivas. Sobre el particular, en nuestra opinión existen tres ejemplos que cuestionan estas conclusiones.

En primer lugar, los autores no se hacen cargo de que en una misma zona geográfica coexisten usuarios que tienen acceso a la red de gas, mientras que otros no tienen dicho

acceso (o si lo tienen, enfrentarían factores que dificultan su cambio, tal como se ha planteado), por lo que al observar lo que ocurre en esa zona de la ciudad perfectamente algunos clientes se abastecerán de GN por redes y otros usarán GLP, pero esto no invalida el hecho que quienes tienen acceso a ambos bienes, optarían por GN cuando se sigue la estrategia de precio límite.

En segundo lugar, los autores omiten en su análisis que el distribuidor de GN en Santiago, a la fecha de elaboración de su informe, no sólo era el único distribuidor de este servicio, sino que además era parte del oligopolio en la distribución mayorista de GLP (Metrogas y su relación de propiedad directa con Gasco e indirecta con Abastible a través de Copec), por lo que la fijación de precios de cada una toma en cuenta la posible interdependencia en el consumo de ambos productos; en tal caso, la decisión óptima por parte del conglomerado empresarial controlador de Metrogas no es siempre vender de un único producto, sino que proveer a los usuarios de ambos servicios, eligiendo estratégicamente cuánto de uno y cuánto de otro.

En tercer lugar, no está claro que el modelo de Galetovic y Sanhueza (2015) pueda explicar la estacionalidad de los precios de GN a clientes residenciales, ya que el precio del GLP no presenta dicho comportamiento.

Finalmente, revisamos el trabajo de González y Lagos (2021). Este trabajo, publicado en una revista académica, utiliza datos mensuales por municipalidad auto-reportados por empresas de GLP en Chile entre enero 2013 y diciembre 2014 y busca examinar empíricamente el efecto de entrada de una red de distribución de GN. Encuentran que la presencia de un distribuidor de GN en una comuna reduce el precio de GLP en 4%. Este resultado sugiere que el GN y el GLP son sustitutos y los proveedores de estos combustibles compiten en un mercado oligopólico de productos diferenciados.

Sin embargo, los resultados de González y Lagos (2021) deben interpretarse con cuidado. Primero, los precios utilizados se refieren a precios listas sin descuentos de balones de gas, y sin considerar precios de GLP a granel. Segundo, el análisis empírico se realiza sólo con datos de precios de Lipigas. La razón es que Gasco y Abastible fijan precios a nivel regional, lo que impide un análisis a nivel comunal, lo que le resta generalidad a los resultados del estudio e incluso podría invalidar sus conclusiones. Finalmente, no se sabe si la reducción de precios de Lipigas de 4% por la presencia de redes de GN es suficiente o insuficiente para considerar que los precios resultantes son cercanos a los competitivos. Es más, no se puede descartar que la reducción de precios incluyendo posibles descuentos pueda ser mayor.

5. Evidencia Comparada en Sustitución

La experiencia de la mayoría de los países de Europa, y del Reino Unido en particular, no es comparable a la chilena. En esos países, las redes tienen una cobertura casi universal y fueron desarrolladas hace muchas décadas cuando el proveedor era una empresa pública de propiedad pública. Posteriormente, cuando se privatizó la industria, el uso de GN ya estaba muy extendido y no existían sustitutos que pudieran disciplinar los precios. Por ende, la industria fue considerada un monopolio natural en todos sus segmentos (con la posible excepción de la etapa de comercialización) y se introdujo la regulación tarifaria para evitar el posible abuso de poder de mercado de las empresas del sector.

Sin embargo, hay varios casos que sí resultan relevantes para comparar con nuestro país. El primero es Irlanda del Norte, donde la industria de GN por redes se desarrolló recién en los años noventa del siglo pasado, casi al mismo tiempo que en Chile. Además, en dicha nación existe un combustible alternativo (petróleo) para la calefacción residencial, análogo con lo que ocurre en nuestro país con algunos otros combustibles. A pesar de lo anterior, desde sus inicios, en Irlanda del Norte se han fijado peajes en las etapas de transporte y distribución. En la etapa de comercialización, que está desintegrada de la distribución, las tarifas se regulan para clientes de bajos volúmenes de consumo anual, por considerar que la competencia entre proveedores para ese segmento de clientes es aún insuficiente. El Anexo 5 presenta un resumen de la experiencia de Irlanda del Norte. Sólo para efectos de tenerla presente, el Anexo 6 entrega un muy breve resumen del modelo de regulación RIIO aplicado actualmente en el Reino Unido.

Otros casos interesantes de revisar incluyen Colombia, y Argentina, ambos productores de GN, y España que no es productor. En Colombia, se definió un mercado dividido en dos partes dependiendo del tipo de consumo: (i) el mercado “no-regulado”, asociado a grandes consumidores industriales y (ii) el mercado regulado que utiliza la red de distribución y está enfocado a pequeños negocios comerciales y los consumidores residenciales. Dicho segmento posee precios máximos regulados, consistentes con las tarifas máximas fijadas en las etapas previas de la cadena productiva (producción, transporte, distribución y comercialización).

En España se encuentran liberadas las tarifas en la comercialización. Existe además una tarifa de último recurso (TUR) para pequeños consumidores, que, dependiendo del nivel de consumo de los hogares, fija precios los que son revisados trimestralmente por el Estado español, pero los comercializadores pueden ofrecer tarifas de manera libre. Asimismo, se han creado distintos mecanismos para facilitar las comparaciones de tarifas a los clientes finales. La evidencia obtenida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), quien monitorea anualmente con informes sobre la competencia en el mercado del gas, indica que el ahorro potencial de pasar de ser suministrado a la tarifa de último recurso a ser suministrado eligiendo alguna de las ofertas disponibles en el mercado se encuentra entre 32 y 55 €/año según el consumo anual, y puede representar entre un 6,8% y un 14,2 % de su factura anual (CNMC, 2020).

En Argentina el regulador es ENARGAS que determina el precio al cliente final, estableciendo además una serie de regulaciones en la cadena productiva y de distribución que se detallan en el capítulo IV de este informe.

La experiencia comparada para esta industria muestra que pocos casos son como en Chile, donde hasta 2016 no se regulaba la distribución minorista de GN por redes, y actualmente sólo se imponen límites la rentabilidad máxima que puede obtener una empresa distribuidora.¹⁶ En otros países, aun cuando las tarifas minoristas (margen de comercialización) están liberalizadas hay reglas estrictas en el acceso y sus peajes regulados aguas arriba en la industria.¹⁷

6. Análisis de Precios y Márgenes de GN por Segmento

Se observa que los niveles de precios se diferencian según el tipo de cliente, siendo los clientes residenciales los que enfrentan mayores niveles de precios, seguidos por los clientes comerciales y en último lugar los clientes industriales. Esta diferencia de precios por tipo de cliente puede tener distintas explicaciones, podría deberse a diferencias de costos asociada a uso de la red primaria, secundaria y/o terciaria y a los distintos volúmenes demandados, o bien se puede explicar por el poder negociador o elasticidad de sustitución que poseen los distintos tipos de clientes.

Estas características llevan a que pudiera existir cierto nivel de competencia con otros combustibles, lo que podría verse reflejado en el análisis cuantitativo de las series de precios solicitada por este Comité a la FNE, donde se desprende que los precios promedio del GN disminuyen en los periodos de alto consumo asociado a la calefacción, que corresponde a la temporada de invierno, posiblemente debido a que la demanda final es más elástica. Dada la relevancia que el ítem calefacción tiene en el presupuesto de los hogares, surgen alternativas como la parafina, GLP, electricidad u otros tipos de combustibles, lo que disciplinaría en algún grado los precios e induce a las compañías de GN a aplicar descuentos en esos periodos.

En base a la información disponible entregada por el Ministerio de Energía, se puede apreciar que los precios promedios anuales para los años 2021, para clientes industriales y comerciales, con relación a clientes residenciales son un 27% y 56% menores respectivamente. Los niveles de tarifas podrían variar según el grado de sustitución existente entre distintos tipos de consumidores y por las potenciales diferencias en costos de producción según la red concesionada utilizada por el cliente (primaria, secundaria y terciaria) y la escala consumida (ver Gráfico A.1.19 del Anexo 1).

¹⁶ El esquema de regulación por rentabilidad máxima será analizado en el capítulo V del presente informe.

¹⁷ Solo en Australia existen algunas redes de transporte y distribución sin regulación de tarifas. Estas son las redes más nuevas y de menor extensión.

Adicionalmente, se debe considerar que la LSG contempla en su artículo 30 una norma explícita relativa a la no discriminación injustificada de precios entre clientes, señalando en el segundo párrafo de ese artículo que:

El esquema tarifario que establezca libremente cada empresa distribuidora de gas deberá determinar sectores de distribución en los cuales los precios de venta a consumidores, con consumos y otras condiciones de servicio de similares características, sean los mismos, de tal forma que no se produzca discriminación entre ellos. Dichos sectores de distribución no deberán comprender un espacio territorial de tamaño inferior al de una comuna, salvo casos debidamente justificados ante la Superintendencia.

El espíritu de esta norma apunta a resguardar que no se realicen discriminaciones de precios más allá de lo económicamente justificable y eficiente, de modo que no impida o limite la competencia en el mercado. Este Comité no tiene certeza de que se esté cumpliendo cabalmente esta norma.

7. Conclusiones respecto de la Sustitución de GN

De la revisión de los antecedentes presentados, se concluye que no es posible hacer una evaluación inequívoca del grado de competencia de esta industria en Chile. Sin embargo, **existe consenso entre los miembros de este Comité que, si bien existe algún grado de competencia entre el GN y otros combustibles, especialmente en clientes industriales y en residenciales para calefacción, no existen antecedentes suficientes para afirmar que estos niveles de competencia sean suficientes para disciplinar de manera adecuada los precios del GN.** Adicionalmente, **es opinión de este Comité que, de acuerdo con los antecedentes tenidos a la vista, y aun reconociendo la necesidad de estudios más acabados, no se observa evidencia de la existencia de sustitutos fuertes del GN para el caso de los clientes residenciales para consumos diferentes al de calefacción que sean capaces de competir con este energético y disciplinar sus precios.**

Esta última conclusión se fundamenta principalmente en la estacionalidad de los precios del GN para clientes residenciales, que no se replica en los precios del GLP y que no parece consistente con una hipótesis de intensidad competitiva durante todo el año. Más aún, al constatar que los descuentos en invierno solo aplican a los consumos incrementales sobre un umbral base. También se basa en los indicios que no existiría una justificación de costos evidentes que explique el diferencial de precios, entre segmentos de clientes. Por último, los costos de cambio para ciertos usos no asociados a la calefacción, adicional a otros factores que inciden en la dificultad de cambiarse de proveedor, más la evidencia de los bajos niveles de reconversión, darían cuenta de un bajo nivel de sustitución entre estos energéticos a nivel residencial.

Dada la evidencia anterior, una primera recomendación de rápida implementación, pues no requiere ninguna modificación normativa, es que se fiscalice efectivamente el cumplimiento del artículo 30 de la LSG relativa a la obligación de no ejercer discriminaciones de precios injustificadas entre clientes, dándose cuenta de los resultados de esta fiscalización por parte de las autoridades actualmente encargadas de supervisar su cumplimiento en un plazo breve. En este caso, al no considerarse una modificación de carácter legal, lo que recomendamos es que la SEC, organismo actualmente encargado de la supervisión del cumplimiento de esta norma, y en uso de sus facultades generales, establezca un procedimiento interno de revisión y evaluación de la información recibida de parte de las empresas, y en caso de considerar que las mismas no están cumpliendo con lo establecido en el citado artículo 30, ordene a las empresas el ceñirse a la normativa, utilizando para esto sus facultades ordinarias.

Una segunda recomendación, que sí requeriría un cambio normativo, es la modificación del citado artículo 30 de la LSG. Para estos efectos, recomendamos que se modifique la actual norma en dos aspectos:

- 1) Considerando que la actual norma resulta laxa para impedir diferentes tipos de discriminaciones de precios no justificadas entre clientes de distintas categorías y con distintos niveles de consumo, se recomienda que en la misma se establezca que toda diferencia de precios entre clientes, ya sea por motivos de volumen, ubicación geográfica o cualquier otra, debe ser adecuadamente justificada; en este caso, creemos además que, en la práctica, se deberá analizar de manera explícita las políticas comerciales de promociones y descuentos aplicadas por las empresas, en especial, aquellas relacionadas con descuentos, por el pago por adelantado del servicio en invierno, incluida la estructura de estas promociones.
- 2) La norma actualmente sólo exige informar a la SEC de los cambios de precio, lo que parece un mecanismo poco adecuado para ejercer una fiscalización efectiva del principio de no discriminación que se busca preservar. Por lo anterior, se recomienda modificar la actual normativa de manera que las empresas deban presentar por adelantado sus pliegos de precio no a la SEC sino a la CNE en una base semestral, la que deberá verificar que los mismos cumplan con los criterios señalados. En caso de que la CNE detectara que los pliegos no cumplen con los criterios impuestos, así lo informará a la empresa, en un plazo no mayor a 30 días hábiles. Si la empresa quisiera modificar un precio en un momento distinto, podrá informarlo a la CNE, la que en todo caso podrá establecer, a posteriori, que el precio no cumplía con los criterios y ordenar que el mismo sea modificado. La ley deberá señalar, a su vez, que la fiscalización de estas obligaciones corresponderá a la SEC de acuerdo a sus facultades ordinarias. De esta resolución de la CNE la empresa podrá recurrir ante el Panel de Expertos.

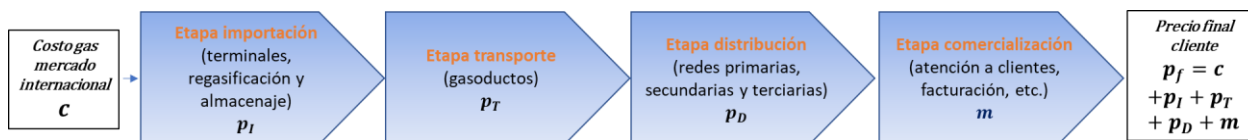
Un aspecto adicional que este comité cree importante señalar es el que el haber identificado la posibilidad de que existan segmentos más y menos competitivos al interior del mercado, implica una dificultad adicional a efectos de llegar a conclusiones y hacer recomendaciones sobre la necesidad o no de aplicar regulación. Como señala la literatura

y la experiencia empírica, la convivencia entre sectores con mayor y menor competencia en un mismo mercado dificulta las recetas convencionales de regulación de monopolios naturales. **A pesar de esto, hay consenso en los miembros de este Comité que, con una adecuada regulación es posible imprimir más competencia en esta industria.** La experiencia internacional muestra que la entrada de terceros oferentes de GN, que utilizan la infraestructura existente, potencialmente podría mejorar el desempeño de este mercado.

Para la mejor comprensión de las recomendaciones que se presentan a continuación y en el resto de este informe, es relevante explicar los componentes del precio final a clientes de gas natural. Este precio será la suma del precio de compra de gas natural en el mercado internacional, el precio de importación a través de los terminales, almacenamiento y regasificación (cuando corresponda), el precio del transporte por los gasoductos, el precio del uso de las redes de distribución más un margen de comercialización. Naturalmente, en un régimen de libertad tarifaria y de integración vertical entre las distintas etapas de la cadena productiva, estos precios están implícitos en la tarifa a cliente final, excepto el costo de compra internacional del gas natural que si es posible identificar separadamente.

Para mayor claridad, la siguiente figura muestra gráficamente los componentes de las tarifas a cliente final.

Figura III.1: Etapas de la Cadena Productiva y Formación de Precios a Cliente Final



Fuente: Elaboración propia.

Por ende, **los miembros del Comité consideramos que, con el fin de aumentar la competencia en el mercado, se debería regular un peaje (o cargo por uso de red) y condiciones de acceso en aquellos segmentos necesarios para proveer el servicio de distribución de gas, que posean características de monopolio natural o de facilidades esenciales, con el fin de permitir la entrada de nuevos oferentes.**

Por esto, somos de la opinión que **se debería garantizar el acceso a facilidades esenciales como los terminales y centrales de regasificación de GN**, que permitan a potenciales competidores importar GN, sobre todo en la zona centro de la país, donde *“la totalidad de la capacidad y de los servicios del terminal (recepción, almacenamiento, regasificación y entrega del GN en los puntos de envío) se encuentran contratados por un largo plazo y exclusivamente en favor de GNL Chile”*,¹⁸ lo que impide la posibilidad de importar GN por parte de potenciales terceros competidores. A su vez, somos de la opinión que el acceso y peajes para el uso de las redes de transporte deben ser reguladas por el mismo motivo.

¹⁸ Informe de aprobación FNE en Adquisición de control GNL Quintero S.A por parte de Condor Energy Holding Spa, junio 2022.

En cuanto a las redes de distribución de GN, también recomendamos que se determine una tarifa de interconexión o peaje con la distribuidora, permitiendo así que terceros utilicen la red de distribución de los *incumbentes* existentes, imponiendo la obligación de interconexión, determinando un peaje y condiciones de acceso objetivas, transparentes y no discriminatorias que remunere el acceso a la red.

En este caso, **los miembros del Comité tienen matices relativos a la necesidad de fijar tarifas reguladas para los peajes de distribución y el margen de comercialización, o sea, las tarifas a clientes finales.** Algunos de los expertos consideran que, en vista de la baja penetración actual de redes de GN a nivel nacional (ver Anexo 1), y con el objetivo de no desincentivar inversiones tendientes a su expansión, debería permitirse en principio un régimen de auto regulación de las tarifas de peajes, las que en todo caso deberán cumplir con los criterios de objetividad, transparencia y no discriminación ya señalados. Tal como se señaló previamente, para el caso de las tarifas de distribución para clientes finales, consideran que estas deberían, en principio, quedar sólo sujetas al régimen de control establecido en el artículo 30, mejorado de acuerdo con lo ya establecido en este Informe, a la espera de un pronunciamiento del TDLC según se describe a continuación.

Estos miembros del Comité concuerdan, sin embargo, en que, ante el riesgo de que esta auto regulación o régimen de tarifas libres objetivas y no discriminatorias no sea suficiente para, por una parte, incentivar la expansión de la red, y por la otra, evitar conductas anticompetitivas en la fijación de peajes por el uso de la red de distribución o a clientes finales, debe establecerse un mecanismo de control periódico por parte de los organismos de defensa de la libre competencia, el que implicaría una revisión al menos cuatrienal de las condiciones competitivas del mercado en sus diferentes zonas geográficas y que podría dar lugar a la aplicación de un régimen de regulación de tarifas.¹⁹ Lo anterior significa, en la práctica, que debería modificarse la Ley para establecer un mecanismo similar al consagrado en la actual normativa de telecomunicaciones, en virtud del cual el TDLC deberá establecer cada cuatro años si existen o no condiciones competitivas en el mercado de distribución de GN que permitan mantener un régimen de tarifas autorreguladas, o si por el contrario se deberá aplicar el nuevo régimen regulado que se describe en el Capítulo V de este Informe

Asimismo, y mientras se encuentre vigente este régimen de tarifas autorreguladas, el modelo de fijación de peaje por el uso de la red de distribución propuesto por la empresa debería ser aprobado, en cuanto a los criterios utilizados, por las autoridades de defensa de la libre competencia, previo informe de la autoridad sectorial y monitoreado por esta última.

Así, y en caso de aplicarse las recomendaciones de este grupo de miembros del Comité, en un principio se mantendría un régimen de tarifas autorreguladas, sometidas a aprobación por parte de las autoridades de defensa de la libre competencia, mientras el TDLC no establezca la necesidad de aplicar el régimen regulado del Capítulo V. Para

¹⁹ Los detalles que debería contemplar este mecanismo de control se consignan en un Anexo 7 a este informe bajo el título "Procedimiento para la Calificación de las Condiciones Competitivas del Mercado del GN por parte del TDLC".

efectos de la primera calificación por parte del TDLC de las condiciones competitivas del mercado del GN, es opinión de estos miembros del Comité que este tribunal debería pronunciarse lo más pronto que sea posible, considerando las restricciones y tiempos involucrados, por lo que recomiendan que la ley establezca que el TDLC tendrá un año contado desde la vigencia de la Ley para efectuar esta calificación.

Por su parte, otros miembros del Comité consideran que, dada la estructura de mercado actual, la naturaleza objetiva de monopolio natural de las redes físicas de distribución, y la evidencia internacional que en casi todos los casos contempla tarifas reguladas para estos servicios, se debería aplicar, de manera preventiva, tanto para las tarifas a clientes finales como para el uso de estas redes por parte de terceros, un régimen de regulación tarifaria para estos servicios.

Estos miembros concuerdan, sin embargo, en que la aplicación de este régimen regulado debiera ser revisada de manera periódica por el TDLC, por lo que en la práctica la principal diferencia entre los miembros del Comité se refiere al régimen aplicable por defecto antes de que el TDLC efectúa esta primera calificación. Estos miembros consideran, a diferencia de los anteriores, que el régimen por defecto debería ser el de regulación tarifaria, el que debería aplicarse tan pronto se encuentre completamente implementado de acuerdo con lo recomendado por el Capítulo V de este Informe.

No obstante, lo anterior, y con el objetivo de resguardar el riesgo de que esta solución pudiera implicar, efectivamente, desincentivos a las inversiones necesarias para la necesaria expansión de las redes de GN en nuestro país, son de la opinión que el modelo regulatorio que se escoja necesariamente debe contemplar incentivos a estas nuevas inversiones.

Todos los miembros del Comité coinciden en que el actual modelo regulatorio (de empresa modelo que parte de cero) actualmente aplicable a las zonas de Magallanes y la Antártica Chilena, no garantiza estos incentivos, por lo que éste sería un argumento más en favor de su modificación y reemplazo por un nuevo modelo más cercano al aplicado en el Reino Unido tal como se detalla en el capítulo V de este informe.

Finalmente, **es opinión unánime del Comité que dada la escala del mercado de GN existente en la actualidad, es adecuado permitir que las empresas que actualmente brindan servicios de distribución y comercialización puedan continuar suministrando ambos servicios. Sin embargo, en este caso, las empresas relacionadas deben mantener una estricta separación de contabilidad, adecuadamente reglada, que permita identificar las rentabilidades independientes de los dos (o más) servicios que se proveen y el regulador debe establecer criterios claros y simples para facilitar la sustitución entre comercializadores, tal como se describe en la experiencia española.**

Es relevante precisar que en la transición a realizar las modificaciones sugeridas por este Comité que requieren cambio legislativo y mientras se realiza el proceso de revisión en el TDLC, se recomienda mantener los mecanismos regulatorios existentes fortaleciendo la fiscalización del Art. 30 de la LSG.

IV. CONDICIONES DE ACCESO A LA INFRAESTRUCTURA

En este capítulo se analiza en más detalle las condiciones de acceso a la infraestructura. Como en toda industria con características de monopolio natural, las condiciones de acceso a la infraestructura que tienen dichas características, como terminales marítimos, redes de transmisión y redes de distribución, es crítica para favorecer que el servicio sea entregado en las mejores condiciones a los usuarios. En esta sección revisamos, en primer lugar, algo de evidencia acerca de las condiciones de acceso y la integración vertical en esta industria en Chile. En segundo lugar, se revisa esta materia para algunos países comparables a Chile. Finalmente, se presentan nuestras conclusiones y se enumeran condiciones regulatorias mínimas para garantizar el acceso abierto en la industria de GN en Chile.

1. Evidencia acerca de las Condiciones de Acceso en GN

La CNE encargó un estudio acerca de los terminales de GNL (Más Energía, 2011). Dicho estudio, aunque es bastante antiguo por lo que sus conclusiones podrían no ser enteramente aplicables en la actualidad, sostiene que los aspectos más relevantes que dificultan el desarrollo del GNL son los siguientes: (i) no hay un mercado eficiente, lo que se traduce en barreras de entrada en el acceso a los terminales; (ii) hay falta de competencia efectiva en el mercado de la distribución de GN, por la imposibilidad de replicar las redes de distribución, observándose altos márgenes de comercialización debido a la falta de competencia y limitando el desarrollo del mercado del GN y, por tanto, del GNL, así como escasa competencia en los combustibles sustitutos por la integración de propiedad; (iii) la integración vertical aguas abajo de los socios de los terminales de GNL, en el negocio eléctrico y de distribución de GN y sus sustitutos; (iv) la congestión contractual de los terminales de GNL y la falta de un mercado de venta de capacidad secundaria; y (v) existe un potencial de acaparamiento de capacidad de gasificación.

Este informe finaliza con recomendaciones tendientes a incrementar la eficiencia en el mercado de GN:

- crear las condiciones para un acceso abierto efectivo, con contratos de corto y largo plazo;
- necesidad de imponer regulación tarifaria;
- evitar la integración vertical en estos mercados;
- favorecer la transparencia en la operación de los terminales marítimos; y
- desarrollar el mercado de venta secundario, evitando el acaparamiento en esta infraestructura.

En un trabajo que complementa el anterior, un informe del Banco Mundial (Brown, 2015), realiza un análisis de la organización industrial para la provisión de GN en Chile, en cuanto a acceso a terminales, almacenamiento y gasoductos con el fin de analizar si la integración vertical de la infraestructura constituía un cuello de botella que generara barreras de entrada al acceso de nuevos oferentes y para el uso del GN. En su análisis concluye que los terminales de GN, los gasoductos y las instalaciones de almacenamiento no siempre son instalaciones cuello de botella. Sin embargo, en el caso de Chile, donde hay poca o ninguna producción nacional, los terminales, plantas y los gasoductos son claramente instalaciones que pueden generar cuellos de botella para la entrada de nuevos competidores, y probablemente también lo sea el almacenamiento.

Los siguientes son las recomendaciones de política de este estudio:

- Otorgar acceso abierto para los compradores y vendedores de GN para utilizar las instalaciones esenciales para importar GN. Actualmente, no existe un monitor independiente o un requisito de divulgación en Chile con respecto a la disponibilidad en tiempo real de la capacidad de las instalaciones (ductos, terminales y almacenamiento) en el mercado chileno de GN. Por tanto, es necesaria una total transparencia para asegurar el uso óptimo de las instalaciones. Esto se logra mejor mediante la creación y el despliegue de un monitor de mercado independiente;
- No existen reglas específicas o supervisión regulatoria para fijar el precio del GNL, por lo tanto, las ventas y el almacenamiento están sujetos a negociación entre las partes;
- Habilitar un mercado secundario de capacidad permitiría la competencia en el sector de capacidad de gasoductos y terminales de GNL del mercado de gas. Esto sería cierto a pesar del hecho de que tal vez solo haya un activo físico. La recomendación se basa en que así se convierten efectivamente los derechos de los contratos de capacidad en gasoductos/terminales virtuales, porque los compradores de derechos de capacidad pueden vender o arrendar esos derechos a terceros; y
- Hacer cambios en la propiedad debido a que existe el riesgo que el propietario de una instalación esencial sólo obtenga una tasa de rendimiento nominal de la facilidad esencial, pero utilice su control de la instalación para mantener a los competidores fuera de los mercados descendentes, aumentando así sus ganancias por la venta. Es esencial que haya alguna supervisión regulatoria para evitar ese tipo de prácticas. Tal vez incluso más importante que la simple regulación es la reestructuración del mercado y la estructura de la industria para evitar tanto la subutilización de las instalaciones como el ejercicio del poder de mercado. Con lo cual la desintegración entre las instalaciones requeridas para la compra y luego la venta de GN sería la forma óptima de reestructurar el mercado.

Un tercer antecedente para tener en cuenta es la Resolución 51/2018 del TDLC (causa no contenciosa Rol NC-427-14), que se explica en detalle en el Anexo 8. En cuanto a lo que

nos concierne, basta con señalar que el TDLC determinó la desintegración vertical del terminal marítimo de Gasmar bajo la convicción que las relaciones de propiedad en dichas instalaciones impedían el acceso y la competencia en esta industria, en particular la existencia de riesgos de coordinación derivados de un eventual traspaso de información sensible de los funcionarios de Abastible y Gasco que participaban de cargos ejecutivos o como directores principales en Gasmar. Sobre este particular, **existe consenso unánime en el Comité, que sería conveniente que la autoridad efectúe estudios para evaluar los efectos de cambios regulatorios que buscaban inyectar mayor competencia en la industria (por ejemplo, lo resuelto en la Resolución 51/2018 del TDLC que ordenó la enajenación de Gasmar).**

2. Evidencia Comparada en Acceso

La experiencia comparada con los países desarrollados, de alto consumo de GN principalmente debido al clima más frío que lleva a sostener una alta demanda por GN en gran parte del año, muestra que las importantes inversiones en infraestructura de terminales y redes se hicieron bajo propiedad pública y con cobertura casi universal, de modo que, cuando éstas fueron privatizadas, prácticamente operaban sin sustitutos y, en consecuencia, la industria fue considerada un monopolio natural en todos sus segmentos (con la posible excepción de la etapa de comercialización) y se introdujo la regulación tarifaria en todos ellos. El caso de Chile fue muy diferente, ya que por un lado casi todo el país tiene un clima templado, con un período corto de frío, y además carece de GN, lo que llevó a un tardío desarrollo y preferentemente por el sector privado. Esto, y la falta de antecedentes respecto de la real capacidad de disciplina del GLP, llevó a una arquitectura de la industria casi completamente liberalizada (Fosco y Saavedra, 2003b).

Sin embargo, es posible mirar casos como el de Irlanda del Norte -donde la industria de GN por redes se desarrolló hace menos de 30 años casi a la par con Chile- que puede dar una mirada diferente a cómo se puede analizar el caso chileno. Como mencionamos en el capítulo anterior, desde sus inicios se fijaron peajes en las etapas de transporte y distribución, además de desintegrar la comercialización de la distribución (ver Anexo 5). Otros casos que hemos mencionado, como el de Colombia, España y Argentina, muestran regulaciones de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución. Los dos países sudamericanos mencionados son productores de GN. En Colombia dichos peajes regulados son máximos y se extienden a producción y comercialización también.

En Argentina las tarifas de GN para los usuarios de servicio completo incluyen tres componentes: precio del gas en boca de pozo, costo de transporte y margen de distribución. Los dos últimos, transporte y distribución, son regulados por ENARGAS, en tanto que el precio del gas en boca de pozo no es un componente regulado. Se garantiza acceso abierto a la capacidad de transporte y distribución. Adicionalmente, existen una serie de reglas de desintegración: (i) ningún productor, almacenador, distribuidor y consumidor podrá tener participación controlante en la actividad de transporte; (ii) ningún

productor, almacenador, transportista podrá tener participación controlante en la actividad de distribución; (iii) ningún comercializador podrá tener participación controlante en la actividad de transporte y distribución; (iv) ningún consumidor podrá tener participación de controlante en una sociedad distribuidora del área. Así, los transportistas no compran ni venden GN sólo cobran la tarifa de transporte.

En España, país importador de GN, el mercado del gas supone la desintegración completa (funcional-jurídica-contable) de empresas que operen en más de una etapa de la cadena, liberando tarifas en la comercialización, pero regulando las actividades de transporte y distribución. La ley española estipula que los dueños de la infraestructura asociada a estas dos últimas partes de la cadena deben dar libre acceso a comercializadores a cambio de una tarifa regulada por metro cúbico de gas.

En consecuencia, complementando lo destacado en el capítulo III al examinar la evidencia comparada, es destacable mencionar que efectivamente Chile sería un caso excepcional donde las tarifas de terminales, regasificación y transporte están liberalizadas, sin reglas claras de acceso y sin límites a la integración vertical.

3. Jurisprudencia Internacional sobre Mercado Relevante

Para el comprender los riesgos para la libre competencia que se producen, por la integración vertical existente en los distintos eslabones de producción para distribuir GN través de redes concesionadas, es relevante considerar la jurisprudencia existente.

Caso RWE (2009)²⁰

La Comisión Europea determinó que RWE, empresa de distribución de GN integrada con red de transporte en Alemania, había utilizado el acceso a esta última como una barrera estratégica para limitar la competencia en el mercado de distribución de gas. RWE había reservado casi toda la capacidad de transporte en su propia red con contratos de largo plazo. Situación que contrastaba con una demanda constante y significativa de capacidades de la red de RWE por parte de terceros clientes que buscan competir con RWE.

El mercado relevante fue definido en concordancia con decisiones previas de dicha comisión, como dos mercados de venta (suministro) de gas (mayorista y clientes finales), por un lado; y los mercados relacionados con las infraestructuras, como los servicios de transporte de gas, por otro.²¹

²⁰ Caso COMP/39.402, RWE gas foreclosure, OJ 2008, C 310/23. disponible en: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39402/39402_576_1.pdf (última consulta en 28 de abril de 2023).

²¹ Se citan los casos: IV/493 – Tractebel/Distrigas II (párrafo 27 et seq.); COMP/M.3410 – Total/Gas de France, párrafos 15-16; y, COMP/M.3696 – E.ON/MOL, párrafo 97.

Relativo al mercado de transporte de gas, la Comisión determinó la ausencia de alternativas económicamente viables para construir nuevas conexiones a otros gasoductos para los clientes conectados a la red de RWE, quienes sólo tenían una posibilidad para cubrir sus necesidades de transporte de gas por medio de RWE.

Respecto del mercado producto en la venta se determinó por la Comisión que las posibilidades que otros proveedores compitan con RWE en los mercados de suministro dentro de la red de RWE estaban limitadas por los pequeños volúmenes de capacidad de transporte del que disponían. La baja cuota de gas transportado para terceros proveedores en los gasoductos de RWE se tradujo en unas cuotas de mercado igualmente bajas en los mercados de suministro abastecidos por estos gasoductos.

En los mercados de suministro atendidos por estos gasoductos, especialmente en los mercados de suministro al por mayor, a falta de un sistema funcional de acceso de terceros y teniendo en cuenta que casi toda la capacidad disponible estaba reservada a largo plazo para RWE Energía, el riesgo de que RWE Energía perdiera clientes en caso de un incremento de los precios era insignificante. Un aumento de los precios era insignificante. Por lo tanto, la evaluación de la Comisión concluyó que RWE podría haber ocupado una posición dominante en los mercados de suministro dentro de su zona de red, especialmente en los mercados de suministro al por mayor.

En términos geográficos, la Comisión determina que, para efectos del caso, el mercado de transporte de gas no puede definirse de forma más amplia que el conjunto de la red, dado que en la mayoría de los casos la construcción de redes de gas paralelas competidoras no es económicamente viable.

La investigación de la Comisión mostró que la demanda de terceros superó ampliamente la oferta de capacidades, lo que dio lugar a numerosos rechazos de terceras solicitudes de transporte de las partes por parte de RWE, los rechazos a su vez eran injustificados.

La Comisión determinó que RWE puede haber subestimado su capacidad técnicamente disponible y gestionado las escasas capacidades de transporte en su red de una manera que impidió que muchos competidores tuvieran acceso a ella. Como resultado, los nuevos participantes representaron sólo una fracción de los transportes en la red de transporte de RWE y no pudieron competir de manera efectiva en el mercado de suministro de gas aguas abajo.

Asimismo, las tarifas de transporte eran elevadas lo que permitía mantener una conducta de estrangulamiento de márgenes favoreciendo a su empresa relacionada. Como solución estructural a este tipo de práctica se solicitó la desintegración de propiedad de la red de transporte por parte de RWE distribución de tal manera de eliminar los incentivos a discriminar a competidores en el mercado aguas abajo.

Caso ENI (2010)²²

En Italia, la empresa ENI poseía, operaba y gestionaba la capacidad de transporte en los gasoductos internacionales TAG, TENP y Transitgas para llevar gas al norte de Italia desde Rusia (TAG) y desde el norte de Europa (el sistema TENP/Transitgas). A su vez, participaba en el mercado de distribución de gas aguas abajo.

El mercado relevante fue definido en concordancia con decisiones previas de dicha Comisión, como dos mercados de venta (suministro) de gas (mayorista y minorista o clientes finales), por un lado; y los mercados relacionados con las infraestructuras, como los servicios de transporte de gas, por otro.²³

Dentro del mercado de venta minorista o a clientes finales, se distingue entre suministro de gas a centrales eléctricas, a grandes clientes industriales y a pequeños clientes (hogares y clientes comerciales).

En términos geográficos, la Comisión concluyó que, a nivel de infraestructura, dada la falta de presiones competitivas de los servicios de transporte ajenos a infraestructuras de importación de ENI, la totalidad de las rutas viables que un cargador/proveedor podría utilizar para llevar gas al mercado mayorista en Italia constituye un solo mercado relevante. Relativo al mercado venta mayorista y minorista de gas, éste es definido a nivel nacional.

A Nivel de transporte de gas, la Comisión consideró que ENI ocupaba una posición dominante en el mercado del transporte de GN hacia y dentro de Italia gracias a su capacidad de controlar e influir efectivamente en el uso de todos los gasoductos internacionales viables para el transporte de gas hacia Italia (es decir, los gasoductos TTPC/TMPC, Greenstream, TENP/Transitgas y TAG) y la terminal de GNL de Panigaglia.

El año 2010 y como resultado de la investigación de la Comisión Europea se determinó que ENI estaría abusando de su posición dominante en los mercados de transporte de gas al negar a los competidores acceso a la capacidad disponible en la red; otorgando acceso de manera poco práctica y; limitando estratégicamente la inversión en el sistema de gasoductos de transmisión internacional de ENI. La demanda de acceso a los oleoductos, tanto a corto como a largo plazo, fue muy significativa. Esto, en opinión de la Comisión, equivalía al acaparamiento de capacidad, así como a la degradación de la capacidad y la falta de inversión estratégica.

Se determinó que ENI tenía los incentivos a excluir rivales de tal manera de evitar la competencia en el mercado del gas aguas abajo. Se consideró que esta conducta afectaba a los consumidores finales y debilitaba la competencia. Para evitar el comportamiento

²² Caso COMP/39.315 - ENI foreclosure, OJ 2010, C 55/13, disponible en: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39315/39315_3019_9.pdf (última visita en 28 de abril de 2023).

²³ Se citan los casos: IV/493 - Tractebel/Distrigas II (párrafo 27 et seq.); COMP/M.3410 - Total/Gas de France, párrafos 15-16; y, COMP/M.3696 - E.ON/MOL, párrafo 97.

anterior, se estableció la obligatoriedad de desinversión por parte de ENI en los gaseoductos de transporte (TAG, TEN y Transtigas).

Caso GDF (2009)²⁴

En Francia el año 2009, se sancionó a la empresa GDF que participaba en el mercado de transporte de gas internacional hacia Francia y en la competencia mercado aguas abajo en venta de GN. GDF y sus relacionadas controlaban la capacidad de importación y tenía una posición dominante en la venta de Gas.

En línea con decisiones previas de la Comisión, ésta distinguió entre el mercado de venta o suministro de gas, y el mercado relacionado con la infraestructura y transporte de gas.²⁵

Dentro del mercado de suministro, se distingue entre la venta al por mayor de gas a transportistas, como las empresas de distribución local, y el suministro al por menor a clientes finales.

En lo que se refiere a los mercados relacionados con las infraestructuras de gas, la Comisión definió un mercado de capacidad de importación de gas, incluida la capacidad de importación a través de gasoductos y de terminales de GNL. Dentro de este mercado distingue entre capacidad firme e interrumpible (incluida la condicional).

La Comisión consideró que era posible subdividir aún más el mercado de productos en, por un lado, suministro a través de la red de transporte y suministro a través de la red de distribución, y, por otro lado, en suministro por tipo de cliente (doméstico, profesional o industrial).

Asimismo, la Comisión hizo la distinción entre el gas H, de alto poder calorífico, y el gas B, de bajo poder calorífico, tanto en el mercado de capacidad de importación de gas como en los mercados de suministro de gas.

A nivel geográfico la Comisión consideró que cada zona de equilibrio de la red de transporte en Francia constituía un mercado geográfico de suministro de gas, debido a las diferentes condiciones de transporte de gas hacia y entre dichas zonas, así como las diferencias entre las zonas en términos de cuotas de mercado de los proveedores.²⁶

En lo que se refiere al mercado de la capacidad de importación de gas, la Comisión concluyó que las capacidades de todas las infraestructuras de importación de gas en cada zona de equilibrio de la red de transporte en Francia, incluida la capacidad de

²⁴ Caso COMP/39.316, GDF foreclosure, OJ 2009, C 156/25., disponible en: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39316/39316_2298_1.pdf (última visita en 28 abril de 2023).

²⁵ Se citan los casos COMP/M.4180 GDF/Suez, párrafos 341-342, and COMP/M.3410 Total/GDF, párrafos 15-19.

²⁶ En la misma línea se citan los casos COMP/M.4180 GDF/Suez, párrafos 380-385; y COMP/M.3410 Total/GDF, párrafos 31-34.

interconexión entre las zonas de equilibrio de la red GRTgaz, podían considerarse pertenecientes a un único mercado geográfico de referencia.

La Comisión observó que todos los principales puntos fronterizos de entrada del gasoducto y la interconexión entre las zonas norte y sur de la red de GRTgaz eran propiedad de GRTgaz, filial de GDF, que se encargaba de su explotación. Además, GDF era el principal propietario de la capacidad en todos estos puntos de entrada e interconexión.

Asimismo, Elengy, filial de GDF, poseía y explotaba los terminales de GNL actualmente en servicio o a punto de entrar en servicio en Francia, y GDF Suez era el principal titular de capacidad en estas terminales.

La Comisión constató que GDF Suez ocupaba una posición dominante en el mercado de la capacidad de importación de gas en cada una de las zonas de equilibrio de la red GRTgaz.

Por lo que se refiere al suministro de gas, la Comisión demostró en su evaluación preliminar que existían numerosos obstáculos a la entrada en el mercado francés debido a las dificultades relacionadas con las compras internacionales de gas, los cuellos de botella en la capacidad de importación y el acceso limitado al almacenamiento. La fuerte posición de GDF en los mercados de suministro de gas, lograda gracias a su integración vertical a lo largo de toda la cadena económica, estaba garantizada en un futuro previsible debido a su reserva de capacidad a largo plazo. A la vista de estos hechos, se concluyó que ningún competidor actual o potencial en los mercados franceses podía desafiar el poder de mercado de GDF.

Se investigó las prácticas de negativa de venta a terceros y se determinó que a través de la carencia de un proceso transparente que evitara la discriminación tanto para reserva de los gasoductos para importación de gas y reserva de capacidad de largo plazo, implícitamente se habría efectuado una negativa de venta de capacidad a terceros. Asimismo, la negativa a expandir las redes co-financiadas y la subinversión estratégica aun cuando fuese rentable, se consideró que GDF negó la venta de capacidad con fines estratégicos para limitar la entrada de competidores aguas abajo.

Como medida, se estableció que debía liberar capacidad para el uso de terceros en primera fase un 10% y en segunda fase se establece como límite 50% de uso para GDF para el periodo 2014 a 2024.

EON (2010)²⁷

En 2010 se sancionó a la empresa E.ON que comercializaba tanto H-gas como L-gas²⁸ en Alemania y es el dueño de la red de transporte de gas con una alta participación en la venta de ambos tipos de gas. En este contexto, E.ON había celebrado contratos de largo plazo por la mayor parte de la capacidad de la red para autoabastecerse (para H-gas el 80% en 2009-10, cayendo a 70% a 2019; y para L-gas la capacidad contratada era aún mayor, 90-100%).

En este caso, la Comisión determinó la existencia de segmentos del mercado, como mercados relevantes, esto es, venta o suministro mayorista, distribución, y transporte de gas.

La Comisión consideró que el propio mercado mayorista de suministro de gas consta de tres mercados diferentes. Se consideró que en el mercado de importación (o de suministro aguas arriba de gas), los productores (situados principalmente fuera de Alemania) venden gas a empresas mayoristas de gas suprarregionales dentro de Alemania. En el primer nivel posterior, estas empresas suprarregionales venden el gas importado a mayoristas regionales que no tienen acceso a las importaciones de gas. En el segundo nivel descendente, las empresas mayoristas regionales venden el gas a pequeños distribuidores locales y regionales, como los *Stadtwerke*.

En términos geográficos, la Comisión definió el mercado de suministro de gas a pequeños distribuidores locales y regionales como aquel que comprende la totalidad de la red, de esta forma el mercado geográfico debía definirse como (al menos) nacional, ya que el gas puede comercializarse libremente dentro de cada zona de mercado y no existen cuellos de botella de capacidad entre los dos mercados alemanes (Gaspool/NetConnect).

A nivel de producto minorista, la Comisión distinguió entre el suministro de gas a grandes clientes industriales y el suministro de gas a hogares, identificando geográficamente el mercado a nivel nacional por las mismas consideraciones que las relativas al mercado de suministro mayorista.

Para el mercado de transporte, se definió el mercado de productos de referencia en relación con el transporte de gas distinguiendo si la capacidad de transporte se contrata como capacidad firme o interrumpible. Además, la Comisión distinguió entre el transporte de gas H y gas L. No obstante, la comisión indica que es posible dejar la definición de este mercado de transporte de gas abierto, ya que E.ON no se encuentra participando de dicho mercado desde la desinversión de EGT.

²⁷ Caso COMP/39317, E.On gas foreclosure, OJ 2010, C 16/43, disponible en: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/202220/AT_39317_5430708_2139_6.pdf (última visita en 28 de abril de 2023).

²⁸ H-gas y L-gas están compuestos mayormente por metano, sin embargo, mientras L-gas tiene 80% a 87% de metano, L-gas tiene entre 87% y 99%. Esta diferencia hace que H-gas tenga un mayor valor energético y por esta razón es más caro.

Geográficamente las redes se han fusionado para dar lugar finalmente a sólo dos áreas de mercado en Alemania que no muestran ningún cuello de botella entre ellas. Sobre esta base, la definición del mercado relevante es amplia considerando el transporte a nivel nacional de gas H y L.

La Comisión estimó que los contratos a largo plazo celebrados por E.ON eran equivalentes a una conducta de abuso de posición dominante, ya que el hecho que la capacidad instalada está reservada por E.ON no es una justificación suficiente para excluir y negar el acceso a la red de transporte considerada como una facilidad esencial. Lo anterior, tenía como efecto que, aun cuando un competidor quisiera hacer ofertas competitivas e importar gas, esto no sería viable debido a que la red de transporte estaba copada con contratos de largo plazo de su relacionada, lo cual limitaba la competencia tanto en segmentos industriales como domésticos impidiendo la importación por parte de terceros.

Como medida, se determinó que en primera fase E.ON debía liberar el 15% de la capacidad total. Como segunda fase, se definió que en el largo plazo E.ON debía reducir su participación a 50%/65% en H/L-gas de la capacidad para el período 2015 a 2025, esto lo podían hacer liberando o invirtiendo en mayor capacidad.

De la revisión de los casos y la jurisprudencia se desprende la importancia del acceso a la infraestructura para la competencia en el mercado de la distribución de GN, y como las relaciones de propiedad en distintos eslabones de la cadena de producción pueden generar un riesgo producto del comportamiento estratégico de las firmas afectando la competencia en desmedro de los consumidores.

4. Conclusiones respecto de las Condiciones de Acceso, Peajes y Tarifas

En la cadena de suministro de la distribución de GN por redes concesionadas en Chile existen distintas infraestructuras relevantes que forman parte de la cadena de producción. En primer lugar, el acceso al insumo, el cual puede provenir de importación, de producción de yacimientos locales o de compra en el mercado secundario a importadores, para aquellos que importan el insumo se requieren de plantas de almacenamiento y regasificación, luego son necesarias las redes de transporte donde se utilizan principalmente gasoductos, en los últimos años se sumaron camiones desde terminales de GNL hacia las plantas satélite de regasificación ("PSR"), en último lugar se requiere acceder a redes concesionadas de distribución de gas.

En cuanto a las infraestructuras para proveer servicios de distribución de GN por red, el acceso a los terminales, plantas de regasificación y gasoductos de transporte, son infraestructuras que tendrían la calidad de facilidades esenciales para aquellos oferentes que deseen importar y brindar servicios de distribución y/o comercialización de GN a clientes finales.

Dado lo anterior, la integración vertical puede ser un riesgo o una barrera de entrada que limite la competencia aguas abajo en el segmento de la distribución, en la medida que terceros competidores que no estén integrados, posean restricciones o dificultad en el acceso a las mencionadas facilidades esenciales, ya sea producto de tarifas excesivas por el uso, negativa de acceso, desincentivo a invertir para no ofertar capacidad o degradación de la calidad de servicios. A su vez, en el caso de existir integración vertical entre algunos de estos segmentos, se puede traspasar el poder de mercado desde la facilidad esencial a mercados relacionados, por ejemplo, a través de la venta atada del insumo asociado a la infraestructura.

En la Tabla N°A.4.1 del Anexo 9 se resumen las relaciones de propiedad e integración vertical existentes en los distintos eslabones de la industria del GN en Chile.

Adicionalmente, en Chile no existe regulación sobre la forma en que deben operar los terminales en relación con restricciones a la integración vertical, requisitos en cuanto a propiedad, acceso abierto, publicidad de precios, etc. Sólo hemos identificado regulación relativa a aspectos de seguridad. Asimismo, los mercados secundarios de GN o capacidad de terminales no están institucionalizados ni regulados.

En relación con la integración vertical de los terminales con otros eslabones, esto ocurre en la zona norte donde GNL Mejillones está relacionado con Gasoducto Norandino y Engie en distribución. Si bien, en la zona central GNLQ y GNL Chile, no tienen relación de propiedad en los terminales y planta de regasificación, GNL Chile posee un contrato de largo plazo en virtud del cual utiliza el 100% de las instalaciones actualmente existentes.

En la mencionada Tabla N°A.4.1 del Anexo 4 se puede apreciar que las redes de transporte están integradas verticalmente con propietarios de la red de distribución en las zonas norte, centro y sur del país. Para concesiones de transporte, la LSG trata casi únicamente de procedimientos de obtención de concesiones, sin desarrollar mayormente obligaciones de servicio, modo de operación, etc. Existe un régimen de fijación de precios libres, sólo sujetas a lo mandado en términos de acceso abierto. En efecto, como señala en su artículo N°11 el Decreto 263 de 1995:²⁹

"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."

Por lo anterior, si bien existen distintas alternativas destinadas a limitar o controlar los problemas relativos a la integración vertical, siendo en términos gruesos las dos más obvias la desintegración solo legal o la desintegración de propiedad, total o parcial, **este Comité es de la idea que es preferible optar por algún nivel de desintegración de propiedad que limite los porcentajes de propiedad entre las empresas verticalmente integradas, al**

²⁹ Artículo N°11 del Decreto 263 (1995) que aprueba reglamento sobre concesiones provisionales y definitivas para la distribución y el transporte de gas.

menos al punto de impedir que se pueda ejercer control (incluido a través de pactos de accionistas).³⁰

En cuanto a las regulaciones de las condiciones de acceso; esto es, de todas aquellas medidas que permiten la entrada de otros actores en la provisión de GN a clientes finales, y que, por ende, cubre aspectos como la integración vertical, acceso a insumos esenciales, peajes, entre otras medidas, adelantamos que **hubo consenso unánime entre los miembros de este Comité que es conveniente aumentar la competencia mediante el acceso de terceros a infraestructura que sea esencial o monopolio natural**, para la provisión de GN residencial. En este orden de ideas, se expresa el acuerdo en cuanto a que **conviene regular (o establecer condiciones a un régimen de autorregulación), condiciones de acceso (todo lo procedimental), regular la integración vertical y, en algunos segmentos de la industria, fijar el peaje de acceso a la infraestructura, como se ha señalado.**

Nuevamente, para los peajes también **todos los miembros del Comité concuerdan que el actual sistema de regulación, basado en la revisión de rentabilidad máxima que podría gatillar una regulación de precios, adolece de varios problemas que reducen su efectividad como mecanismo regulatorio.**

³⁰ Si bien Growitsch y Stronzik (2014) plantean que de acuerdo con la evidencia el óptimo sería la desintegración legal, no estructural o de la propiedad, a los miembros del Comité nos parece que esta constatación no se hace cargo de particularidades propias del caso chileno, la escala de nuestro entorno de negocios, y la existencia de malas experiencias en algunos casos en que reglas de separación legales no han sido suficientes para asegurar la independencia en la toma de decisiones.

V. MECANISMOS DE REGULACIÓN DE PEAJES Y TARIFAS

Para aquellos segmentos y clientes donde este Comité recomienda la regulación de precios, y los otros donde el TDLC así lo determine, se debe determinar el tipo de regulación de precios o peajes aplicable. A continuación, se analizan las opciones disponibles.

1. Mecanismos de Control por Rentabilidad Máxima

Una alternativa sería continuar con el mecanismo actualmente vigente de control por chequeo de rentabilidad máxima por zona de concesión, modificando o no la actual legislación.

Sobre esta alternativa, vale la pena insistir en que este mecanismo no corresponde propiamente a un modelo de regulación de tarifas, sino que se trata de un régimen de libertad tarifaria, pero con una suerte de “regulación implícita” o “sombra” cuyo objetivo explícito es activar la aplicación del régimen de precios regulado en el caso de excederse la rentabilidad máxima permitida. Este mecanismo por lo tanto opera en dos niveles, uno explícito, que gatillar o no la regulación, y otro implícito, que incentiva a los actores a no exceder la rentabilidad máxima permitida para evitar dicha regulación.

Tal como ya hemos señalado, el objetivo explícito de este modelo radica en que excederse de una cierta rentabilidad máxima sería una presunción de falta de competencia y que, por el contrario, mantenerse dentro de la banda de rentabilidad permitida sería presunción de competencia. Este mecanismo regulatorio ha demostrado no haber cumplido su objetivo explícito, pues tal como se ha señalado, a pesar de que ninguna empresa ha excedido nunca esta banda, es imposible concluir de ese hecho el que el mercado funciona en condiciones competitivas.

A su vez, en caso de considerarse este mecanismo como un modelo regulatorio propiamente tal, en atención a su objetivo implícito de disciplinar precios, sería un mal modelo, por cuanto el sistema de chequeo de rentabilidad máxima consiste en una evaluación anual puntual, mientras las empresas invierten evaluando sus proyectos en un horizonte de mediano y largo plazo. En el Anexo 4 se presenta un modelo simple que muestra (para un caso donde la demanda crece en el tiempo) que la rentabilidad anual será menor al costo de capital al comienzo del ciclo del proyecto, pero mayor al costo de capital hacia el final del ciclo del proyecto, aun cuando el retorno del proyecto sea igual al costo de capital evaluado en el ciclo completo.

Lo anterior explica por qué se estableció un límite por sobre el costo de capital (de 3%-5% en la actualidad) para evaluar la rentabilidad anual de los concesionarios. De hecho,

para compensar rentabilidades muy bajas (e incluso negativas) en períodos en que un distribuidor está expandiendo sus redes y aún no tiene mucha demanda, fue necesario permitir rentabilidades anuales sobre el costo de capital durante otros años para compensar. El problema de esta medida radica en que resulta muy difícil determinar si el límite de costo de capital más 3%-5% de rentabilidad anual es suficiente o insuficiente para garantizar una rentabilidad normal sobre las inversiones en su vida útil. Este límite podría ser excesivo en un año determinado o en un horizonte de tiempo más amplio, permitiendo a las distribuidoras cobrar precios más altos y obtener ganancias extraordinarias o, por el contrario, insuficiente, impidiendo a las empresas obtener un retorno normal y desalentando así las inversiones en expansión y reposición de las redes.

La evidencia de rentabilidad efectiva de las distribuidoras de GN no es concluyente. En el caso de Metrogas en la Región Metropolitana, se evidencia una tendencia a la baja en su rentabilidad efectiva. Sin embargo, esta tendencia comenzó antes de la última modificación legal y no es claro que toda o parte de esta baja se pueda atribuir al chequeo de rentabilidad modificado por el cambio legal del 2017.³¹ Para las otras concesionarias, no existe una tendencia clara en cuanto a la evolución de su rentabilidad. Pero para distribuidores con redes en zonas de concesión más nuevas, es decir, en plena etapa de expansión, las rentabilidades son relativamente bajas e incluso negativas, como es de esperar.

Relacionado con lo anterior, otro problema con el sistema de chequeo de rentabilidad es que, para los años de baja demanda, cuando la rentabilidad es inferior al límite máximo, las distribuidoras podrían en principio cobrar precios más altos sin que el mecanismo de rentabilidad máxima lo limite.³² Por lo tanto, este mecanismo regulatorio podría evitar tarifas excesivas sólo cuando el límite está activo, siendo posiblemente muy permisivo en otros períodos.

Por otro lado, cuando el límite de rentabilidad máxima limita las tarifas que pueden cobrar las distribuidoras, éstas podrían evitar sobrepasar el límite aumentando la inversión en redes u otros activos más allá de lo económicamente justificable, generando ineficiencias económicas.³³

Otro problema relevante del esquema de chequeo de rentabilidad es que es una evaluación agregada, donde se suma la facturación de todos los clientes, tanto residenciales, comerciales e industriales, de un concesionario, segmentos de mercado

³¹ Ver la presentación de la CNE ante este Comité, del 28 de noviembre de 2022.

³² Si la demanda es estable en el tiempo (a diferencia del modelo del Anexo 4), entonces un límite de costo de capital más 3%-5% es claramente excesivo.

³³ Esto es análogo al efecto Averch-Johnson ampliamente conocido en la literatura especializada (Averch y Johnson, 1962). Para efectos del chequeo de rentabilidad, el artículo 33 de la LSG establece que la CNE puede definir la parte de los bienes de la empresa concesionaria que serán considerados eficientes, lo cual mitiga en parte este problema. Sin embargo, debido a la asimetría de información, esta atribución de la CNE puede que no elimine las ineficiencias. Como muestran Grifell-Tatje y Lovell (2003) para la industria eléctrica española, los reguladores (y sus consultores) no son muy aptos para determinar el uso relativo eficiente de insumos.

que poseen distinta intensidad competitiva. Lo anterior permite la discriminación de precios y el cobro de tarifas excesivas para aquellos segmentos con menor poder negociador. También podría facilitar el uso estratégico de los precios en algunos segmentos para evitar la entrada de competidores.

Con todo, entonces, el mecanismo de chequeo de rentabilidad máxima adolece de varias deficiencias, las que se pueden resumir en las siguientes:

- *El límite de rentabilidad anual de costo de capital más 3%-5% podría ser insuficiente o excesivo para garantizar tarifas competitivas.* El chequeo de rentabilidad es una evaluación anual, mientras que las empresa y reguladores evalúan los proyectos o fijan tarifas con un horizonte más amplio. Esto implica que el costo de capital más 3%-5% puede ser insuficiente para que un concesionario logre un retorno normal sobre sus inversiones en el mediano y largo plazo, sin gatillar el esquema de regulación de tarifas que contempla la Ley. Podría darse el caso que, incluso con tarifas competitivas, la rentabilidad de un concesionario supere este límite en algunos años, sin que este hecho sea indicativo de tarifas excesivas. A la inversa, también es posible que el límite de costo de capital más 3%-5% sea demasiado alto, permitiendo a los concesionarios fijar tarifas supra competitivas sin que esta regulación las limite.
- *En la práctica es muy difícil establecer si el límite de rentabilidad anual de costo de capital más 3%-5% es excesivo o insuficiente para una zona de concesión.* Lo anterior requeriría un estudio financiero con altos requerimientos de información.
- *Podría eventualmente generar ineficiencias en el uso relativo de insumos (entre capital y otros insumos), o una sobreinversión en capital.* Cuando un concesionario está cerca del límite de rentabilidad máxima, invertir en activos incrementales genera un beneficio adicional al convencional, al reducir la restricción de rentabilidad. Esto puede incentivar un uso excesivo de capital en relación con otros insumos. Las atribuciones de la CNE, en virtud del art.33 de la LSG, permiten mitigar en parte este riesgo, sin embargo, no completamente.
- *Permite la discriminación de precios entre tipos de consumidores e incluso el uso de estrategias de precios que desincentivan la entrada de eventuales competidores.* Esto por cuanto el chequeo de rentabilidad es una evaluación agregada del concesionario, donde se suma la facturación de clientes residenciales, comerciales e industriales. Por esto, este Comité recomienda como medida de corto plazo lo señalado referente a discriminación de precios en la sección III.8 de este informe.

Finalmente, hasta donde conoce este Comité, no existe un sistema análogo de regulación en la práctica comparada internacional. Por lo tanto, para fijar tarifas se recomienda reemplazar el esquema de rentabilidad máxima por un esquema regulatorio más convencional tal como se detalla más adelante en este capítulo.

2. Regulación por Empresa Modelo

Una segunda alternativa para fijar tarifas sería determinarlas mediante el esquema de empresa modelo que parte de cero (indistintamente, “empresa eficiente”), que es la forma tradicional de regulación de servicios de utilidad pública en Chile. Este sistema se usa en la fijación de tarifas del sector sanitario, distribución eléctrica y es el sistema que contempla la propia LSG cuando la rentabilidad de una distribuidora sobrepasa el límite máximo y se gatilla la fijación de tarifas (o en el caso de la región de Magallanes y la Antártica Chilena, el mecanismo actual aplicado).

Si bien el esquema de empresa modelo ha cumplido un rol importante en el desarrollo de las industrias de utilidad pública en los últimos 40 años en Chile, adolece de deficiencias que se deben considerar y que no hacen recomendable, según se verá, su mantención como modelo de referencia. Antes, sin embargo, es menester describir qué es exactamente el sistema de regulación por empresa modelo y cuáles son sus características.

La LSG en su Párrafo 3 referido al “Procedimiento de Fijación de Tarifas” establece que el Valor Agregado de Distribución (VAD) para el servicio de gas se determinará de acuerdo a lo siguiente:

“Artículo 40-C. La estructura, nivel y mecanismo de indexación de las tarifas del VAD y de los servicios afines serán establecidos sobre la base del costo total de largo plazo respectivo.

La metodología de cálculo del VAD será detallada en las bases técnicas y administrativas por la Comisión [Nacional de Energía], a que hace referencia el artículo 40-M.

Se entenderá por costo total de largo plazo el monto equivalente a la suma de los costos de explotación y de 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. El cálculo considerará el diseño de una empresa eficiente que inicia operaciones al comienzo del período tarifario, que realiza las inversiones necesarias para proveer a todos los consumidores de los servicios involucrados e incurre en los costos de explotación propios del giro de la empresa.

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.”

La esencia del mecanismo regulatorio de empresa modelo está contenido en este artículo, que es similar al que se incluye en la legislación sanitaria y en la eléctrica, y consiste en dos elementos interrelacionados:

1. **La provisión eficiente de los servicios.** Esto es, las inversiones se limitan a las “necesarias” para proveer el servicio a todos los consumidores sujeto a la calidad y seguridad establecida por la normativa vigente. Los costos deben ser los “indispensables” para proveer el servicio y la tecnología debe ser la más eficiente disponible al momento del desarrollo del estudio de empresa modelo.

El objetivo de lo anterior es que las tarifas no deben avalar ineficiencias de la empresa real. En cierta forma, la empresa real “compite” con los costos de la empresa modelo. Si logra ser más eficiente, obtiene un beneficio al tener una rentabilidad mayor a la normal. Pero como se discutirá más adelante, por definición, es muy difícil que la empresa real tenga costos más bajos que la empresa modelo si ésta se define correctamente.

Que las tarifas se fijen en función de costos eficientes no es exclusivo del esquema de empresa modelo. Hace décadas que los reguladores en el Reino Unido utilizan técnicas de eficiencia comparativa (o *benchmarking*), y otras metodologías, para definir los costos e inversiones eficientes de los proveedores de servicios sanitarios, eléctricos y de GN. Estos costos se utilizan para fijar tarifas en reemplazo de los costos de la empresa real.³⁴ Incluso en el sistema de regulación por tasa de retorno (*cost-plus*), donde los costos de la empresa real son utilizados para fijar tarifas, es común que los reguladores ajusten los activos de la empresa real para eliminar ineficiencias que no deben ser traspasadas a las tarifas que pagan los clientes.³⁵

Lo que distingue a la empresa modelo de las prácticas en países como el Reino Unido es lo drástico que resulta el esquema en eliminar o modificar activos de la empresa real al definir la empresa modelo que parte de cero.³⁶ Esto es lo que Fischer y Moreno (2023) llaman una empresa optimizada sin historia (*Greenfield*), en comparación a incorporar mejoras de eficiencia a una empresa existente (*Brownfield*). La práctica en otros países es lo segundo, mientras que en Chile lo primero.

Lo anterior no es menor. Como argumentan Fischer y Moreno (2023), es casi imposible que una empresa real, por muy eficiente que sean sus decisiones de

³⁴ En el caso del gas, la regulación ha evolucionado a lo que se denomina RIIIO. Ver Anexo 6.

³⁵ Ver Laffont y Tirole (1993) y Fischer y Moreno (2023).

³⁶ Por ejemplo, cambios tecnológicos que disminuyen el valor de reemplazo de los activos tienen un efecto inmediato en la siguiente revisión de tarifas. Por otro lado, activos que quedaron inutilizados (o “*stranded assets*”) se eliminan de la empresa modelo. Ambos elementos agregan una cuota mayor de riesgo a las empresas reguladas por el esquema de empresa modelo en comparación a las alternativas, lo que justifica definir un costo de capital más alto cuando se regula por este mecanismo.

inversión y producción, alcance los costos de una empresa eficiente que parte de cero. Esto por varios motivos. Primero, porque la empresa que parte de cero se puede diseñar sin ninguna restricción, usando la tecnología y configuración de activos óptimos en el momento en que se diseña. En contraste, la empresa real tiene una historia y sus decisiones óptimas en cada momento del tiempo estarán condicionadas por la configuración de activos heredada del pasado. Aun cuando en cada momento del tiempo, sus decisiones son eficientes, después de un tiempo tendrá costos superiores a una empresa diseñada desde cero en el futuro. Segundo, y relacionado con lo anterior, si hay incertidumbre, el problema anterior se exagera. Las decisiones bajo incertidumbre deben evaluarse antes que se resuelva esta incertidumbre, no ex-post. Una decisión de inversión en el pasado pudo haber sido óptima y razonable con la información disponible en ese momento, pero con posterioridad resultó ser inadecuada. En la práctica regulatoria chilena, esta inversión sería considerada como ineficiente y se modificarían estos activos al definir la empresa eficiente. Pero eso no significa que la empresa real haya sido ineficiente.

Estos problemas, más los riesgos de obsolescencia y la fluctuación en el precio de los insumos, hacen que el sistema chileno sea particularmente riesgoso.³⁷ Si el sistema ha funcionado hasta ahora se debe a errores conceptuales o elementos que favorecen a la empresa y que compensan el déficit que generaría tarifificar en base a un *benchmark* adecuado.³⁸ Como señalan Fischer y Moreno (2023), el sistema de empresa modelo no permite discernir si un mal (buen) resultado de una empresa real se debe a la ineficiencia (eficiencia) o a errores en el diseño de la empresa modelo.

Por otro lado, en la práctica en Chile se suele utilizar información de expertos (consultores) para definir la empresa modelo. En países como el Reino Unido se reconoce que existe una asimetría de información entre el regulador (o sus consultores) y la empresa regulada, que impide conocer con certeza los costos eficientes que podría alcanzar esta última. Entonces, se utilizan mecanismos ("*benchmarking*", menú de opciones) para que las empresas revelen con el tiempo las eficiencias que pueden alcanzar.³⁹

Relacionado con lo anterior, al definir una empresa que parte de cero, la empresa modelo es una ficción muy alejada de la empresa real, transformándose en un ejercicio complejo y de escasa utilidad para guiar a la empresa y al regulador por

³⁷ Esto debería reflejarse en un costo de capital más alto para invertir en estos sectores en Chile que en otros países con otros sistemas de regulación. Esto puede racionalizar la fijación por ley de un valor mínimo al costo de capital. En el caso del gas es 6%. La legislación de otros sectores regulados por un esquema de empresa modelo, como el sanitario y de distribución eléctrica, también consideran un valor mínimo para el costo de capital.

³⁸ Entre estos elementos se puede incluir el uso de costos de capital bastante altos en comparación a las usadas en otros países debido, a los pisos que establecen las diferentes leyes sectoriales para este parámetro.

³⁹ Sobre estos temas ver Gómez-Lobo (2007) y Grifell-Tatje y Lovell (2003).

una senda de mejora. Además, esta característica genera discusiones bizantinas sobre la definición de la empresa que parte de cero. Por ejemplo, si debe o no incluir el costo de rotura y reposición de pavimentos en una ciudad ya urbanizada. Además, fuerza al regulador (o a sus consultores) a tener que microgestionar la empresa regulada, al tener que definir con mucho detalle la conformación eficiente de activos de la empresa, el organigrama, el uso de recursos humanos, el precio de todos los insumos, etc. Todo lo anterior exacerba los problemas de asimetría de información entre el regulador y la empresa regulada.

2. El segundo elemento que distingue a la empresa modelo con respecto a la práctica en otros países del mundo es que **la tarifa corresponde al costo total de largo plazo**. Al definir una empresa que parte de cero y una evaluación de largo plazo (15 años en el caso de gas y 35 en el caso de agua potable y saneamiento) implícitamente se tarifica al costo total (o medio) de largo plazo. En el caso de la LSG, lo señala explícitamente, como queda de manifiesto en el Artículo 40-C citado más arriba.

Para entender mejor este punto, desarrollamos un ejemplo. Supongamos que las tarifas se fijan cada 5 años. Para abstraernos de temas relacionados con los efectos de ineficiencias, cambio tecnológico, obsolescencia y cambios en el precio de los activos que se discutió anteriormente, suponemos que el valor de reemplazo de los activos de la empresa modelo es idéntico a lo que invierten los dueños de la empresa real en el período 0, igual a $K_0 = \$500$. El valor de reemplazo de los activos se mantiene inalterado durante todo el período de evaluación y suponemos que estas inversiones se deprecian linealmente en 10 años. Al año 10 hay que reemplazar los activos y volver a invertir $K_{10} = \$500$. Suponemos que la demanda es constante e igual a 10 unidades. Finalmente, el costo de capital es de 5%.

Con esta información, de acuerdo con la forma como se calculan las tarifas en Chile, en cada revisión de tarifas se obtiene el precio p que resuelva la siguiente condición:

$$\sum_{t=1}^{15} \frac{(p - c) \cdot Q_t}{(1 + r)^t} - K_0 - \frac{K_{10}}{(1 + r)^{10}} + \frac{K_{15}}{(1 + r)^{15}} = 0$$

donde K_{15} es el valor residual de los activos.⁴⁰ Según los parámetros del problema, la solución es $p = 13,6$. Como se supone que las inversiones definidas son eficientes y no hay cambios en el valor de reemplazo, ni en los otros parámetros, en las tres revisiones el precio definido sería el mismo $p_1 = p_2 = p_3 = 13,6$.

A diferencia de lo que se hace en Chile, en un país como el Reino Unido, se calcularía la tarifa en cada período según las inversiones (netas de depreciación)

⁴⁰ Esta fórmula implica que la empresa cubre sus costos operativos (OPEX) y también un retorno sobre sus inversiones y la depreciación de los activos (CAPEX).

que efectivamente ha incurrido la empresa, según la siguiente condición de cambio en el tiempo:

$$K_t = K_{t-1} + I_t - D_t$$

donde I_t es la inversión realizada (al final del año t) y D_t es la depreciación de los activos. Bajo este esquema, en cada revisión tarifaria, la tarifa resuelve la siguiente condición:

$$\sum_{t=1}^5 \frac{(p-c) \cdot Q_t}{(1+r)^t} - K_0 + \frac{K_5}{(1+r)^5} = 0$$

donde K_5 es el valor de los activos netos de la depreciación al final del período de cinco años. Los precios que resuelven esta condición según los parámetros del problema serían $p_1 = 14,0$; $p_2 = 12,8$; $p_3 = 14,0$.

Comparando estos precios con los que se obtienen con el esquema de empresa modelo, se puede ver que el precio en Chile sería menor a la alternativa durante el primer y tercer período tarifario, y mayor a la alternativa entre el año 6 y 10. En valor presente los costos y los ingresos son los mismos, pero están distribuidos en forma distinta en el tiempo. La razón de esta diferencia es que en un caso se usa una regla de depreciación (lineal en el ejemplo) para definir el valor residual de los activos, mientras que, en el caso de Chile, la regla de depreciación sólo afecta el valor residual de los activos al final, cuando ya pesan menos en la evaluación. Como enfatizan Bustos y Galetovic (2007), generalmente las reglas de depreciación que se utilizan en la práctica (aceleradas o lineales) no son iguales a las económicas (donde la depreciación es más alta al final) permitiendo que el método chileno defina tarifas que equivalen al costo medio de largo plazo, mientras que, con el método alternativo, las tarifas fluctúan en el tiempo en función del valor de los activos netos de depreciación en cada período tarifario.

El esquema de empresa modelo que parte de cero permite tarifificar a costo medio de largo plazo, lo cual es eficiente desde una perspectiva de asignación de recursos. Sin embargo, esta ventaja suele exagerarse. En industrias de servicios básicos, donde la demanda suele ser inelástica, los costos sociales de tarifificar a un precio distinto al costo medio de largo plazo son pequeños. Además, en la práctica, los reguladores que usan el método alternativo muchas veces modifican las reglas de depreciación para reducir las fluctuaciones de tarifas en el tiempo.

Las eventuales ventajas de tarifificar a costo medio de largo plazo, probablemente pequeñas, como se argumentó anteriormente, deben ser sopesadas con sus posibles inconvenientes.

Uno es que bajo el esquema de empresa modelo las tarifas y los ingresos de la firma real se independizan de las inversiones efectivamente realizadas en la empresa. En nuestro ejemplo, la tarifa en los años 6 a 10 sería de 13,6, cuando con el método alternativo es de 12,8. La razón es que, durante este período, los activos de la firma real se han depreciado y aún no se realiza la inversión del año diez (K_{10}

= \$500). Por lo tanto, en el caso de la empresa modelo, la firma no obtiene un retorno por lo efectivamente invertido en cada período (obtiene menos en los períodos 1 y 3, y obtiene más en el período 2). Si bien en el largo plazo (y todo lo demás constante), estas diferencias se compensan, nada garantiza que estas inversiones se hagan. El método alternativo permite entregar a la empresa un retorno de los efectivamente invertido en la empresa real, sin adelantar retornos sobre inversiones futuras.⁴¹ En opinión de un académico de la Universidad de Cambridge entrevistado por este Comité, los consumidores están más interesados en que la firma obtenga un retorno normal sobre lo efectivamente invertido por la firma en cada período, que en los supuestos beneficios en la asignación de recursos al tarifificar a costo medio de largo plazo.⁴²

3. Esquema Alternativo de Fijación de Precios

El sistema de regular tarifas en base a una empresa modelo que parte de cero tiene una tradición de décadas en Chile y está ya codificado así en la LSG. Por lo que la alternativa más obvia para regular peajes o tarifas en el sector sería aplicar esta regulación. Sin embargo, como se discutió más arriba, **el esquema de empresa modelo tiene serios inconvenientes que no lo hacen recomendable y que sugieren la necesidad de evaluar otras opciones.**

Así, la alternativa propuesta por este Comité es un sistema de tarificación en base al valor de las inversiones efectivamente materializadas en cada periodo tarifario (con ajustes por eficiencia tipo *brownfield*). Este sistema asegura que los financistas obtengan un retorno sobre lo que efectivamente ha invertido en la empresa dentro del período de tarificación, reduciendo los riesgos que enfrentan, lo que justificaría una reducción en el costo de capital (más sobre esto más abajo).

Esta es la forma en que se fijan tarifas en otras jurisdicciones, incluyendo el Reino Unido.⁴³ En cada período tarifario se determinan las tarifas de acuerdo con la ecuación:⁴⁴

$$\sum_{t=1}^5 \frac{(p-c) \cdot Q_t}{(1+r)^t} - K_0 + \frac{K_5}{(1+r)^5} = 0$$

⁴¹ Esto puede ser muy relevante respecto a las inversiones de reposición de infraestructura.

⁴² Michael Pollit, presentación al Comité de Gas Natural el 18 de enero de 2023.

⁴³ Como se explica en el Anexo 6, en este país, la regulación de gas y electricidad ha evolucionado hacia un esquema más complejo denominado RIIO. Sin embargo, la esencia del modelo financiero para determinar tarifas es el que se explica aquí.

⁴⁴ Esto supone períodos tarifarios de 5 años. La LSG en Chile define períodos de 4 años, mientras que con RIIO en el Reino Unido se ha extendido a 8 años. Esta ecuación implícitamente remunera al capital con la tasa r e incluye un gasto de depreciación anual.

donde el regulador debe determinar una regla de depreciación, ajustar el valor de los activos por ineficiencias y proyectar costos operativos eficientes.

Dentro de este esquema hay varios aspectos adicionales que se deben distinguir:

6. *Base regulatoria de activos (RAB*, por su sigla en inglés). Se debe remunerar el valor de las inversiones efectivamente materializadas en cada periodo tarifario (con ajustes por eficiencia tipo *brownfield*). Adicionalmente, todos los años la RAB debe ser actualizada con los aumentos de instalaciones eficientes y con los retiros de aquellas instalaciones que hayan dejado de prestar el servicio de distribución, para lo cual las empresas deberán presentar periódicamente sus propuestas de expansión, acompañadas de un informe de un tercero independiente. La autoridad deberá aprobar las inversiones que se incluirán en el nivel tarifario, debiendo existir un procedimiento de ajuste de las inversiones proyectadas al fijar tarifas y las que efectivamente se ejecutan en el período tarifario. Una vez sancionadas por la autoridad, dichas inversiones pasan a formar parte del RAB de los siguientes períodos (netos de su depreciación acumulada) sin que estos activos puedan ser optimizados o revalorizados en el futuro.⁴⁵ Esto es, una vez aprobadas los proyectos de inversión estos se contabilizan a costo histórico (más reajustes por inflación).

La propuesta anterior no está exenta de riesgos, como indica la experiencia española, donde los consumidores de gas siguen pagando en las tarifas una remuneración de inversiones en terminales y gasoductos realizadas hace dos décadas, que en su momento fueron sancionadas por la autoridad, pero que con posterioridad resultaron ser excesivas cuando el aumento previsto en la demanda no se materializó (Banal-Estañol, 2022).⁴⁶ Fischer y Monero (2023) reportan algo análogo en la industria eléctrica del Reino Unido con el reactor nuclear Hinkley Point C. Por lo tanto, es fundamental desarrollar procesos que minimicen estos riesgos. Por ejemplo, que las posibles inversiones cuenten con estudios de costo-beneficio, que exista un panel asesor independiente que revise dichos estudios y emita un informe con su opinión y recomendaciones, e implementar instancias participativas de planificación (*stakeholder engagement* en palabras de Fischer y Moreno, 2023).

7. *Price-cap versus revenue-cap*. En las fijaciones de tarifas en Chile se suele definir un precio por unidad (metros cúbicos en el caso de agua, por ejemplo). Esto es lo que se denomina un "*Price-cap*" en la literatura regulatoria. Pero como estos

⁴⁵ Fischer y Moreno (2023) proponen un esquema como el descrito aquí, pero sólo para infraestructura y obras consideradas estratégicas. Para las obras no estratégicas proponen mantener un esquema similar al actual (empresa modelo), pero con una corrección para evitar el incentivo al subdimensionamiento de las obras en el sistema de empresa modelo *greenfield*.

⁴⁶ Relacionado con este riesgo es la posible presencia del efecto Averch y Johnson (1962). Si la tasa de costo de capital determinada para fijar tarifas es mayor al verdadero costo de capital que enfrentan los inversionistas, el concesionario tendría incentivos a sobreinvertir en la empresa.

precios se definen sobre la base de una proyección de la demanda, la empresa es quien asume los riesgos de desviaciones de la demanda de su proyección original. Sin embargo, este mismo hecho, más las economías de escala que caracterizan las industrias por redes, pueden generar incentivos a usar las proyecciones de demanda en forma estratégica en el proceso de revisión de tarifas. Si se usa una demanda proyectada menor, los costos medios son más altos y, en consecuencia, la tarifa también. Luego, si la demanda efectiva es mayor a la proyectada, la empresa obtiene una ganancia extraordinaria. Incluso, si este comportamiento no está presente (o el regulador puede proyectar la demanda con suficiente precisión), el hecho de que la empresa enfrente los riesgos de desviaciones de la demanda de su proyección original, eleva la prima por riesgo en el costo de capital exigido para financiar a la empresa.

La alternativa es lo que se denomina un “*Revenue-cap*” donde lo que se fija son los ingresos que deben generar las tarifas para los niveles de demanda proyectados. Si la demanda efectiva difiere de la proyectada, entonces se hace un ajuste a las tarifas del siguiente año para compensar. Esto elimina el incentivo a usar las proyecciones de demanda en forma estratégica durante el proceso de revisión de tarifas. Para que la empresa tenga incentivos a aumentar su demanda (si es que esta depende de acciones comerciales u de otro tipo), los ingresos adicionales de aumentos de demanda (o los déficits en caso de reducciones en la demanda) se pueden compartir entre los consumidores y la empresa. En otras palabras, los ajustes a las tarifas, a finales de cada año, no tiene por qué ser una compensación completa de los efectos de variaciones en la demanda

8. *Contabilidad regulatoria.* La propuesta de fijación de tarifas de este informe requiere de un sistema de contabilidad regulatoria que le permita al regulador conocer con precisión los ingresos, gastos operativos y de mantención, inversiones y otros aspectos de las actividades reguladas, así como información de actividades no reguladas. Como el énfasis del esquema de empresa modelo es en una empresa ficticia, no la empresa real, en la práctica regulatoria chilena se ha descuidado hasta cierto punto el desarrollo de los sistemas de contabilidad regulatoria. Debido a la importancia de este tema para la propuesta de este Comité, los requerimientos de información para aplicar dicha propuesta se abordan en una sección aparte al final de este capítulo.

Se recomienda *revisar el piso de 6% en la determinación del costo de capital.* En la actualidad el principal riesgo que enfrenta la empresa real sujeta a tarificación es justamente el modelo de empresa eficiente que parte de cero, el que no permite asegurar que las inversiones eficientes en que la empresa real ha incurrido sean adecuadamente remuneradas. Dado que nuestra recomendación es reemplazar este modelo regulatorio por uno que asegure la adecuada remuneración de estas inversiones eficientes, no creemos que exista en adelante, y en caso de efectuarse este cambio de mecanismo regulatorio, justificación económica para este piso de rentabilidad bajo un sistema regulatorio como el descrito. En este caso, el único riesgo regulatorio que enfrentaría la empresa real sería el de posibles

comportamientos oportunistas de parte de un regulador que no cuente con adecuados mecanismos de control sobre sus actos. Para descartar esta hipótesis, se sugiere la necesidad de revisar la actual orgánica e institucionalidad regulatoria del sector, a efectos de asegurarnos de que estos riesgos no existan.

Menú de opciones. La teoría económica indica que el contrato óptimo bajo condiciones de asimetría de información entre un regulador y la empresa regulada es el uso de un menú de opciones, donde la empresa (sobre la base de la información privada que tiene sobre su potencial de reducir costos) elige la opción que más le convenga.⁴⁷ Esto permite filtrar en forma óptima a empresas de alto costo de empresas de bajo costo potencial.

Por décadas la práctica regulatoria no ha adoptado las lecciones de la economía de regulación en este aspecto. Sin embargo, esto está cambiando. Por ejemplo, en el Reino Unido, a partir de la última actualización de su modelo de regulación de tarifas para los mercados del Gas y la electricidad (RIIO), se ofrece un menú de opciones a las empresas, siguiendo lo establecido por la teoría.

Una forma de aplicar algo similar en Chile sería variando los plazos entre revisiones tarifarias. Por ejemplo, el regulador puede ofrecer una tarifa con un período regulatorio de cuatro años, pero también ofrecer una tarifa más baja, pero con el compromiso que la siguiente revisión de tarifas sería en ocho años. Sólo las empresas que tienen el potencial de bajar mucho sus costos (lo que es información privada) optarán por la segunda opción. Así, parte de las ganancias de las eficiencias de esta empresa se traspasan a los clientes.

9. Cualquier cambio como el propuesto en esta sección enfrentaría una serie de problemas de transición. En primer lugar, está la pregunta de cómo definir el RAB (Base de Activos Regulatorios o K_0) en la primera revisión de tarifas.⁴⁸ Una alternativa razonable es usar el VNR de los activos de la última revisión de rentabilidad máxima. En segundo lugar, la regulación de peajes o tarifas, cuando corresponda, no debe desincentivar la inversión en nuevas redes. En este escenario, es posible que la baja demanda inicial no permita a la empresa obtener los ingresos definidos en el proceso de revisión de tarifas, por muy eficiente que sea. Este problema se puede superar de varias maneras. Por ejemplo, definiendo un monto muy bajo de depreciación durante la primera o las primeras revisiones tarifarias.⁴⁹ También se puede decidir que los déficits razonables entre los ingresos efectivos de la empresa con la demanda inicial baja y los ingresos que la empresa tenía derecho a percibir de acuerdo a la revisión de tarifas, se capitalizan

⁴⁷ Ver Baron y Myerson (1982) y Laffont y Tirole (1986).

⁴⁸ En el Reino Unido esto se decidió por la vía judicial en muchos casos.

⁴⁹ Esto tiene como consecuencia que los ingresos que la firma puede recuperar durante estas primeras revisiones sean más bajos, más fácil de alcanzar con la demanda inicial. Además, esta alternativa hace que el RAB de las siguientes revisiones sean más altos, con lo que la firma recupera su inversión en el futuro.

en el RAB para la siguiente revisión. Así, la empresa recupera este déficit en el futuro.⁵⁰

4. Requerimientos de información para aplicar la propuesta regulatoria

La fijación de tarifas en industrias reguladas requiere de sistemas de información diseñados específicamente para esta actividad. La información de los estados financieros de las empresas reguladas, si bien pueden ser útiles, no es suficiente para una regulación tarifaria efectiva, por los siguientes motivos:⁵¹

- Los estados financieros convencionales no desagregan la información entre actividades reguladas y no reguladas de una firma.
- Los criterios contables pueden diferir entre las diversas empresas del sector regulado, lo que dificulta la aplicación de técnicas de *benchmarking* o competencia por comparaciones para determinar costos eficientes.
- Las reglas de valoración y reconocimiento contable de ciertos ingresos y costos en los estados financieros pueden diferir de los requeridos para la regulación tarifaria. Un ejemplo son proyectos de inversión que aún no entra en operación y el tratamiento de los costos financieros de proyectos de largo plazo.
- Los criterios contables convencionales para asignar costos comunes entre distintas actividades (especialmente reguladas y no reguladas) no son necesariamente los requeridos por un regulador. Una empresa regulada tendrá incentivos de asignar la mayor cantidad de costos comunes a las actividades reguladas.
- La regulación también requiere de información sobre un conjunto de variables físicas (activos, consumos por tipo de cliente, empleados, uso de insumos) y de calidad de servicio que generalmente no se registran en los sistemas de reportes financieros.

Entonces, para la eficacia de la labor regulatoria resulta necesario complementar los sistemas de información financiera con sistemas diseñados específicamente para las tareas regulatorias. En Chile se ha avanzado en el desarrollo de estos sistemas en los distintos sectores regulados, pero debido al énfasis puesto en una empresa modelo ficticia estos sistemas no son adecuados para el esquema de regulación que se propone en este informe. Por ejemplo, en el caso del sector de GN, si bien se cuenta con información de los activos físicos de los concesionarios, no se registra el valor monetario de estas inversiones, ni tampoco información periódica de los gastos de operación y mantenimiento. Esta información es necesaria para determinar la base de activos regulados (RAB o *Regulatory Asset Base*), entre otros usos.

⁵⁰ Esto es lo que se hizo en Irlanda del Norte para fomentar la inversión en nuevas redes.

⁵¹ Ver Rodríguez-Pardina, Schlirf y Groom (2008).

De adoptar el esquema regulatorio propuesto por este Comité, se recomienda desarrollar un sistema de contabilidad regulatoria, con las siguientes características:

- Que registre información contable, tanto física como valores monetarios, de todas las partidas requeridas para la fijación de tarifas. Esto incluye los gastos de operación y mantención, e inversiones, entre otras variables.
- Que tenga una periodicidad regular, todos los semestre o años, por ejemplo.
- Que separe adecuadamente los gastos relacionados con diversas actividades, y muy especialmente aquellas reguladas de las no reguladas. Las reglas de asignación de gastos comunes deben ser establecidas por el regulador (o no se asignan y se contabilizan en una partida separada).
- Con el fin de garantizar la homogeneidad de la información y la comparabilidad entre empresas, los criterios contables deben ser los mismos para todas las concesionarias, definidos en manuales o guías contables. Dichos criterios deben ser adecuados para la labor de regulación y pueden diferir, tanto en su nivel de desagregación, como en los criterios adoptados, de las normas contables financieras o tributarias.

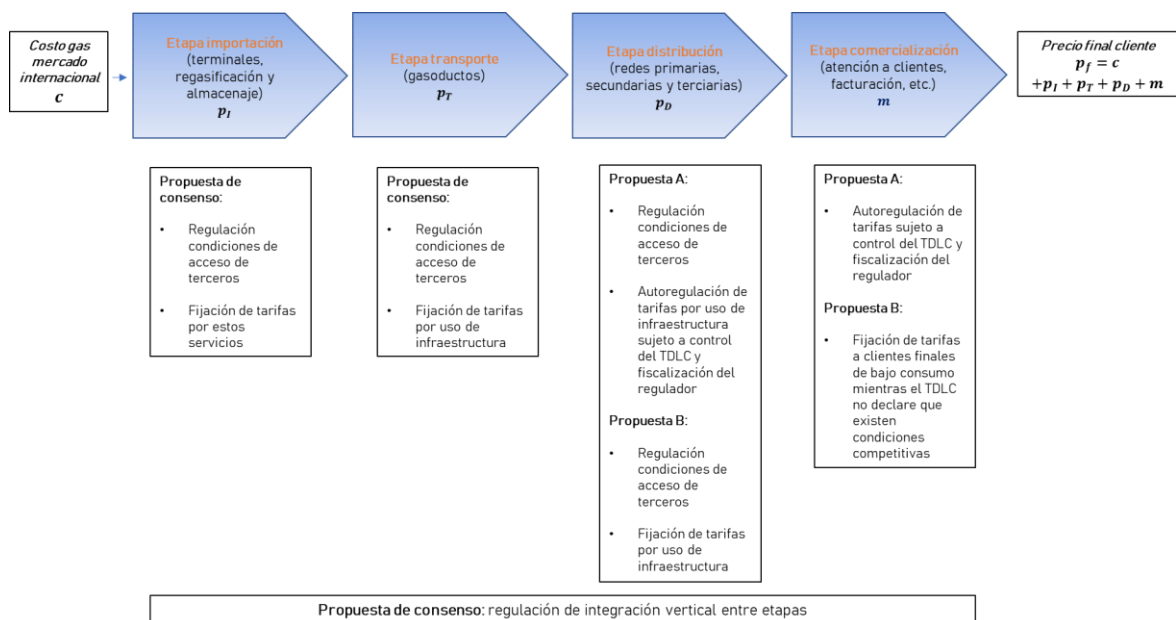
Definir con mayor detalle el sistema de contabilidad regulatoria sobrepasa los alcances del presente informe. Sin embargo, **se recomienda evaluar la viabilidad de contar con la asistencia técnica de algún organismo multilateral (por ejemplo, del Banco Mundial) para transferir conocimientos y experiencias de otros países para el desarrollo de este sistema.**

VI. RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

Aun cuando en cada capítulo se presentan las respectivas conclusiones, consideramos adecuado replicar en este capítulo final las principales recomendaciones de política pública para la industria del GN en Chile que se extraen del trabajo de este Comité.

La Figura VI.1 resume las principales recomendaciones de política que se desarrollan en el Informe, las que hemos separado por segmento de la industria de GN. En lo que sigue, detallamos dichas propuestas.

Figura VI.1: Resumen de Recomendaciones de Política⁵²



Fuente: Elaboración propia.

Es relevante precisar que en la transición a realizar las modificaciones sugeridas por este Comité que requieren cambio legislativo y mientras se realiza el proceso de revisión en el TDLC, se recomienda mantener los mecanismos regulatorios existentes fortaleciendo la fiscalización del Art. 30 de la LSG.

⁵² Al referirse a fijación de tarifas para uso de infraestructura, podría aplicarse un price cap o revenue cap, tal como se describe en el capítulo V.3.

1. Mejorar la Competencia y la Regulación en la Industria de GN

En primer lugar, respecto de la competencia que produce la existencia de posibles sustitutos a nivel de los clientes finales, entregamos una serie de recomendaciones que surgen de analizar la escasa evidencia disponible acerca del escenario competitivo de distintos segmentos del mercado del GN.

Este Comité ha constatado que existe algún grado de competencia entre el GN y otros combustibles, especialmente en clientes industriales y en residenciales para calefacción, pero no existen antecedentes suficientes para afirmar que estos niveles de competencia disciplinan de manera adecuada los precios del GN. Adicionalmente, no pareciera haber evidencia de la existencia de sustitutos fuertes del GN para el caso de los clientes residenciales en usos distintos a la calefacción, de modo que estos fueran capaces de competir con el GN y disciplinar sus precios para este segmento de mercado y en dichos usos.

Una consecuencia de dicha constatación es nuestra primera recomendación que vemos de rápida implementación, pues no requiere modificación normativa alguna. Sugerimos que se fiscalice efectivamente el cumplimiento del artículo 30 de la LSG relativa a la obligación de no ejercer discriminaciones de precios injustificadas entre clientes, dándose cuenta de los resultados de esta fiscalización por parte de las autoridades actualmente encargadas de supervisar su cumplimiento en un plazo breve. En este caso, al no considerarse una modificación de carácter legal, lo que recomendamos es que la SEC, organismo actualmente encargado de la supervisión del cumplimiento de esta norma, y en uso de sus facultades generales, establezca un procedimiento interno de revisión y evaluación de la información recibida de parte de las empresas, y en caso de considerar que las mismas no están cumpliendo con lo establecido en el citado artículo 30, ordene a las empresas el ceñirse a la normativa, utilizando para esto sus facultades ordinarias.

Una segunda recomendación, que sí requeriría un cambio normativo, es modificar el citado artículo 30 de la LSG. Para estos efectos, recomendamos que se modifique la actual norma de modo que se eviten prácticas de discriminación arbitrarias. En particular:

- Considerando que la actual norma resulta laxa para impedir diferentes tipos de discriminaciones de precios no justificadas entre clientes de distintas categorías y con distintos niveles de consumo, se recomienda que en la misma se establezca que toda diferencia de precios entre clientes, ya sea por motivos de volumen, ubicación geográfica o cualquier otra, debe ser adecuadamente justificada; en este caso, creemos además que en la práctica se deberá analizar de manera explícita las políticas comerciales de promociones y descuentos aplicadas por las empresas, en especial, aquellas relacionadas con descuentos, por el pago por adelantado del servicio para calefacción, incluida la estructura de estas promociones.
- La norma actualmente vigente sólo exige informar a la SEC de los cambios de precios. Para hacer una fiscalización efectiva en la línea de evitar discriminaciones

arbitrarias, se recomienda exigir que las empresas deban presentar por adelantado sus pliegos de precios, pero no a la SEC sino a la CNE,⁵³ y en una base semestral, la que deberá verificar que los mismos cumplan con los criterios señalados. En caso de que la CNE detectara que los pliegos no cumplen con los criterios impuestos, así lo informará a la empresa, en un plazo no mayor a 30 días hábiles. Si la empresa quisiera modificar un precio en un momento distinto, podrá informarlo a la CNE, la que en todo caso podrá establecer, a posteriori, que el precio no cumplía con los criterios y ordenar que el mismo sea modificado. La ley deberá señalar, a su vez, que la fiscalización de estas obligaciones corresponderá a la SEC de acuerdo a sus facultades ordinarias. De esta resolución de la CNE la empresa podrá recurrir ante el Panel de Expertos.

Una segunda constatación de este Comité es que con una adecuada regulación es posible imprimir más competencia en esta industria. La experiencia internacional muestra que la entrada de terceros oferentes de GN, que utilizan la infraestructura existente tanto en transporte como en distribución, podría ser instrumental para cumplir con este objetivo.

Por ende, los miembros del Comité consideramos que, con el fin de aumentar la competencia en el mercado, se debería regular un peaje (o cargo por uso de red) y condiciones de acceso en aquellos segmentos necesarios para proveer el servicio de distribución de gas, que posean características de monopolio natural o facilidades esenciales, con el fin de permitir la entrada de nuevos oferentes.

En concreto, se debe garantizar el acceso a facilidades esenciales como los terminales, centrales de regasificación y las redes de transporte de GN. Además de establecer las condiciones de acceso e interconexión, se deben fijar una tarifas o peajes para estos servicios que permita a terceros usar esta infraestructura.

En cuanto a las redes de distribución de GN, también recomendamos que se determine una tarifa de interconexión o peaje con la distribuidora, permitiendo así que terceros utilicen la red de distribución de los *incumbentes* existentes, imponiendo la obligación de interconexión y determinando un peaje objetivo, transparente y no discriminatorio que remunere el acceso a la red.

Algunos de los expertos consideran que, en vista de la baja penetración actual de redes de GN a nivel nacional, y con el objetivo de no desincentivar inversiones tendientes a su expansión, debería permitirse, en principio, un régimen de auto regulación de las tarifas de peajes y con criterios claros de calidad de servicio. Lo anterior deberá cumplir con los criterios de objetividad, transparencia y no discriminación ya señalados. Para el caso de las tarifas de distribución para clientes finales, consideran que éstas deberían, en principio, quedar sólo sujetas al régimen de control establecido en el artículo 30, mejorado de acuerdo a lo señalado en los párrafos previos y a la espera de un pronunciamiento del TDLC según se describe a continuación.

⁵³ Basamos nuestra recomendación en el hecho que la CNE es la autoridad con mayor experiencia e información en materias tarifarias en los sectores de energía en Chile.

Estos miembros del Comité concuerdan, sin embargo, en que, ante el riesgo de que esta auto regulación o régimen de tarifas libres no discriminatorias (artículo 30) no sea suficiente para, por una parte, incentivar la expansión de la red, y por la otra, evitar conductas anticompetitivas en la fijación de peajes por el uso de la red de distribución o en las tarifas a clientes finales, debe establecerse un mecanismo de control periódico por parte de los organismos de defensa de la libre competencia. Tal mecanismo implicaría una revisión al menos cuatrienal de las condiciones competitivas del mercado y, de no ser cumplidas, daría lugar a la aplicación de un régimen de regulación del tipo recomendado en el capítulo V de este informe.

Lo anterior significa, en la práctica, que debería modificarse la Ley para establecer un mecanismo similar al consagrado en la actual normativa de telecomunicaciones, en virtud del cual el TDLC deberá establecer cada cuatro años si existen o no condiciones competitivas en el mercado de distribución de GN que permitan mantener un régimen de tarifas autorreguladas, o si por el contrario se deberá aplicar el nuevo régimen regulado que se describió en el Capítulo V de este Informe.

Asimismo, y mientras se encuentre vigente este régimen de tarifas autorreguladas, el modelo de fijación de peaje por el uso de la red de distribución propuesto por la empresa debería ser aprobado, en cuanto a los criterios utilizados, por las autoridades de defensa de la libre competencia, previo informe de la autoridad sectorial y monitoreado por esta última. Así, y en caso de aplicarse las recomendaciones de este grupo de miembros del Comité, en un principio se mantendría un régimen de tarifas y calidad autorreguladas, sometidas a aprobación por parte de las autoridades de defensa de la libre competencia, mientras el TDLC no establezca la necesidad de aplicar el régimen regulado del Capítulo V. Para efectos de la primera calificación por parte del TDLC de las condiciones competitivas del mercado del GN, es opinión de estos miembros del Comité que la misma debería producirse lo más pronto que sea posible, considerando las restricciones y tiempos involucrados, por lo que recomiendan que la ley establezca que el TDLC tendrá un año contado desde la vigencia de la Ley para efectuar esta calificación.

Por su parte, los otros miembros del Comité consideran que, dada la estructura de mercado actual, la naturaleza objetiva de monopolio natural de las redes físicas de distribución, y la evidencia internacional que en casi todos los casos contempla tarifas reguladas para estos servicios, se debería aplicar, de manera preventiva, tanto para las tarifas a clientes finales como para el uso de estas redes por parte de terceros, un régimen de regulación tarifaria para estos servicios, lo que ciertamente incluye además regular la calidad en que éste es provisto. Estos miembros concuerdan, sin embargo, en que la aplicación de este régimen regulado debiera ser revisada de manera periódica por el TDLC, por lo que en la práctica la principal diferencia entre los miembros del Comité se refiere al régimen aplicable por defecto antes de que el TDLC efectúa esta primera calificación. Estos miembros consideran, a diferencia de los anteriores, que el régimen por defecto debería ser el de regulación tarifaria.

No obstante, lo anterior, y con el objetivo de resguardar el riesgo de que esta solución pudiera implicar, efectivamente, desincentivos a las inversiones requeridas para la

necesaria expansión de las redes de GN en nuestro país, los miembros de este Comité concuerdan que el modelo regulatorio que se escoja necesariamente debe contemplar incentivos a estas nuevas inversiones. Al respecto, todos los miembros del Comité coinciden en que ni el actual sistema de regulación, basado en la revisión de rentabilidad máxima que podría gatillar una regulación de precios, ni el modelo regulatorio de empresa modelo que parte de cero actualmente aplicable a la región de Magallanes y la Antártica Chilena, garantizan estos incentivos. Debido a lo anterior, los miembros de este Comité concuerdan en favor de su modificación y reemplazo por un nuevo modelo de regulación más cercano al aplicado en el Reino Unido, tal como se detalla en el capítulo V de este informe.

2. Integración Vertical y un Acceso Competitivo a las Redes de GN

Al examinar la evidencia comparada, este Comité considera pertinente mencionar que efectivamente Chile sería un caso excepcional donde las tarifas de terminales, regasificación y redes de transporte están liberalizadas, sin reglas claras de acceso y sin límites a la integración vertical, tanto en la operación (legal) como en la estructura (propiedad) de las empresas que operan en diferentes segmentos de la industria.

En tal sentido, el Informe destaca que la integración vertical en la propiedad de los activos puede ser un riesgo o una barrera de entrada que limite la competencia aguas abajo en el segmento de la comercialización de GN, en la medida que terceros competidores que no estén integrados posean restricciones o dificultad en el acceso a las mencionadas facilidades esenciales, ya sea producto de tarifas excesivas por el uso, negativa de acceso, desincentivo a invertir para no ofertar capacidad o degradación de la calidad de servicios. Asimismo, se constata que esta misma integración vertical podría conllevar ganancias en eficiencia productiva que deben ser resguardadas.

Por lo anterior, si bien existen distintas alternativas destinadas a limitar o controlar los problemas relativos a la integración vertical, siendo en términos gruesos las dos más obvias la desintegración sólo legal o la desintegración de propiedad, total o parcial, este Comité sugiere optar por algún nivel de desintegración de propiedad que limite los porcentajes de participación entre las empresas verticalmente integradas, al menos al punto de impedir que se pueda ejercer el control de los activos relacionados (incluido a través de pactos de accionistas). Esta recomendación no aplica respecto a la integración vertical entre distribución y comercialización como se explica en los párrafos siguientes.

En cuanto a las regulaciones de las condiciones de acceso; esto es, de todas aquellas medidas que permiten la entrada de otros actores en la provisión de GN a clientes finales, y que, por ende, cubre aspectos como la integración vertical, acceso a insumos esenciales, peajes, entre otras medidas, hubo consenso unánime entre los miembros de este Comité en que es conveniente aumentar la competencia mediante el acceso de terceros a infraestructura que sea esencial para la provisión de GN residencial. En este orden de ideas, se expresa el acuerdo en cuanto a que conviene regular (o establecer condiciones a un régimen de autorregulación), condiciones de acceso (todo lo procedimental), regular

la integración vertical y, en algunos segmentos de la industria, fijar el peaje de acceso a la infraestructura, como se ha señalado.

Con todo, es opinión unánime del Comité que dada la escala del mercado de GN existente en la actualidad, es adecuado permitir que las empresas que actualmente brindan servicios de distribución y comercialización puedan continuar suministrando ambos servicios. Sin embargo, consistente con lo planteado en los párrafos previos, las empresas relacionadas deben mantener una estricta separación de contabilidad, adecuadamente reglada, que permita identificar las rentabilidades independientes de los dos (o más) servicios que se proveen.

3. Hacia un Nuevo Modelo de Regulación de Precios en la Industria

El sistema de regular tarifas en base a una empresa modelo que parte de cero tiene una tradición de décadas en Chile y está ya codificado así en la LSG. Por lo que, *prima facie*, la alternativa más obvia para regular peajes o tarifas en el sector sería aplicar esta regulación. Sin embargo, como se anunció más arriba, el mecanismo de empresa modelo tiene serios inconvenientes que no lo hacen recomendable y que sugieren la necesidad de evaluar otras opciones.

La alternativa propuesta por este Comité es un sistema de tarificación en base al valor de las inversiones efectivamente materializadas en cada periodo tarifario (con ajustes por eficiencia tipo *brownfield*). Este sistema asegura que los financistas obtengan un retorno sobre lo que efectivamente han invertido en la empresa dentro del período de tarificación. Además, esta opción reduce los riesgos que enfrentan y justificaría una reducción en el costo de capital. El capítulo IV detalla las principales características que distingue un modelo de regulación como el propuesto y que lo diferencian del modelo de regulación por empresa eficiente que nos caracteriza.

Las principales características y otras recomendaciones del modelo de regulación propuesto son las siguientes:

1. *Base regulatoria de activos (RAB*, por su sigla en inglés). Se debe remunerar el valor de las inversiones efectivamente materializadas en cada periodo tarifario (con ajustes por eficiencia tipo *brownfield*). Adicionalmente, todos los años la RAB debe ser actualizada con los aumentos de instalaciones eficientes y con los retiros de aquellas instalaciones que hayan dejado de prestar el servicio de distribución, para lo cual las empresas deberán presentar periódicamente sus propuestas de expansión, acompañadas de un informe de un tercero independiente. La autoridad deberá aprobar las inversiones que se incluirán en el nivel tarifario, debiendo existir un procedimiento de ajuste de las inversiones proyectadas al fijar tarifas y las que efectivamente se ejecutan en el período tarifario. Una vez sancionadas por la autoridad, dichas inversiones pasan a formar parte del RAB de los siguientes períodos (netos de su depreciación acumulada) sin que estos activos puedan ser

optimizados o revalorizados en el futuro. Esto es, una vez aprobadas los proyectos de inversión estos se contabilizan a costo histórico (más reajustes por inflación).

2. La propuesta anterior para determinar el retorno a las inversiones no está exenta de riesgos, como indica la experiencia española, donde los consumidores de gas siguen pagando en las tarifas una remuneración de inversiones en terminales y gasoductos realizadas hace dos décadas, que en su momento fueron sancionadas por la autoridad, pero que con posterioridad resultaron ser excesivas cuando el aumento previsto en la demanda no se materializó. Por lo tanto, es fundamental desarrollar procesos que minimicen estos riesgos. Por ejemplo, que las posibles inversiones cuenten con estudios de costo-beneficio, que exista un panel asesor independiente que revise dichos estudios y emita un informe con su opinión y recomendaciones, e implementar instancias participativas de planificación.
3. *Price-cap versus revenue-cap*. En las fijaciones de tarifas en Chile se suele definir un precio por unidad (metros cúbicos en el caso de agua, por ejemplo). Esto es lo que se denomina un "*Price-cap*". Esta alternativa tiene el inconveniente en que genera incentivos a usar las proyecciones de demanda en forma estratégica en el proceso de revisión de tarifas. Además, el hecho de que la empresa enfrente los riesgos de desviaciones de la demanda de su proyección original, eleva la prima por riesgo en el costo de capital exigido para financiar a la empresa. La alternativa es lo que se denomina un "*Revenue-cap*" donde lo que se fija son los ingresos que deben generar las tarifas para los niveles de demanda proyectados. Si la demanda efectiva difiere de la proyectada, entonces se realiza un ajuste a las tarifas del siguiente año para compensar.
4. Se recomienda *revisar el piso de 6% en la determinación del costo de capital*. En la actualidad el principal riesgo que enfrenta la empresa real sujeta a tarificación es justamente el modelo de empresa eficiente que parte de cero, el que no permite asegurar que las inversiones eficientes en que la empresa real ha incurrido sean adecuadamente remuneradas. Dado que nuestra recomendación es reemplazar este modelo regulatorio por uno que asegure la adecuada remuneración de estas inversiones eficientes, no creemos que exista en adelante, y en caso de efectuarse este cambio de modelo, justificación económica para este piso de rentabilidad bajo un sistema regulatorio como el descrito. En este caso, el único riesgo regulatorio que enfrentaría la empresa real sería el de posibles comportamientos oportunistas de parte de un regulador que no cuente con adecuados mecanismos de control sobre sus actos. Para descartar esta hipótesis, se sugiere la necesidad de revisar la actual orgánica e institucionalidad regulatoria del sector, a efectos de asegurarnos de que estos riesgos no existan.
5. *Menú de opciones*. La teoría económica indica que el contrato óptimo bajo condiciones de asimetría de información entre un regulador y la empresa regulada es el uso de un menú de opciones, donde la empresa (sobre la base de la información privada que tiene sobre su potencial de reducir costos) elige la opción

que más le convenga. Esto permite filtrar en forma óptima a empresas de alto costo de empresas de bajo costo potencial.

Por décadas la práctica regulatoria no ha adoptado las lecciones de la economía de regulación en este aspecto. Sin embargo, esto está cambiando. Por ejemplo, en el Reino Unido, a partir de la última actualización de su modelo de regulación de tarifas para los mercados del Gas y la electricidad (RIIO), se ofrece un menú de opciones a las empresas, siguiendo lo establecido por la teoría.

Una forma de aplicar algo similar en Chile sería variando los plazos entre revisiones tarifarias. Por ejemplo, el regulador puede ofrecer una tarifa con un período regulatorio de cuatros años, pero también ofrecer una tarifa más baja, pero con el compromiso que la siguiente revisión de tarifas sería en ocho años. Sólo las empresas que tienen el potencial de bajar mucho sus costos (lo que es información privada) optarán por la segunda opción. Así, parte de las ganancias de las eficiencias de esta empresa se traspasan a los clientes.

- Cualquier cambio como el propuesto en esta sección enfrentaría una serie de problemas de transición. En primer lugar, está la pregunta de cómo definir el RAB (Base de Activos Regulatorios o K0) en la primera revisión de tarifas. Una alternativa razonable es usar el VNR de los activos de la última revisión de rentabilidad máxima. En segundo lugar, la regulación de peajes o tarifas, cuando corresponda, no debe desincentivar la inversión en nuevas redes. En este escenario, es posible que la baja demanda inicial no permita a la empresa obtener los ingresos definidos en el proceso de revisión de tarifas, por muy eficiente que sea. Este problema se puede superar de varias maneras. Por ejemplo, definiendo un monto muy bajo de depreciación durante la primera o las primeras revisiones tarifarias. También se puede decidir que los déficits razonables entre los ingresos efectivos de la empresa con la demanda inicial baja y los ingresos que la empresa tenía derecho a percibir de acuerdo a la revisión de tarifas se capitalizan en el RAB para la siguiente revisión. Así, la empresa recupera este déficit en el futuro.

Las mejores prácticas en la materia, sobre todo las aplicadas en Reino Unido, muestran que la fijación de tarifas y estándares de calidad del servicio en industrias reguladas requiere de sistemas de información diseñados específicamente para esta actividad. En efecto, para la eficacia de la labor regulatoria resulta necesario complementar los sistemas de información financiera con sistemas diseñados específicamente para las tareas regulatorias. En Chile se ha avanzado en el desarrollo de estos sistemas en los distintos sectores regulados, pero debido al énfasis puesto en una empresa modelo ficticia, estos sistemas no son adecuados para el esquema de regulación que se propone en este Informe. Por ejemplo, en el caso del sector de GN, si bien se cuenta con información de los activos físicos de los concesionarios, no se registra el valor monetario de estas inversiones, ni tampoco información periódica de los gastos de operación y mantención. Esta información es necesaria para determinar la base de activos regulados (RAB o *Regulatory Asset Base*), entre otros usos.

En consecuencia, de adoptar el esquema regulatorio propuesto por este Comité, se recomienda desarrollar un sistema de contabilidad regulatoria, con las siguientes características:

- Que registre información contable, tanto física como valores monetarios, de todas las partidas requeridas para la fijación de tarifas. Esto incluye los gastos de operación y mantención, e inversiones, entre otras variables.
- Que tenga una periodicidad regular, todos los semestre o años, por ejemplo.
- Que separe adecuadamente los gastos relacionados con diversas actividades, y muy especialmente aquellas reguladas de las no reguladas. Las reglas de asignación de gastos comunes deben ser establecidas por el regulador (o no se asignan y se contabilizan en una partida separada).
- Con el fin de garantizar la homogeneidad de la información y la comparabilidad entre empresas, los criterios contables deben ser los mismos para todas las concesionarias, definidos en manuales o guías contables. Dichos criterios deben ser adecuados para la labor de regulación y pueden diferir, tanto en su nivel de desagregación, como en los criterios adoptados, de las normas contables financieras o tributarias.

Definir con mayor detalle el sistema de contabilidad regulatoria sobrepasa los alcances del presente informe. Sin embargo, se recomienda evaluar la viabilidad de contar con la asistencia técnica de algún organismo multilateral (por ejemplo, del Banco Mundial) para transferir conocimientos y experiencias de otros países para el desarrollo de este sistema.

4. Otras Recomendaciones

En cuanto a la necesidad de realizar estudios que evalúen la intensidad competitiva del GN con otros combustibles en distintas zonas geográficas, existe consenso en este Comité que la CNE debiese realizar un estudio acabado de sustitución, que sirva para apoyar los cambios regulatorios sugeridos por este Comité en las zonas de concesión afectas a chequeo de rentabilidad máxima.

Además, existe consenso unánime en el Comité, que sería conveniente que la autoridad efectúe estudios para evaluar los efectos de cambios regulatorios ya implementados que buscaban inyectar mayor competencia en la industria (por ejemplo, lo resuelto en la Resolución 51/2018 del TDLC que ordenó la enajenación de Gasmar).

Por último, las principales recomendaciones de este informe presuponen que las instituciones encargadas de implementar las propuestas cuenten con el necesario presupuesto y capacitación para las actividades que se les encomienda.

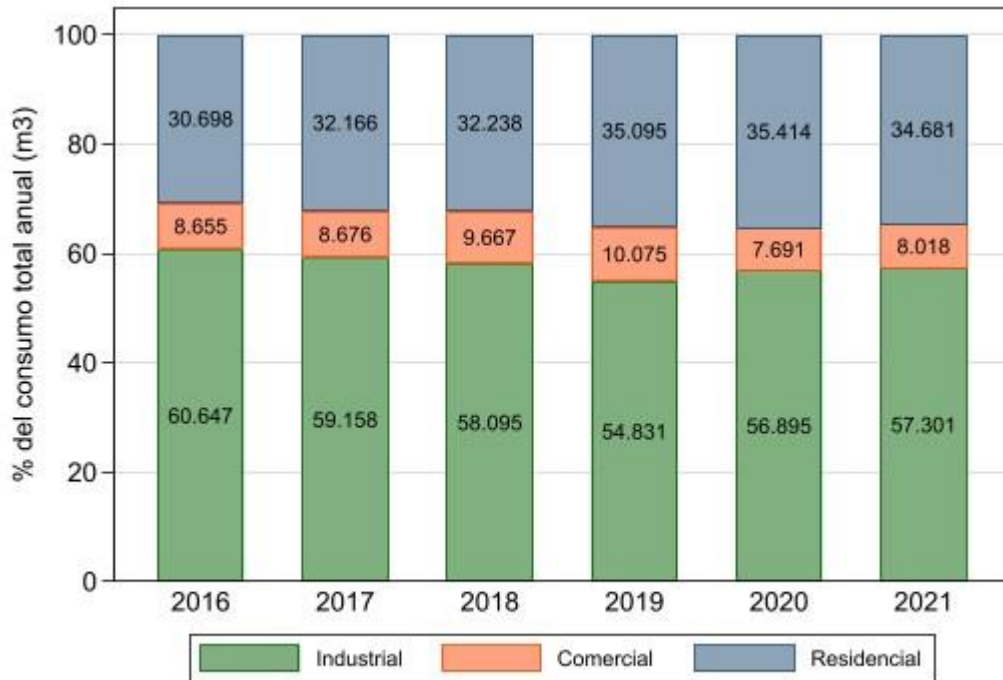
ANEXOS.

Anexo 1. Caracterización de Consumo de GN por Redes en Chile sujetas a Chequeo de Rentabilidad.

a. Información por Tipo de Cliente

En Chile, en términos de intensidad en el consumo de GN, cerca de un 60% del total corresponde al sector industrial, seguido por el sector residencial y posteriormente el comercial. Obviamente, los clientes industriales consumen más que los hogares, pese a que estos son muchos más.

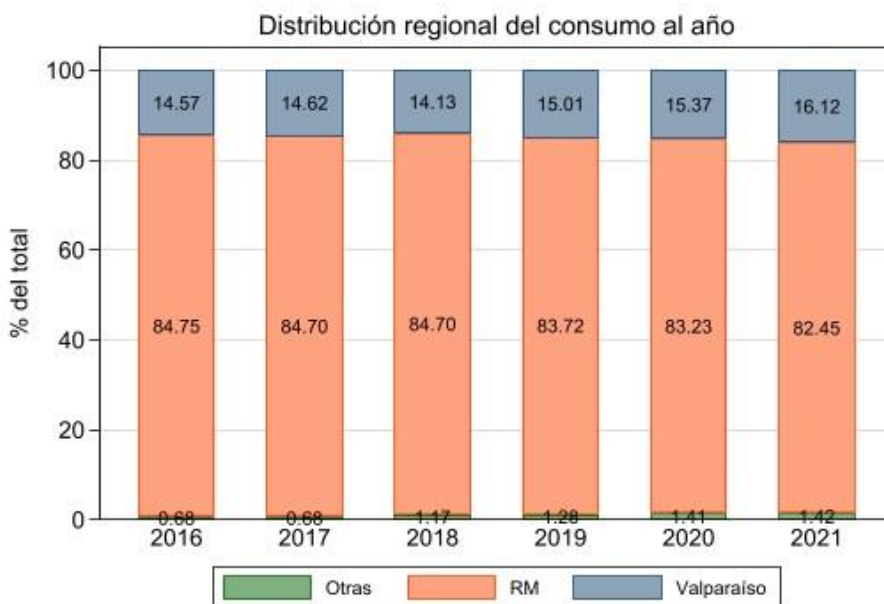
Gráfico A1.1: Distribución de Consumo por tipo de cliente



Fuente: Datos reportados por el Ministerio de Energía.

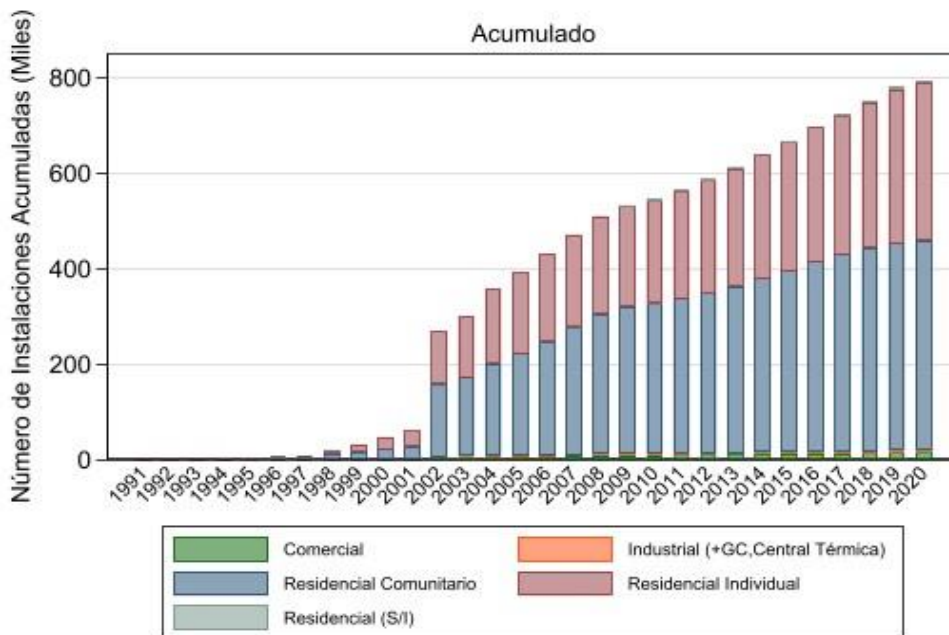
En relación con la dimensión geográfica, se observa una fuerte concentración en la Región Metropolitana, seguida por la Región de Valparaíso.

Gráfico A1.2: Distribución regional del consumo.



Podemos también desagregar aún más el cambio de instalaciones (nuevos clientes entrando al sistema) y notar cómo evoluciona el stock de clientes, donde en cantidad de instalaciones, clientes residenciales individuales y comunitarios son de igual relevancia:⁵⁴

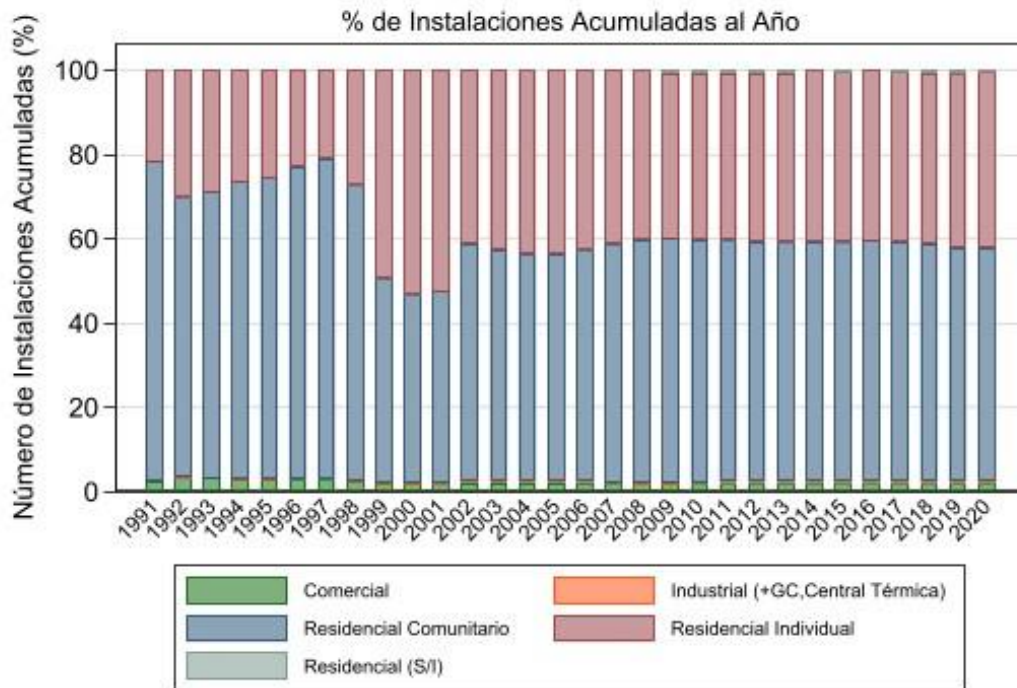
Gráfico A1.3: Evolución del Stock de Instalaciones



Vemos cómo avanza el stock, en porcentajes, hasta equilibrarse:

⁵⁴ Al final de este Anexo se encuentran los datos desagregados a nivel de empresas, concernientes al stock y flujo de clientes desagregados por tipo.

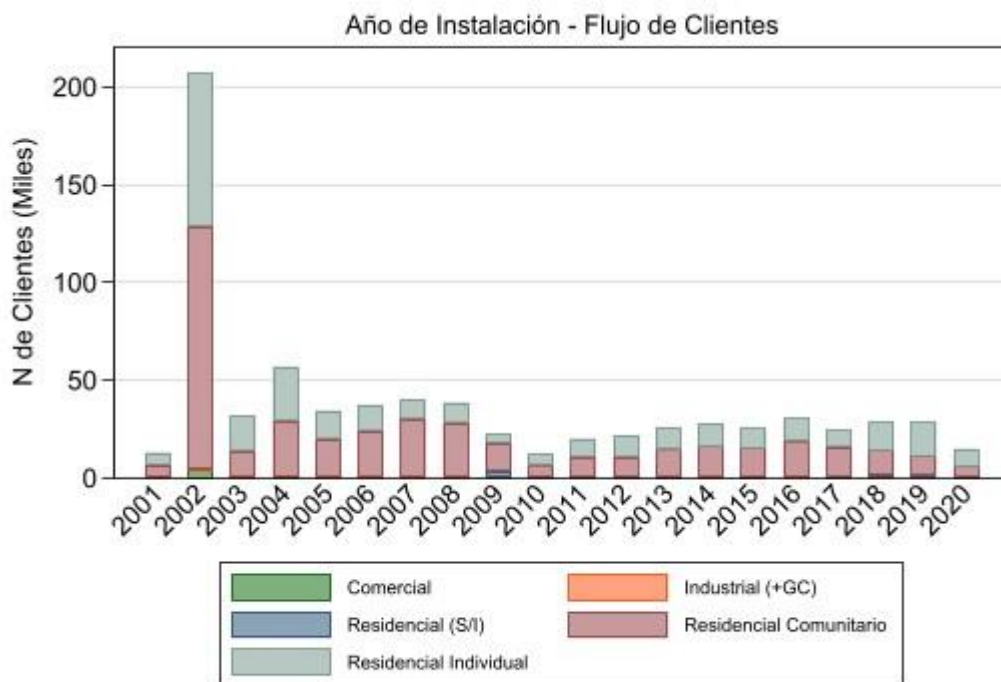
Gráfico A1.4: Evolución del Stock de Instalaciones (% del Total)



Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía

Adicionalmente, podemos ver detalladamente el flujo de llegada de clientes por año de instalación:

Gráfico A1.5: Evolución del Stock de Instalaciones (% del Total)



Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía

La siguiente tabla describe el consumo en 2020 general, según los tipos de cliente:

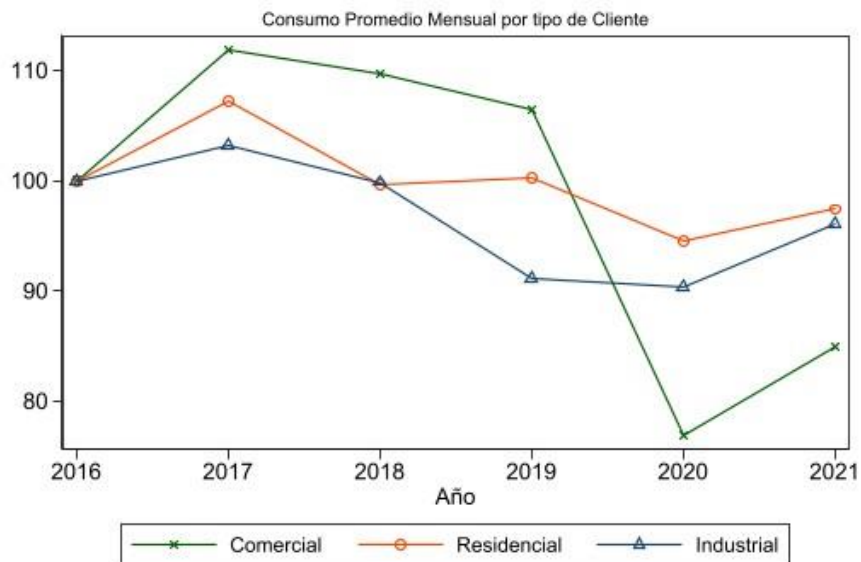
Tabla A1.1: Consumo en 2020 según tipo de cliente

Tipo Cliente	Consumo Promedio (m3)	N	Total Consumo (m3)
Comercial	4.784	15.401	73.679.385
Industrial (+GC, Central Térmica)	172.018	4.205	723.336.531
Res. Comunitario	152	440.306	67.290.645,062
Res. Individual	488	330.882	161.491.162,3014
Residencial (S/I)	350	6.069	2.125.862,0649

Fuente: Elaboración Propia según información entregada por Ministerio de Energía

La siguiente figura muestra la evolución del consumo promedio mensual desagregando por tipo de cliente, dejando como línea base el consumo promedio reportado durante 2016. Se puede apreciar que el consumo se ha mantenido relativamente estable para el segmento residencial, a diferencia del sector Industrial y Comercial donde se observan caídas posiblemente explicadas por shocks asociadas a la pandemia de COVID.

Gráfico A1.6: Consumo Promedio Mensual por Tipo de Cliente



Indexado: 2016 = 100.
Fuente: Datos reportados por el Ministerio de Energía.

Se observa que los niveles de precios se diferencian según el tipo de cliente, siendo los clientes residenciales los que enfrentan mayores niveles de precios, seguidos por los clientes comerciales y en último lugar los clientes industriales. Esta diferencia de precios por tipo de cliente puede tener distintas explicaciones, ya que podría deberse a diferencias

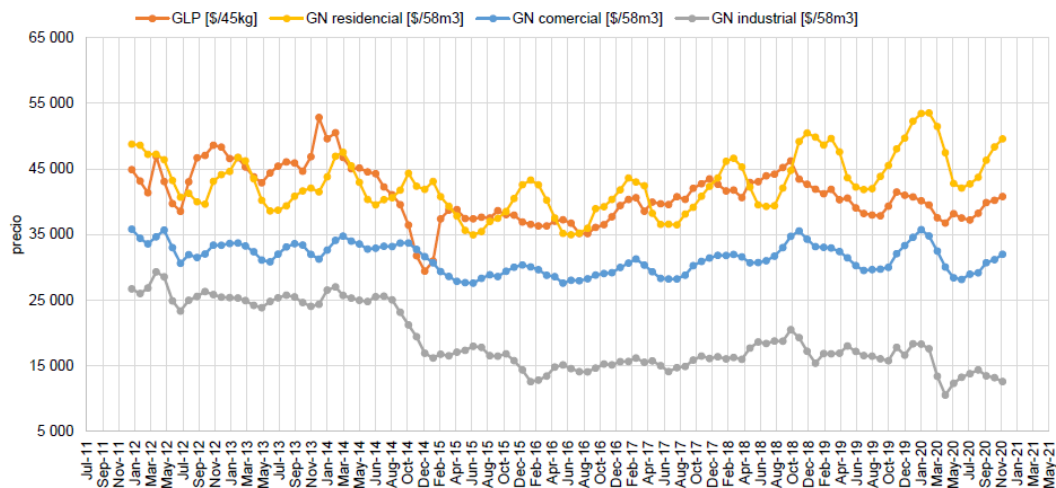
de costos asociada a los distintos volúmenes demandados, o bien se puede explicar por el poder negociador o elasticidad de sustitución que poseen los distintos tipos de clientes.

Gráfico A1.7: Evolución de Precios GLP y GN

Respuesta Técnica

Adenda

Figura 1: Precios promedio GLP residencial y GN residencial, comercial e industrial en regiones V y XIII.



Fuente: Elaboración propia en base a datos recabados en el Estudio.

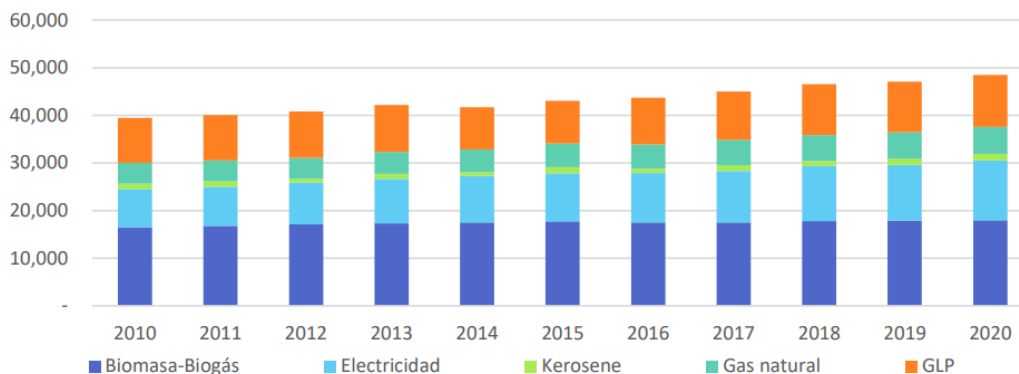
Nota: Los precios se expresan netos de IVA y descuentos, en pesos de mayo de 2021 y en unidades calóricas equivalentes.

Fuente: Fiscalía Nacional Económica (FNE).

Ahora bien, resulta importante caracterizar la relevancia del consumo de GN en los hogares chilenos. A modo general, éste se ubica detrás de otras fuentes energéticas como son la biomasa/biogás, la electricidad y el GLP.

Gráfico A1.8: Distribución de consumo final según fuente de energía.

Gráfico 37 Distribución del consumo final del sector residencial según fuente de energía.



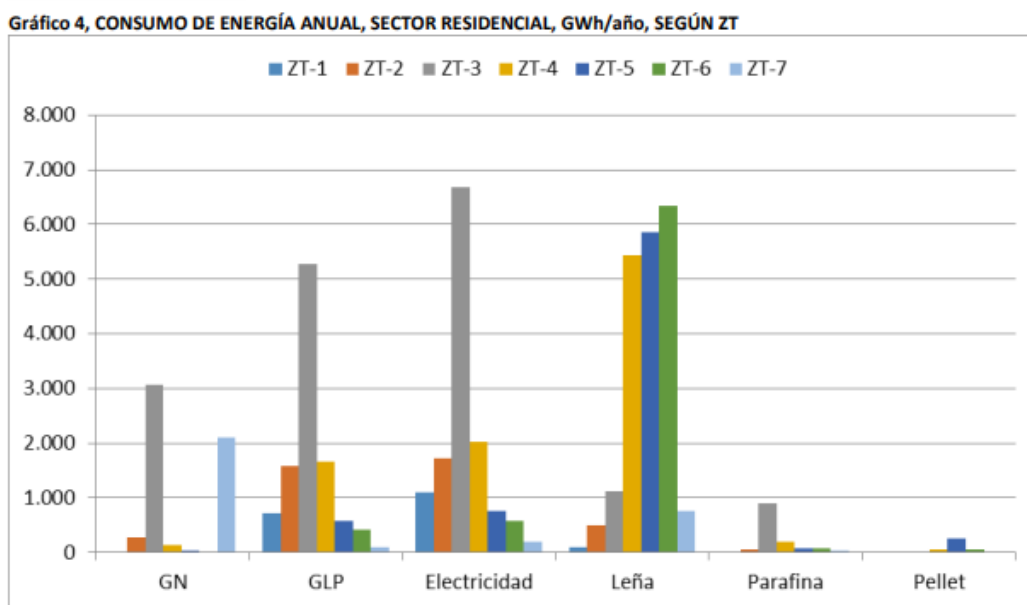
Fuente: Balance del Ministerio de Energía.

Así mismo, es importante destacar que la intensidad del consumo de GN a nivel residencial depende, entre otras cosas, de la zona térmica (determinada por la geografía)

y el nivel socioeconómico de los hogares, lo que a su vez está fuertemente marcado por la distribución espacial.

De acuerdo con el Informe final de Usos de la Energía de los Hogares (Ministerio de Energía, 2018), el consumo de GN es más prevalente en las zonas térmicas 3 (zona central de país) y 7⁵⁵ (zona sur).

Gráfico A1.9: Consumo Energético Residencial según Zona Térmica



Fuente: Informe Final de Usos de la Energía en los Hogares (Ministerio de Energía, 2018)

A su vez, el uso del GN está más expandido en hogares de nivel socioeconómico alto, que concentra más del 80% de acuerdo con (Ministerio de Energía, 2018):

⁵⁵ Zona térmica 1: Arica, Iquique, Antofagasta, Taltal, Tocopilla, Chañaral, Caldera, Copiapó, Vallenar, Coquimbo, La Serena, Isla de Pascua.

Zona térmica 2: Calama, Los Vilos, Vicuña, Ovalle, La Ligua, Calera, Limache, Quillota, San Antonio, Casablanca, Valparaíso, Viña del Mar.

Zona térmica 3: Los Andes, Buin, Rancagua, San Bernardo, Rengo, Curacaví, Tiltill, Melipilla, Pirque y el resto de la Región Metropolitana.

Zona térmica 4: Curicó, Colbún, Linares, Constitución, Talca, Arauco, Los Ángeles, Concepción, Coronel, Arauco.

Zona térmica 5: Antuco, Cunco, Freire, Lautaro, Loncoche, Temuco, Villarrica, Victoria, Osorno, Corral, Los Lagos, Valdivia.

Zona térmica 6: Pucón, Ancud, Castro, Puerto Montt, Puerto Varas.

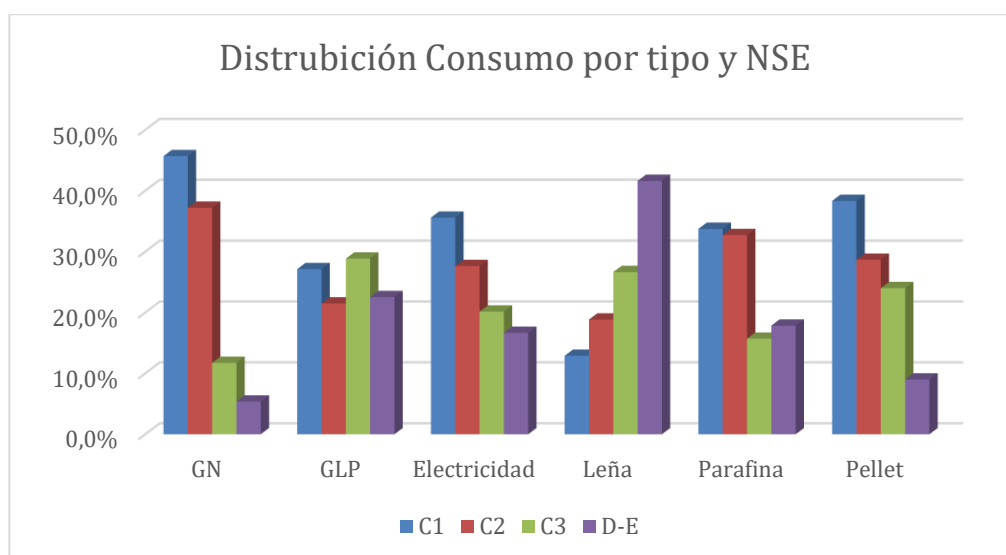
Zona térmica 7: Colchane, Putre, Aisén, Chile Chico, Natales, Punta Arenas, Porvenir, Antártica.

Tabla A1.2: Consumo de energía según fuentes y sector socioeconómico

NSE	GN (kWh/Viv/Año - %)	GLP (kWh/Viv/Año - %)	Electricidad (kWh/Viv/Año - %)	Leña (kWh/Viv/Año - %)	Parafina (kWh/Viv/Año - %)	Pellet (kWh/Viv/Año - %)	Totales (kWh/Viv/Año - %)
C1	2295 (24,74%)	1774 (19.13%)	3346 (36.08%)	1411 (15.21%)	331 (3.56%)	115 (1.24%)	9273 (100%)
C2	1869 (22.4%)	1405 (16.84%)	2599 (31.15%)	2062 (24.71%)	321 (3.84%)	86 (1.03%)	8342 (100%)
C3	589 (7.84%)	1887 (25.12%)	1894 (25.21%)	2915 (38.8%)	154 (2.05%)	72 (0.95%)	7511 (100%)
D-E	270 (3.34%)	1473 (18.26%)	1566 (19.42%)	4554 (56.48%)	175 (2.17%)	27 (0.33%)	8063 (100%)

Fuente: Informe final de Usos de la Energía de los Hogares (Ministerio de Energía, 2018),

Gráfico A1.10: Distribución Consumo Residencial según Tipo de Energía y NSE



Fuente: Informe final de Usos de la Energía de los Hogares (Ministerio de Energía, 2018),

En Chile, los clientes del sector residencial consumen al mes, en promedio, entre 40 y 45 metros cúbicos de GN, fundamentalmente para calefacción. Además, se observa que, posee una mayor relevancia en la Región Metropolitana como se ve a continuación.

Gráfico A1.11: Evolución Consumo Promedio Residencial

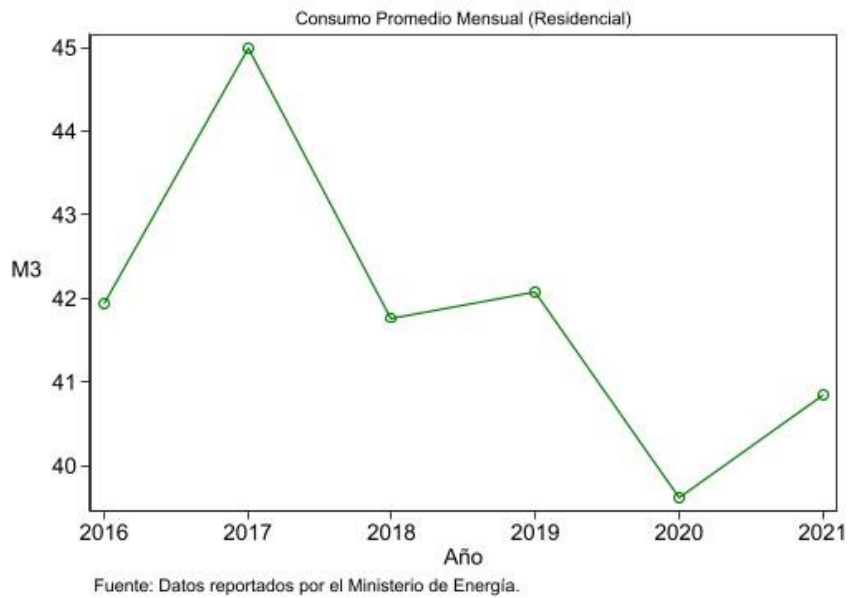
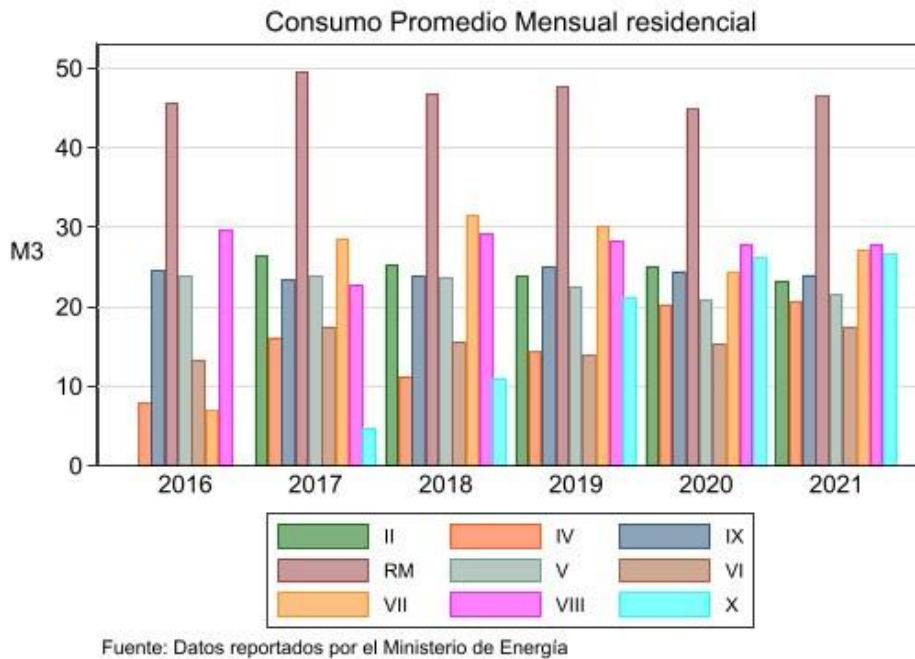


Gráfico A1.12: Consumo Promedio Residencial según Región



Otro ejercicio relevante de realizar respecto a la penetración a nivel residencial corresponde a estimar, utilizando aproximaciones, el nivel de penetración del GN. Para esto, a través del número de viviendas estimadas por el INE en el Censo de 2017 y el número de clientes residenciales reportados por el Ministerio de Energía en cada región con acceso a la infraestructura, podemos tener una vista de cuán relevante es el uso del GN. Estos números confirman lo expuesto anteriormente: la RM tiene la mayor penetración (cerca de un 24% en 2021), seguido por Valparaíso y la Región del Bío-Bío.

Gráfico A1.13: Penetración uso gas natural (RM y Valpo)

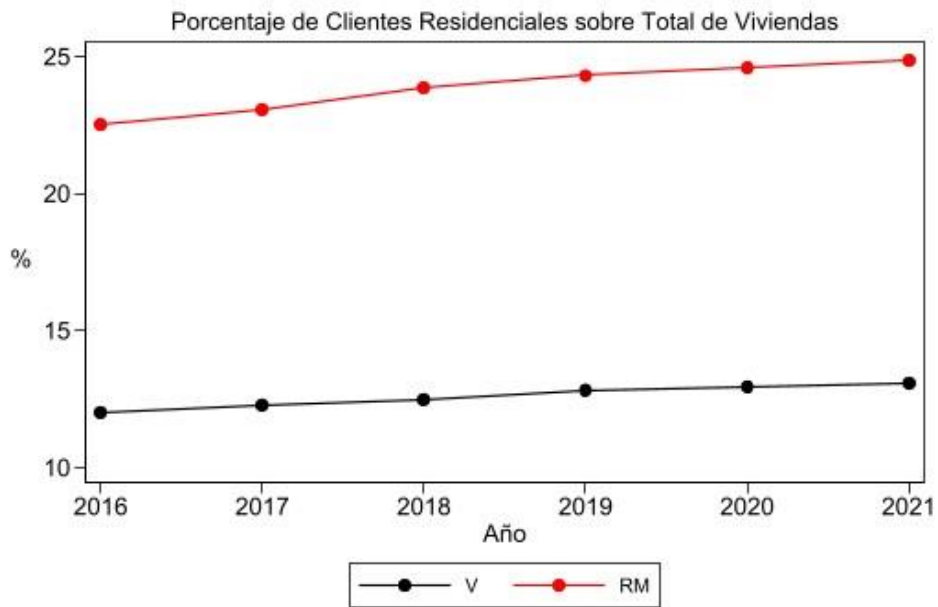
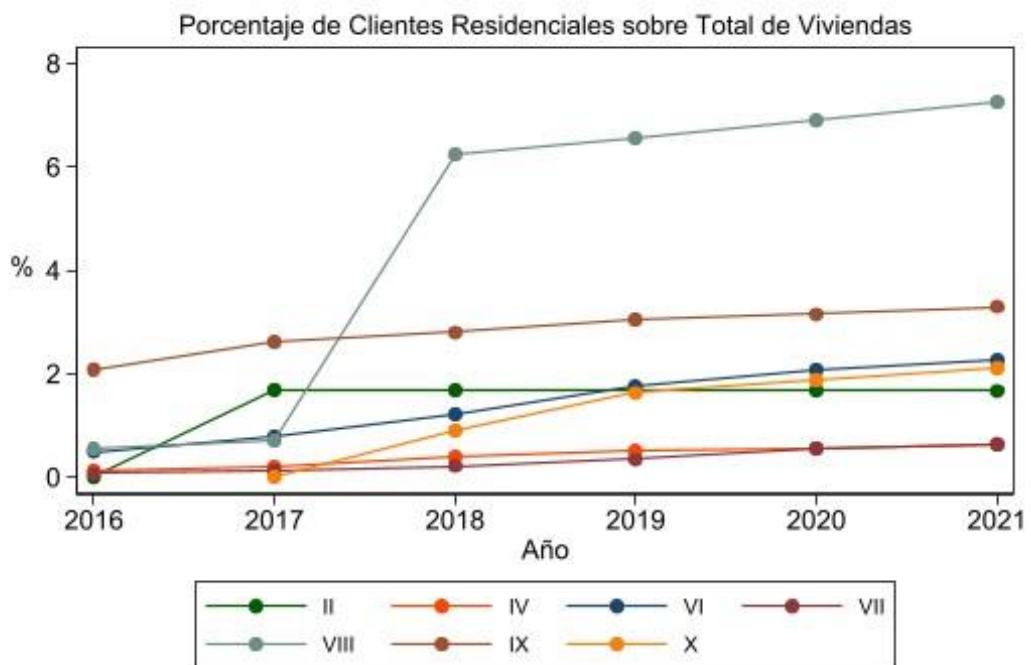
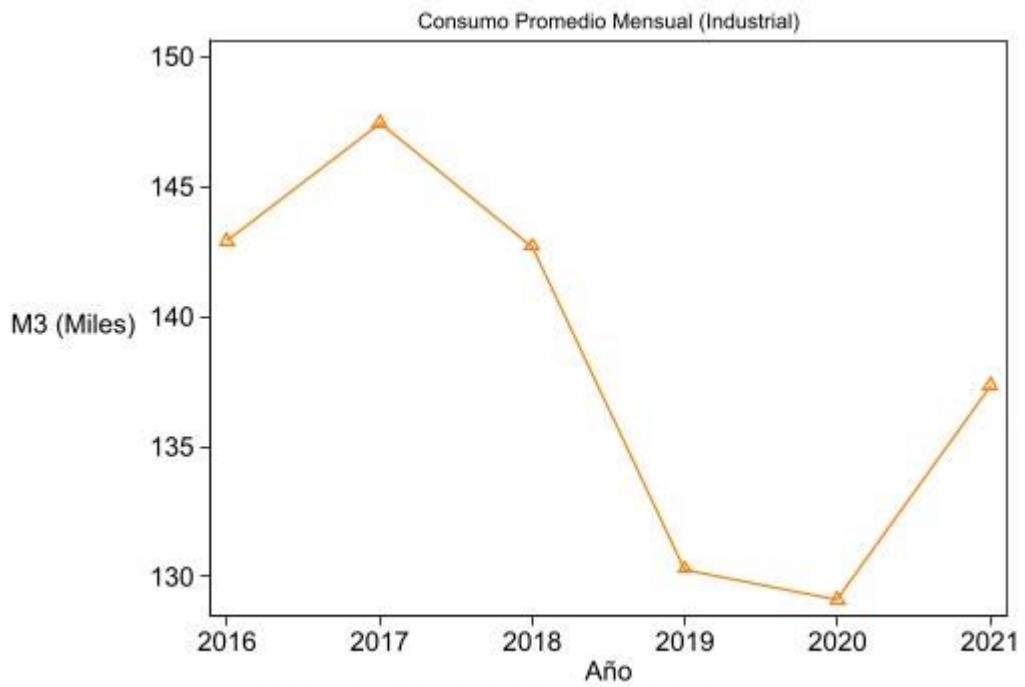


Gráfico A1.14: Penetración uso gas natural (Regiones)



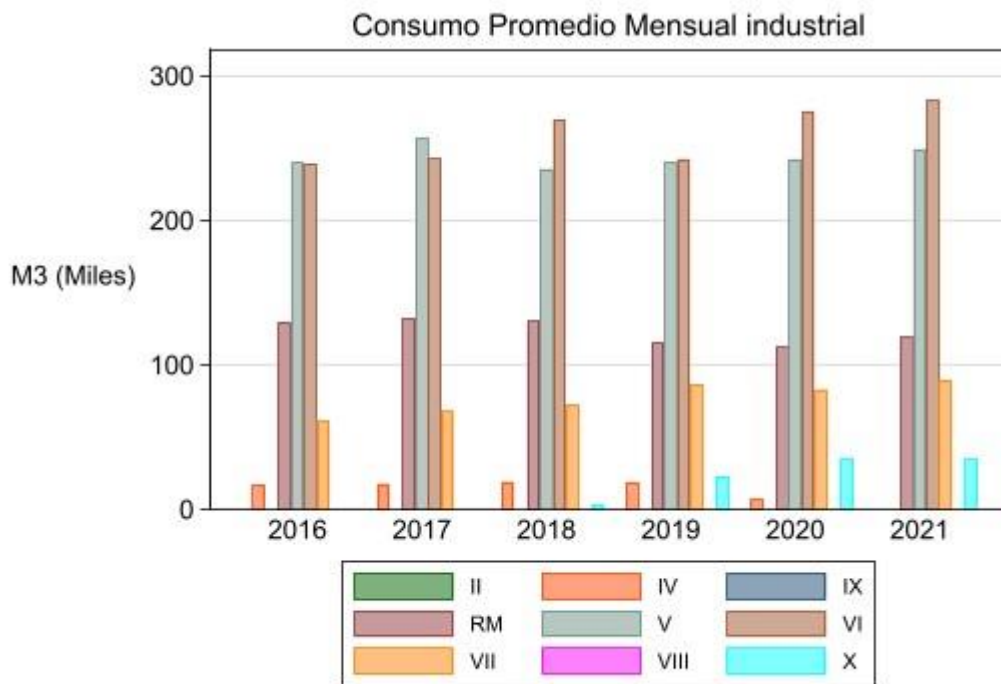
Por su parte, los clientes del sector industrial consumen entre 130 mil y 148 mil metros cúbicos al mes, explicado mayoritariamente por los clientes industriales de la quinta y la sexta región.

Gráfico A1.15 Evolución Consumo Promedio Industrial



Fuente: Datos reportados por el Ministerio de Energía.

Gráfico A1.16: Evolución Consumo Promedio Industrial por Región



Fuente: Datos reportados por el Ministerio de Energía

Para los consumidores comerciales, el promedio mensual del consumo está entre 450 y 670 metros cúbicos, observándose una caída importante para el año 2020, lo cual seguramente está condicionado por la crisis COVID-19. En los últimos años, se ha observado que clientes comerciales de la décima región han utilizado GN de manera más intensiva, pero corresponde a un número bajo de clientes.

Gráfico A1.17: Evolución Consumo Promedio Comercial

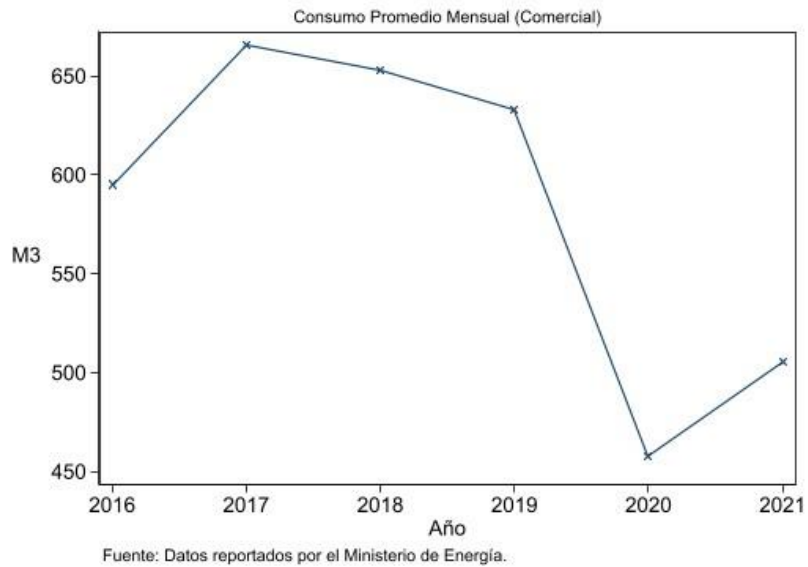
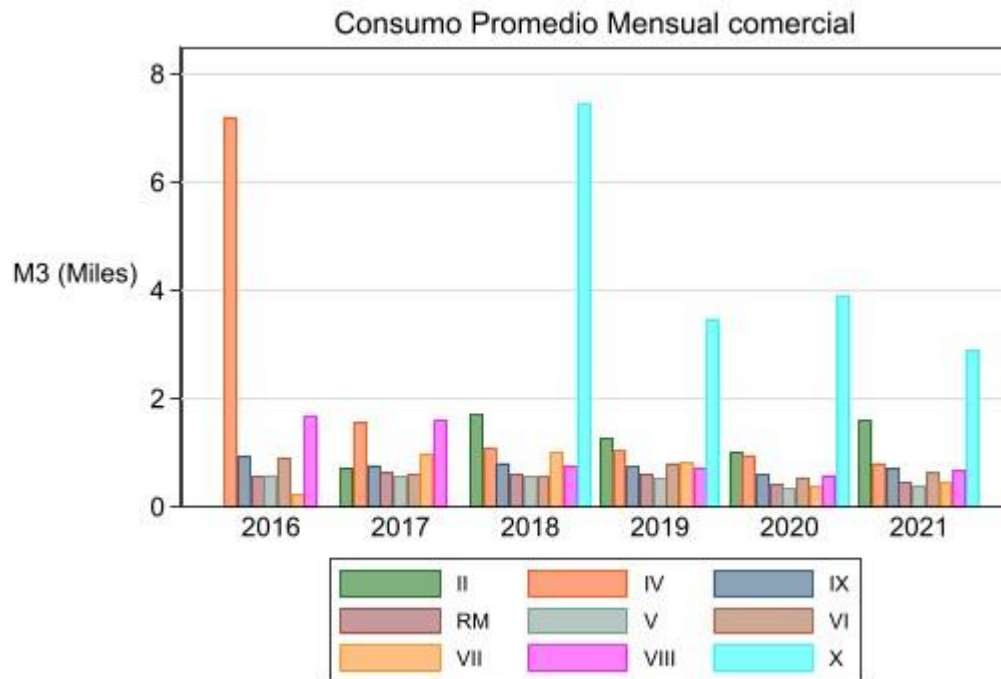
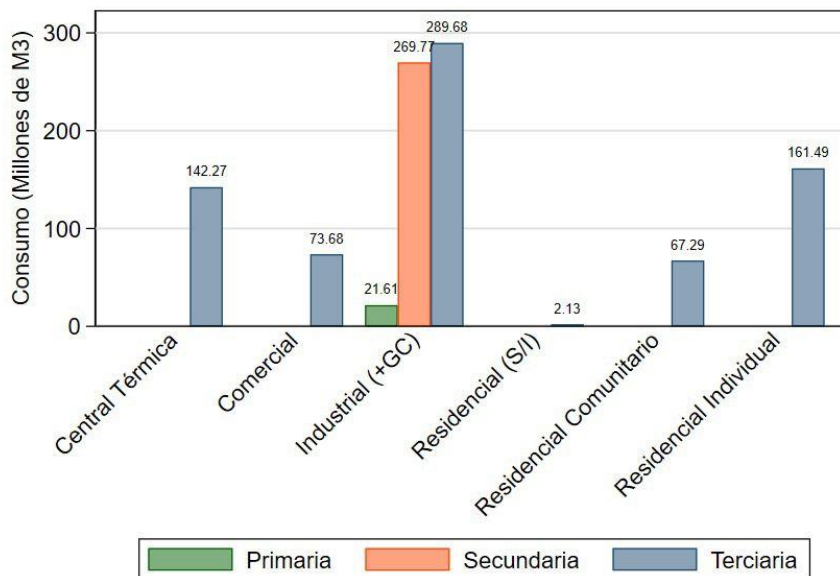


Gráfico A1.18: Evolución Consumo Promedio Industrial por Región



Por último, en cuanto al consumo por tipo de cliente, es relevante analizar, como proxy del uso de la infraestructura, en que segmento de la red de distribución- primaria, secundaria y terciaria- se conectan. El Gráfico A1.19 muestra que la red terciaria es mayoritariamente usada por clientes industriales, siendo éstos además los únicos que usan las redes primarias y secundarias.

Gráfico A.1.19: Distribución del consumo por Segmento de Red Gas donde se conecta cada tipo de cliente.



Fuente: Datos reportados por el Ministerio de Energía

b. Análisis por Empresa Concesionaria Sujeta a Control de Rentabilidad

Existen cinco grandes distribuidoras de GN en Chile: Gas Sur, Gas Valpo, Intergas, Lipigas y Metrogas. Cada una de estas empresas opera de acuerdo con concesiones en distintas regiones (salvo Gas Sur, que opera sólo en la región del Bío-Bío). Si bien más de una compañía puede operar en una región en específico (por ejemplo, la décima región), no hay traslapes en comunas. La siguiente tabla muestra una caracterización simplificada de dichas firmas:

Tabla A1.3.: Caracterización de principales empresas

Empresa	Cobertura Geográfica	Ventas Físicas M3	# Clientes	Red KM
Gas Sur	VIII.	██████████	██████	██████
Gas Valpo	IV, V, VII.	██████████	██████	██████
Intergas	VIII, IX.	██████████	██████	██████

Lipigas	II, X.	████████	███	████
Metrogas	RM, X.	████████	████	██████

Fuente: Datos para 2021 reportados por el Ministerio de Energía.

La importancia relativa de cada tipo de cliente, en términos del consumo, varía para las distintas firmas.

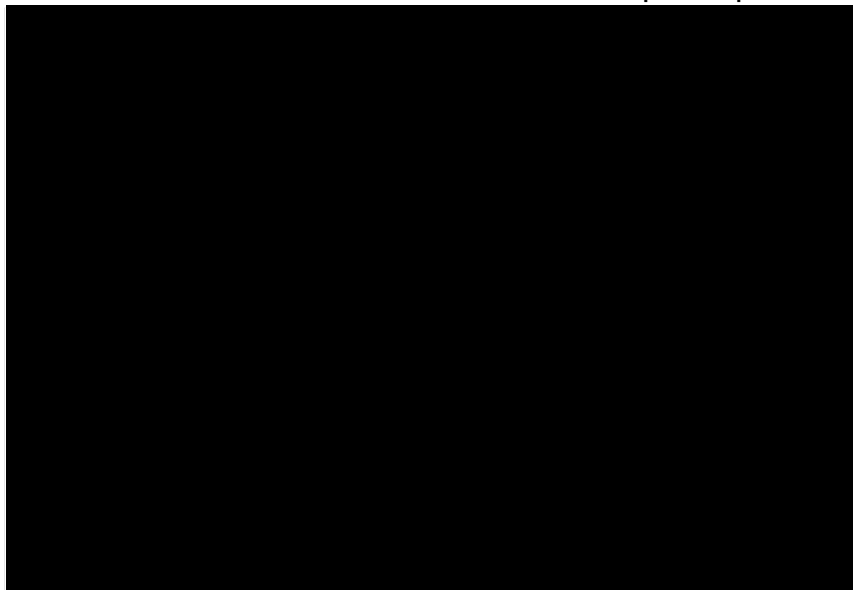
Tabla A1.4: Distribución Tipo de Clientes por Firma, año 2021

Firma	Comercial	Industrial	Residencial
GasSur	████	███	████
GasValpo	███	████	████
Intergas	████	███	████
Lipigas	████	████	████
Metrogas	███	████	████
Total	8%	58%	34%

Fuente: Datos reportados por el Ministerio de Energía

También podemos ver la evolución de la cantidad de clientes en el tiempo:

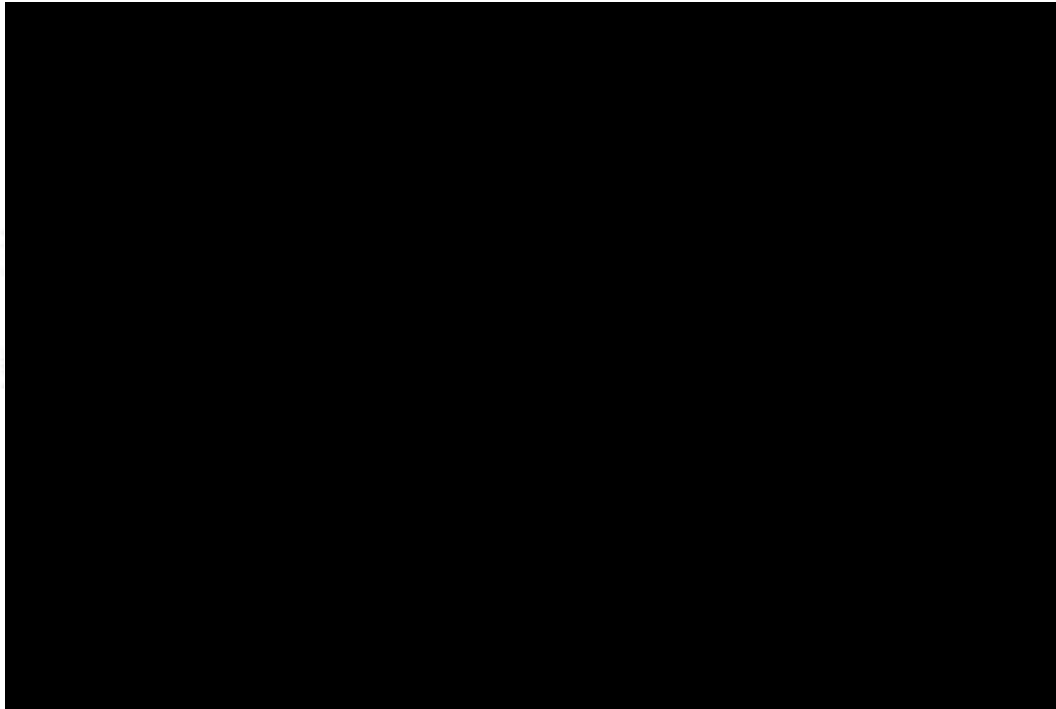
Gráfico A1.20: Evolución Número de Clientes por empresa



Fuente: Datos reportados por el Ministerio de Energía.

Y de las redes de distribución, incluyendo red primaria, secundaria y terciaria, como proxy de inversión:

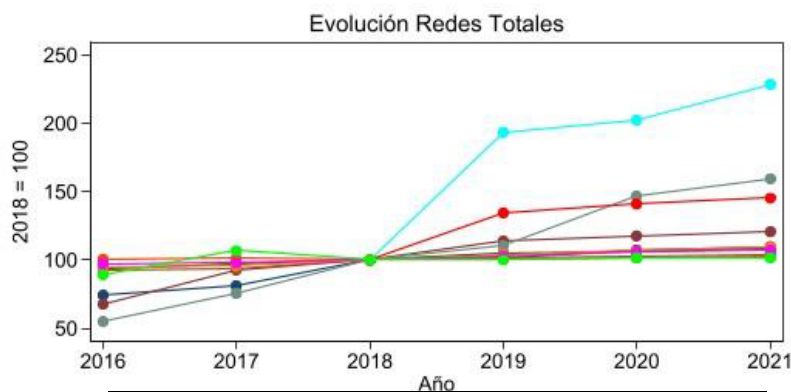
Gráfico A1.21: Evolución Tamaño de Redes



Fuente: Datos reportados por el Ministerio de Energía.

Si desagregamos las operaciones de las cinco empresas de acuerdo con sus zonas de distribución, podemos ver el ritmo de crecimiento de las redes totales de distribución. Destaca la entrada de Metrogas en la décima región, con data disponible desde 2018.

Gráfico A1.22: Evolución Relativa Redes Totales

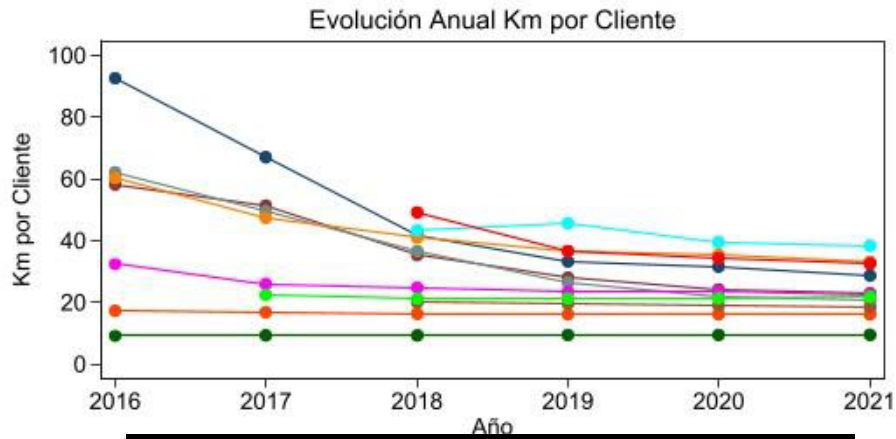


Fuente: Datos reportados por el Ministerio de Energía.

A su vez, podemos computar el tamaño de la red relativo a la cantidad de clientes, generando una variable de kilómetros por cliente, que muestra a continuación una disminución sostenida en el tiempo en la mayoría de los concesionarios, lo cual refleja

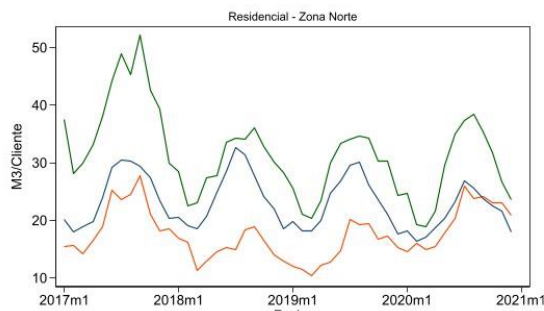
que la densidad de uso de la red ha aumentado para todas las operaciones, con excepción de [REDACTED], que mantienen estable la densidad de la red:

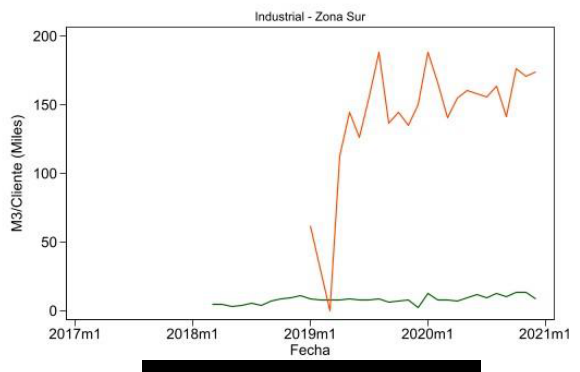
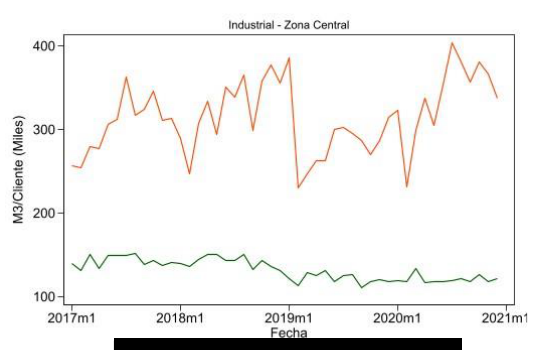
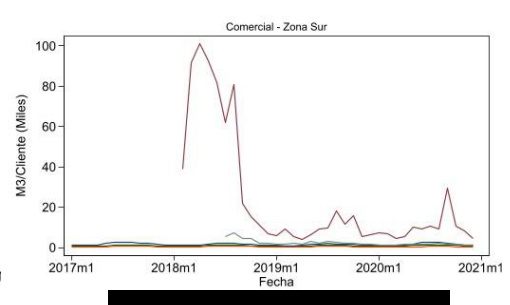
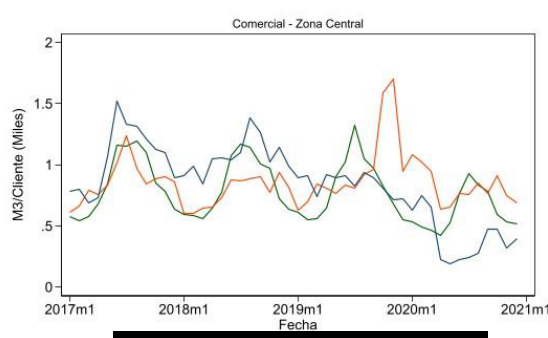
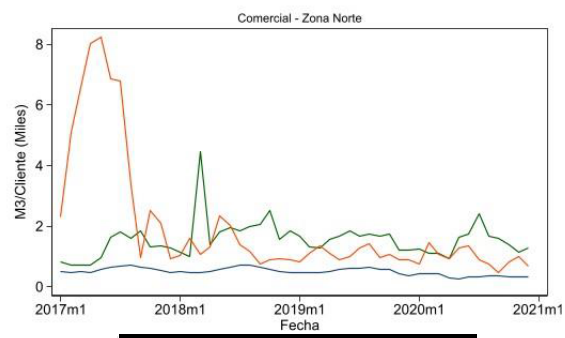
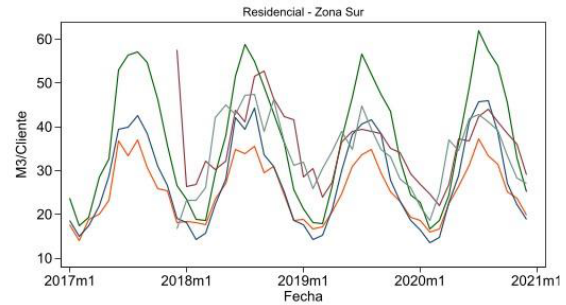
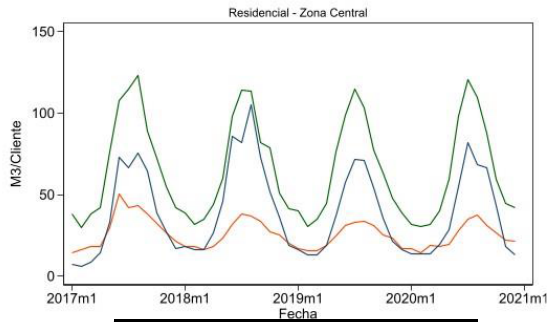
Gráfico A1.23: Evolución Indicador Kilómetros por Cliente



Fuente: Datos reportados por el Ministerio de Energía.

Gráfico A1.24: Evolución Consumo promedio por m3 por firma y tipo de clientes





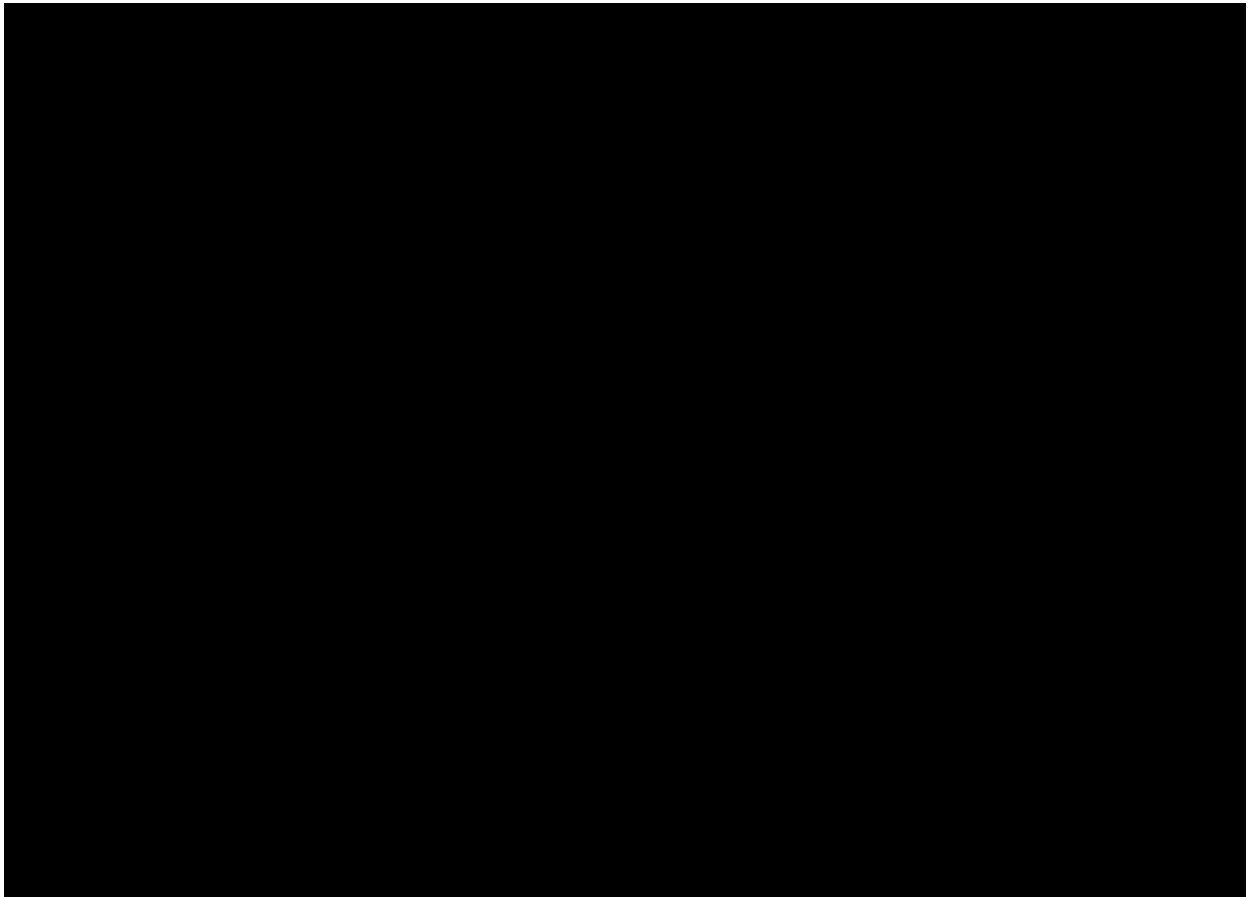
Fuente: Elaboración Propia en base a información entregada por CNE.

También es importante entender el peso de los costos en los distintos eslabones relevantes para la producción de gas por redes concesionadas. Para esto, consideramos dos componentes: VGSID (Valor del Gas al Ingreso del Sistema de Distribución) y VAD (Valor Agregado de Distribución). El primero de estos puede subdividirse en tres subcomponentes: costo del gas, regasificación y transporte.

En lo que sigue, se muestra la evolución de los componentes en el tiempo para cada operación (empresa-zona de concesión). En algunos casos, existen datos a nivel de subcomponentes (Metrogas, Gas Sur, Gas Valpo), y en otras, sólo a nivel de VGSID y VAD (Intergas, Lipigas).

Se puede apreciar que, si bien la relevancia de los costos varía por tipo de empresa y zona geográfica, la importancia que posee el insumo y el costo de la red de distribución son los componentes de mayor importancia para la mayoría de las firmas.

Gráficos A1.25: Relevancia Anual de Costos (Todas las Empresas)

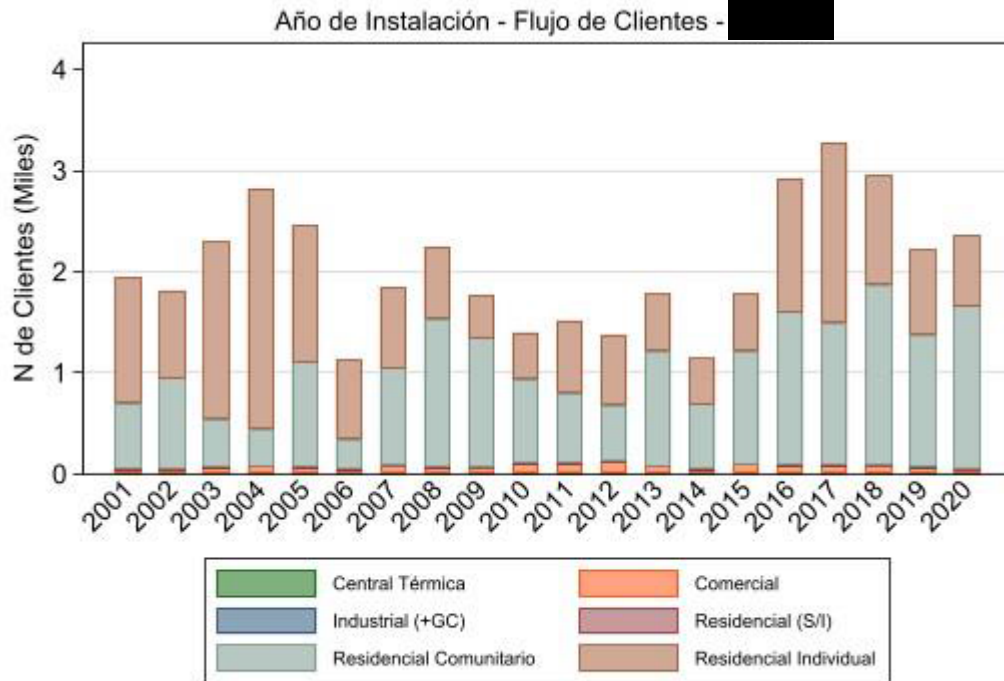




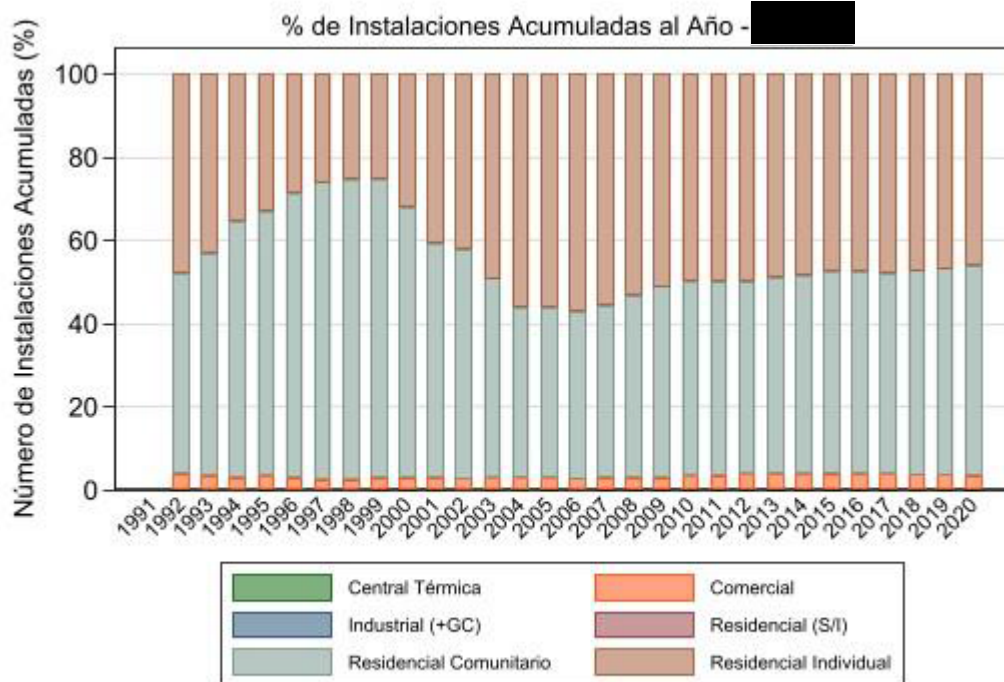
c. Información de Instalaciones por Empresa Concesionaria sujeta a Control de Rentabilidad

A continuación, se puede apreciar cómo ha evolucionado el mercado:

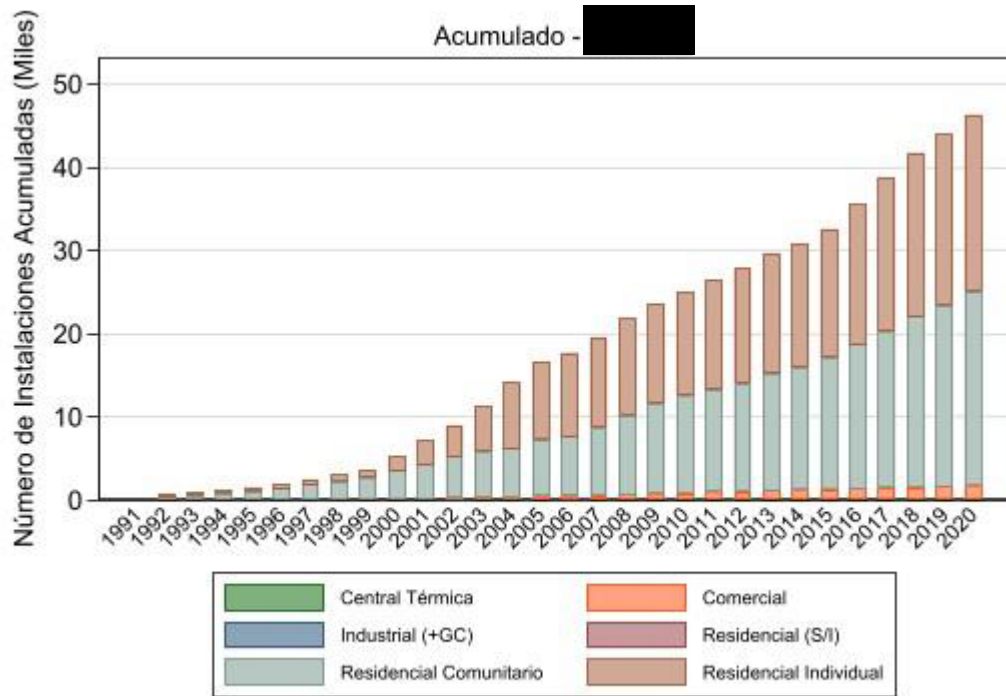
Gráficos A1.26: Instalaciones



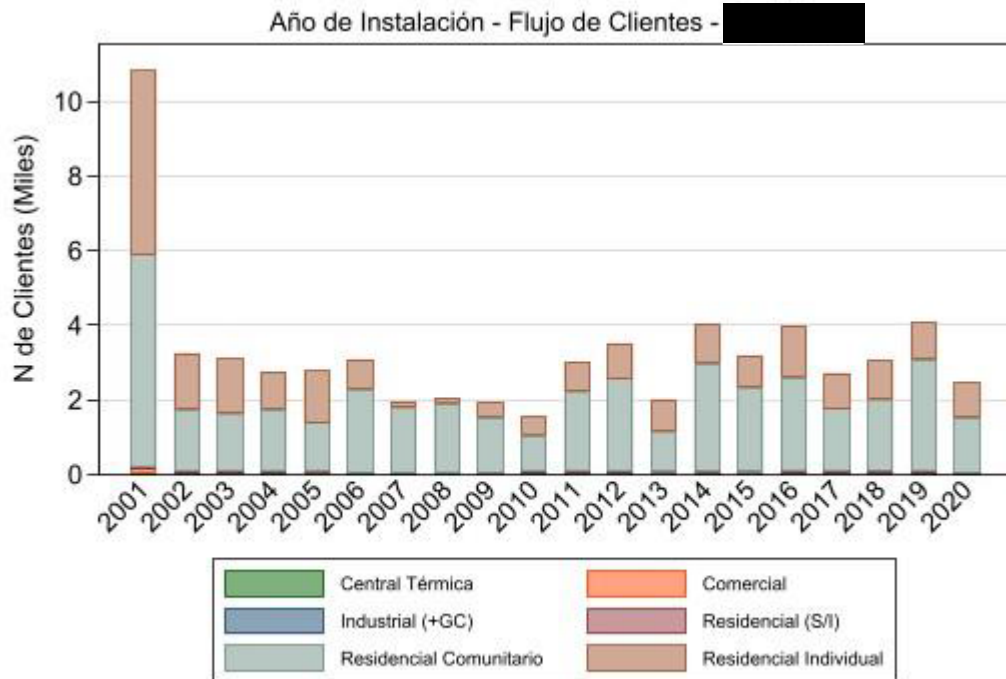
Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía



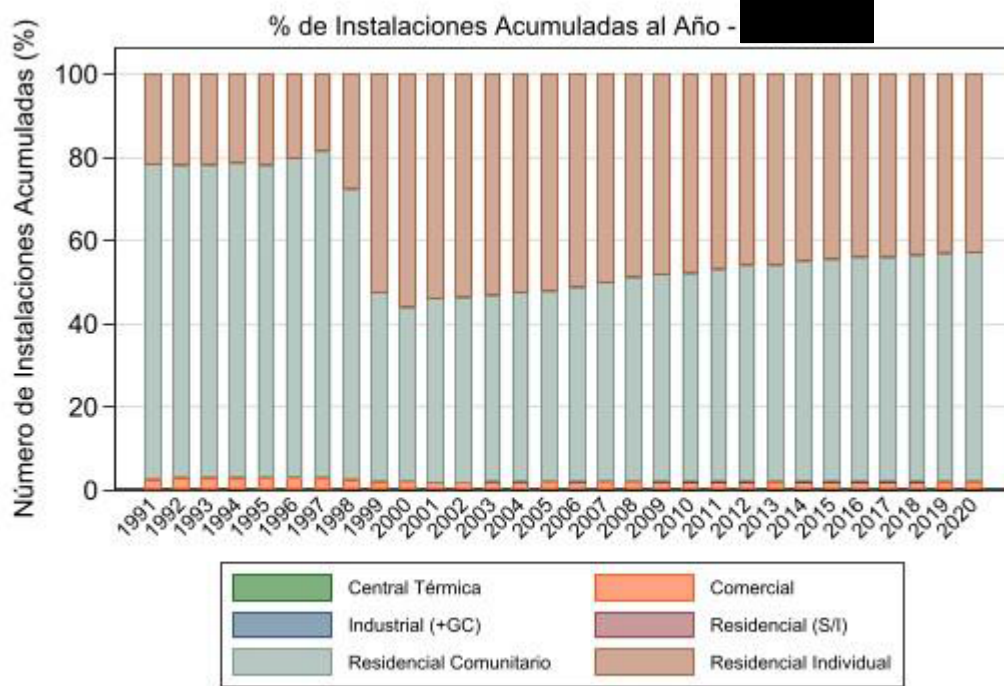
Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía



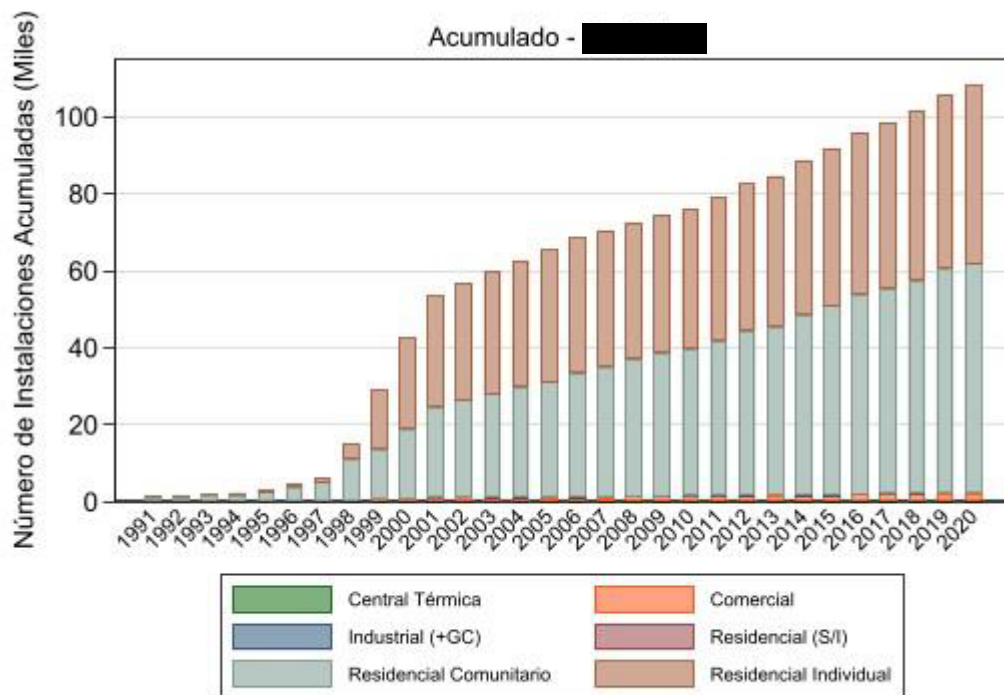
Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía



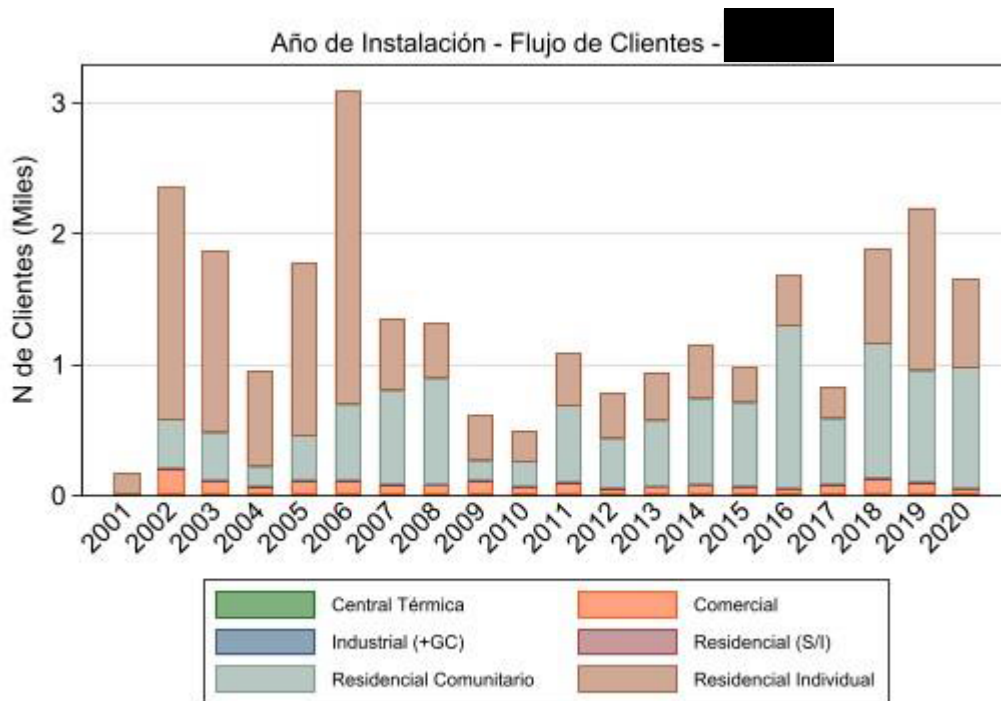
Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía



Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía



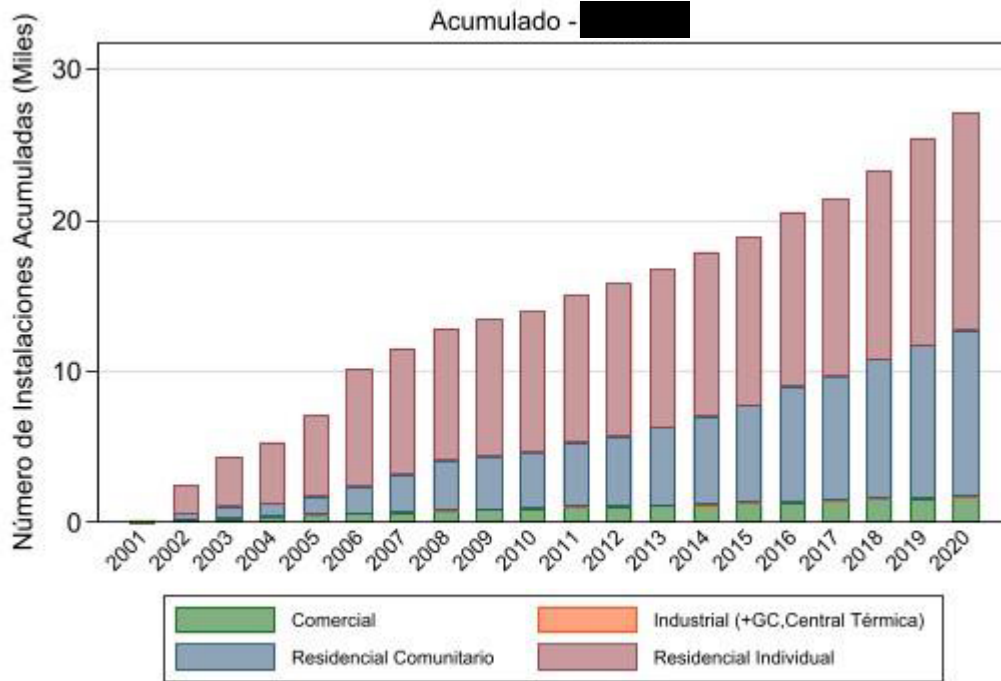
Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía



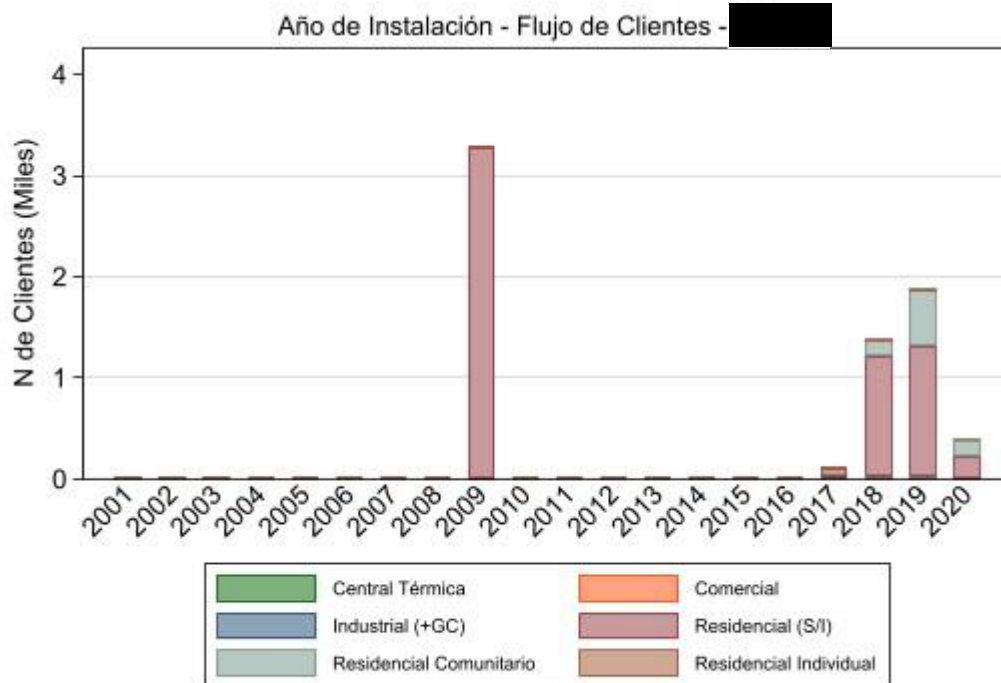
Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía



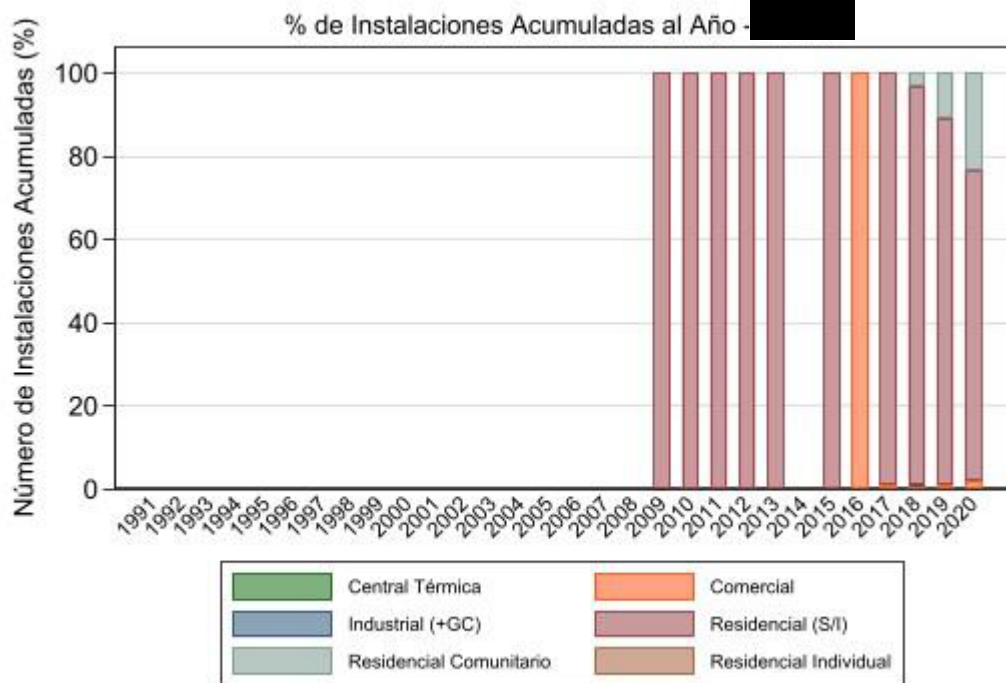
Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía



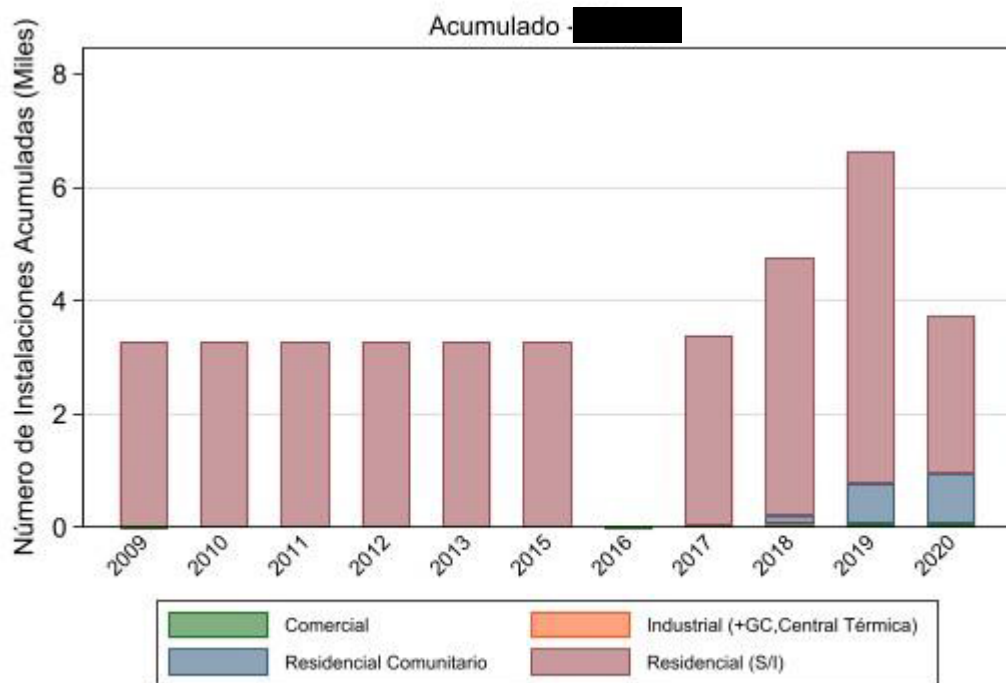
Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía



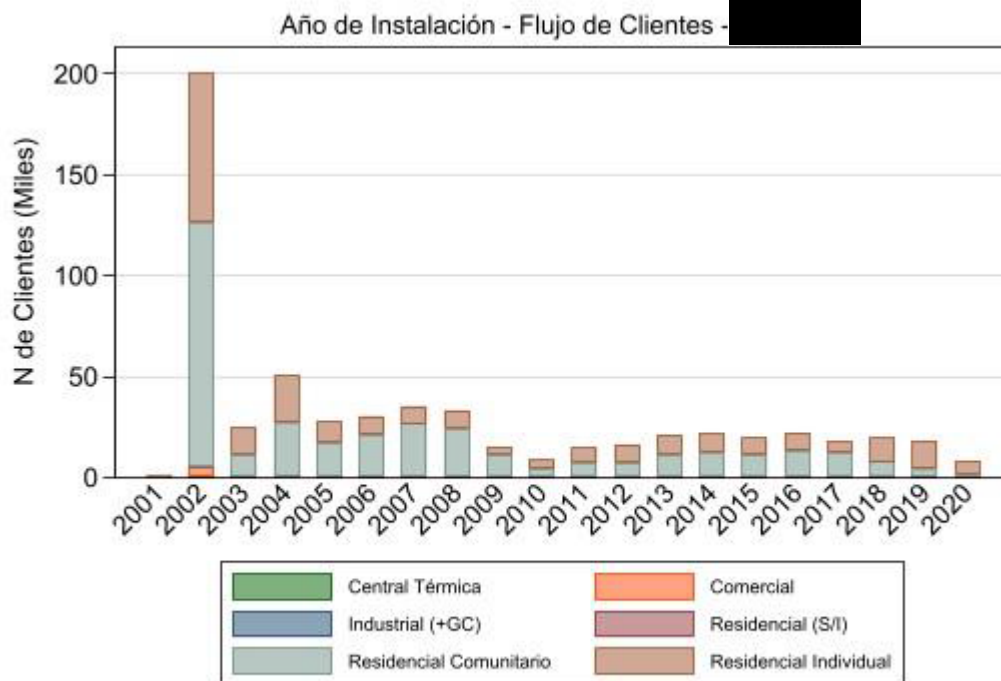
Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía

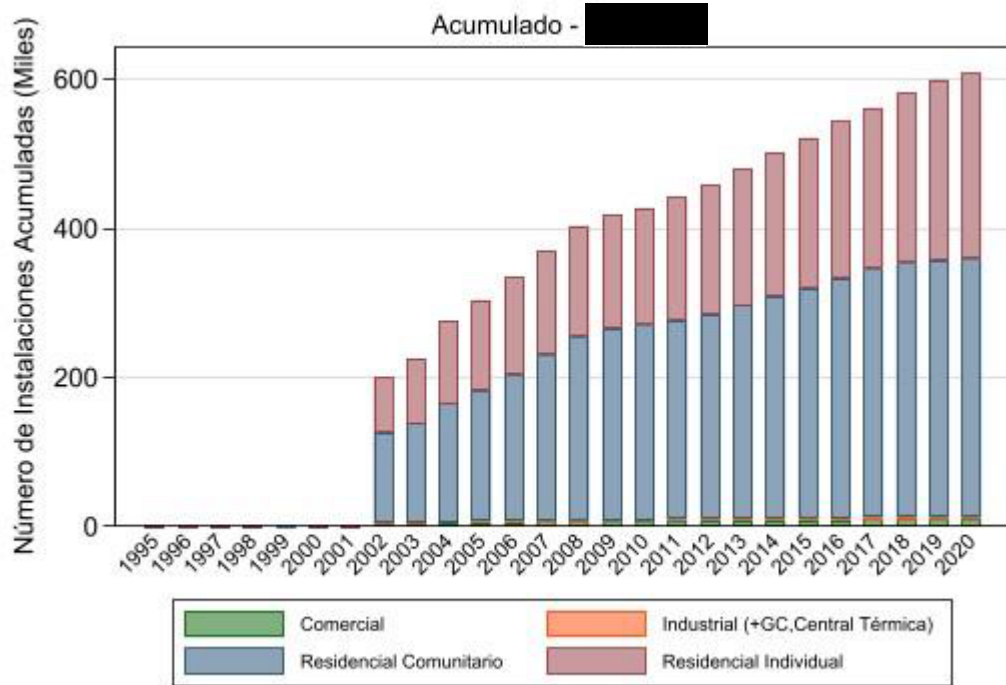


Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía



Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía





Fuente: Datos reportados por Ministerio de Energía

Anexo 2. Política de Descuentos a Clientes Residenciales de GN

Como mecanismos de descuentos en periodo de alto consumo, las distintas empresas de distribución de GN, realizan descuentos por m³ al realizar compras por un volumen superior al consumo de temporada baja, las que se compra por adelantado, llamadas “bolsas de gas natural”. Las anteriores son comercializadas exclusivamente a clientes residenciales, ejemplos de ellas son las Metrobolsas de Metrogas, las Bolsas de Gas de GasValpo, las Bolsas GasSur y las Lipibolsas. Las bolsas se plantean como una forma conveniente de calefaccionar que serían más económicas que la electricidad, la parafina y el gas licuado granel,⁵⁶ además de ser el GN más ecológico que la leña.

Salvo las Lipibolsas,⁵⁷ las bolsas de gas se activan durante los meses de invierno,⁵⁸ que corresponden a los meses de mayor consumo asociado a la calefacción, y operan una vez sobrepasados un cierto umbral: que alcanza los 60 m³ de consumo mensual de GN en las Metrobolsas y Bolsas de GasValpo, y 30 m³ en el caso de Bolsas de GasSur. De esta manera, durante este período, el consumo del mes superior al umbral se descuenta de la bolsa, mientras que los primeros m³ de GN consumidos se facturarán a la tarifa residencial vigente.⁵⁹ Si se llegase a agotar la bolsa, los m³ consumidos serán facturados de acuerdo a la tarifa residencial vigente correspondiente al inmueble.

Las Metrobolsas se deben adquirir antes del comienzo del período invernal, en 2023 el período de compra de las Metrobolsas fue entre 03 de marzo y 14 de abril y había un total de 24.000 bolsas disponibles. GasValpo, GasSur y Lipigas no establecen esta restricción. Por lo general, las empresas ofrecen a sus clientes la posibilidad de pagar con tarjeta de crédito hasta en 12 cuotas sin interés, lo que permite distribuir el gasto en calefacción durante el año.

⁵⁶ Por ejemplo, de acuerdo a lo publicado por Metrogas en su página web, “los clientes podrán ahorrar versus la calefacción eléctrica un 44% en la Región Metropolitana, un 53% en la Región de O'Higgins, y un 60% en la Región de Los Lagos. En comparación a la parafina, podrán ahorrar un 14% en la RM, un 14% en la Región de O'Higgins, y un 26% en la Región de Los Lagos. Versus el gas licuado granel, podrán ahorrar un 52% en la RM, un 54% en la Región de O'Higgins y un 55% en la Región de Los Lagos”. Para hacer este cálculo de ahorro, la empresa señala que se realiza en base a la diferencia entre el “precio por m³ de la Metrobolsa y precio del gas licuado granel (estaque) en la RM, Región Libertador Bernardo O'Higgins y Región de Los Lagos al 20-02-2023 informados por EOL Research. En el caso de la electricidad, precios promedio en la RM a tarifa BT-1, según información Enel a febrero 2023; en la Región Libertador Bernardo O'Higgins precios promedio a tarifa BT-1, según información de CGE a febrero 2023; en la Región de Los Lagos precios promedio a tarifa BT-1, según información de Saesa a febrero 2023. En el caso de la parafina, precios promedio en la RM y Región de Los Lagos, informados al 20-02-2023 por EOL Research. Región Libertador Bernardo O'Higgins precios informados en www.bencinaenlinea.cl.”

⁵⁷ Las Lipibolsas funcionan durante todo el año y se activan luego de superar el umbral de 10 m³.

⁵⁸ Entre mayo y octubre (ambos inclusive) en el caso de las Metrobolsas y Bolsas de Gas Natural de GasValpo. Entre los meses de marzo a diciembre (ambos inclusive) en el caso de GasSur.

⁵⁹ En el caso de Metrogas BCR01, BCR01R, BCR01OS, BCR01PM y BCR01PV, en el caso de GasValpo BC01 y BC01B y en el caso de GasSur BCR01.

Con la compra de las bolsas, se asegura al cliente una tarifa fija durante todo el invierno. Además, algunas de las empresas, garantizan que sus clientes siempre pagarán un valor igual o menor a la tarifa residencial vigente.⁶⁰

Si al final del período de calefacción sobran m³ de la bolsa, éstos se valorizan según el precio de compra, lo que definirá un monto de dinero a favor del cliente que podrá ser abonado como saldo a favor en la boleta de gas.

⁶⁰ Por ejemplo, Metrogas señala expresamente que “si por condiciones de mercado la tarifa residencial es menor que el precio de la Metrobolsa, ajustaremos el precio de la Metrobolsa para que siempre pagues el valor más bajo. De esta forma, abonaremos en dinero la diferencia a tu cuenta de gas del periodo de facturación inmediatamente posterior”.

Anexo 3. Experiencia Regulatoria Comparada

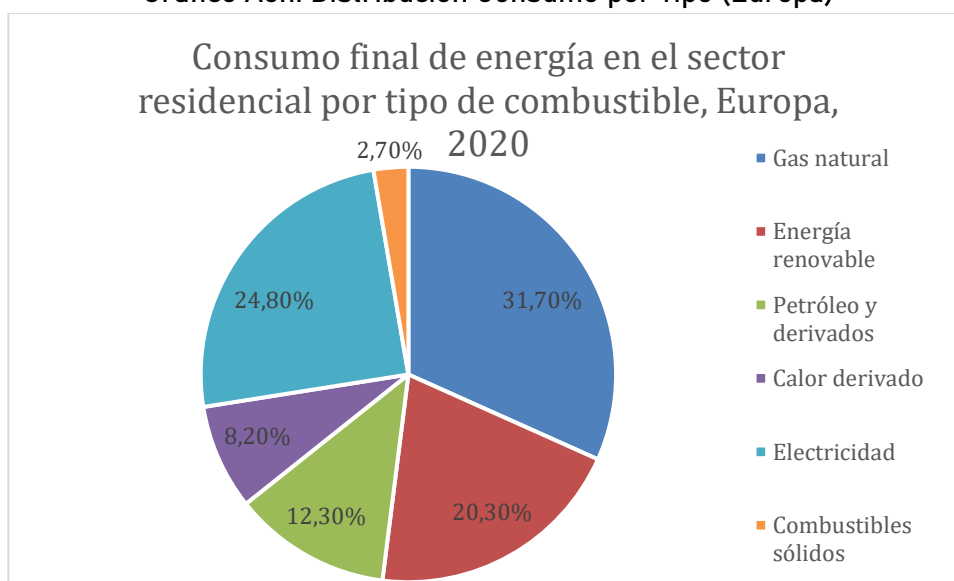
Es importante mirar en contexto el desempeño de la industria de GN en Chile. Para ello se analiza comparadamente cómo se estructura la industria en otros países, en particular si ésta es más o menos regulada, y cómo son los niveles de consumo y precios comparados a los vigentes en Chile.

Con todos los cuidados que debemos tener, en este anexo se revisa el consumo en países europeos y la regulación comparada, que incluye a dos países de América Latina (Argentina y Colombia) y tres de Europa (España, Irlanda del Norte y Gran Bretaña). Seguidamente, se compara la evolución de los precios de GN en Chile, USA y Europa (promedio de las 27 economías que participan de la Unión Europea), además de Gran Bretaña, España, Austria e Irlanda. La opción de comparar los precios en Chile con estos países es porque tanto USA como Gran Bretaña son exportadores netos de GN, mientras que el promedio de la Unión Europea, España, Austria e Irlanda son importadores netos de GN. Todos estos países tienen redes de GN desplegadas ampliamente, aunque los dos últimos son de un tamaño poblacional más pequeño que Chile. Con todo, los inviernos en todos estos países son más fríos y prolongados que en Chile, con la excepción del sur de USA y el sur de España, lo que se refleja en que el consumo per cápita promedio de GN en estos países es entre tres y cuatro veces el de Chile.

a. Consumo y Estructura de la Industria y la Regulación, países seleccionados

En Europa en 2020 el sector residencial representó el 27,4% de toda la energía consumida, la mayor parte de ésta corresponde a GN (31,7%), seguido de electricidad (24,8%), energías renovables (20,3%) y petróleo (12,3%).

Gráfico A3.1: Distribución Consumo por Tipo (Europa)



Fuente: Eurostat

De acuerdo con la tabla siguiente, los países donde el GN es más importante para el sector residencial en 2020 fueron Holanda (67,9%), Luxemburgo (52,1%), Italia (52%) y Hungría (50,7%).

Tabla A3.1: Consumo de Energía en Sector Residencial, por país y tipo de combustible (%)

	Solid fossil fuels, peat and peat products	Natural gas	Oil and petroleum products (excluding biofuel portion)	Renewables and biofuels	Electricity	Heat
EU	2.8	31.7	12.3	20.3	24.7	8.2
Belgium	0.4	38.7	32.3	8.3	20.2	0.2
Bulgaria	4.2	4.0	0.9	36.1	41.0	13.9
Czechia	8.9	26.0	0.7	31.6	19.2	13.7
Denmark	0.0	13.7	4.1	23.9	21.8	36.6
Germany	0.5	37.5	22.5	14.0	18.8	6.6
Estonia	0.1	5.9	0.7	42.0	18.2	33.1
Ireland	11.6	18.8	43.0	2.6	24.0	0.0
Greece	0.1	10.3	30.0	23.4	35.0	1.2
Spain	0.3	23.9	16.9	15.7	43.2	0.0
France	0.1	27.8	11.1	22.0	35.9	3.2
Croatia	0.1	21.3	4.6	46.0	22.9	5.0
Italy	0.0	52.0	6.1	20.5	18.6	2.8
Cyprus	0.0	0.0	30.1	27.3	42.6	0.0
Latvia	0.1	9.8	4.8	40.7	13.5	31.1
Lithuania	2.4	12.2	3.8	34.0	18.3	29.3
Luxembourg	0.1	52.1	27.4	4.2	16.3	0.0
Hungary	0.9	50.7	1.3	21.6	17.5	7.9
Malta	0.0	0.0	14.7	13.3	72.0	0.0
Netherlands	0.0	67.9	0.4	5.9	22.8	3.0
Austria	0.3	21.3	13.9	29.5	23.2	11.8
Poland	24.6	18.2	2.9	24.8	12.2	17.2
Portugal	0.0	9.8	14.9	36.3	39.0	0.0
Romania	0.6	34.3	3.4	38.2	14.6	8.9
Slovenia	0.0	9.8	12.4	41.6	29.1	7.0
Slovakia	2.0	41.7	0.2	22.8	18.4	14.9
Finland	0.1	0.5	5.0	30.9	35.8	27.7
Sweden	0.0	0.3	2.8	12.7	50.8	33.4
Iceland	0.0	0.0	0.4	2.5	15.5	81.6
Norway	0.0	0.0	0.1	23.2	73.8	2.8
Montenegro	0.8	0.0	0.8	54.5	43.9	0.0
North Macedonia	0.1	0.0	1.7	37.5	53.4	7.1
Albania	0.0	0.0	20.9	24.0	55.1	0.0
Serbia	7.1	6.9	0.7	38.9	33.8	12.5
Turkey	4.6	55.8	2.0	15.0	22.7	0.0
Bosnia and Herzegovina	3.2	2.3	1.7	64.4	22.9	5.4
Kosovo*	0.5	0.0	2.0	56.5	39.2	1.9
Moldova	3.4	23.0	4.4	48.7	11.9	8.7
Ukraine	1.0	48.0	0.2	13.9	23.0	13.9
Georgia	0.0	67.1	0.7	16.5	15.7	0.0

Fuente: Eurostat

En Europa, el principal uso de la energía en los hogares es la calefacción (62,8%). El GN cumple un rol esencial para la calefacción y el calentamiento de agua.

Tabla A3.2 Combustibles usados en el sector residencial por función

	energy use	space heating	space cooling	water heating	cooking	lighting and electrical appliances	other end use
Solid fossil fuels, peat, peat products	2.9	91.0	0.0	7.8	1.1		0.0
Natural gas	32.0	74.6	0.0	19.3	6.1		0.0
Oil and petroleum products	12.5	78.2	0.0	14.6	6.5		0.7
Renewables and biofuels	19.2	87.9	0.0	10.3	1.2		0.7
Electricity	25.1	13.1	1.5	12.0	12.5	57.9	3.0
Heat	8.3	77.0	0.0	23.0	0.0		0.0
Total	100.0	62.8	0.4	15.1	6.1	14.5	1.0

Fuente: Eurostat

La siguiente tabla resume la evidencia comparada de las regulaciones entre varios países estudiados.

Tabla A3.3: Matriz de Regulación Comparada

		Argentina	Colombia	España	Irlanda del Norte	Reino Unido
Producción	Acceso a la actividad	Contrato de exploración y explotación con los estados provinciales	Contrato de exploración y explotación			Es un importador neto de gas natural. La mayor parte se importa desde Noruega por cañería. El gas natural licuado es aproximadamente el 25% del gas natural importado.
	Contratos para prestación del servicio	Libre contratación de venta: i) venta a distribuidores; ii) venta a grandes consumidores	Contratos de compraventa o suministro de mercado mayorista: i) venta a comercializadores; ii) venta a usuarios no regulados; iii) venta a estaciones de gas natural vehicular	No es productor relevante de gas (sólo 0,174% del monto importado)	No es productor importa desde Escocia o a través de Irlanda	La OGA adjudica las licencias de exploración, producción e innovación
	Regulación de precios	Sí, precio de gas en punto de ingreso al sistema de transporte	Libre determinación de precios.			Se paga un cargo anual por cada licencia, cobro que es creciente por km cuadrado que cubre la licencia. Los productores de gas no pueden ser dueños o controladores de las redes de transporte ni de las redes de distribución
	Límites de participación	Ningún productor puede tener participación controlante en transporte/distribución	Los productores de gas no pueden tener interés económico en el transporte, la distribución y la comercialización.			
Regasificación y Almacenamiento	Acceso a la actividad	Contrato de largo plazo entre ENARSA (empresa pública) e inversionistas privados	Libre emprendimiento	Permite integración con transporte, pero no con comercialización. Además, debe existir separación contable, jurídica y funcional de las actividades.		
	Regulación de precios	Libre determinación del precio.	Libre determinación del precio.	Si		
	Acceso abierto a la infraestructura	No hay acceso abierto.	Garantizado el acceso a la capacidad de la infraestructura.	Garantizado		Garantizado
Transporte	Acceso a la actividad	Contrato de licencia (concesión por 35 años)	Libre entrada para la construcción, operación y mantenimiento de gasoductos. A futuro a través de subastas			
	Prestación del servicio / Integración	No compra ni vende, sólo presta el servicio de transporte	Servicio de conexión al gasoducto y servicio de transporte			
	Acceso abierto a la infraestructura	Garantizado	Garantizado	Garantizado	No	Garantizado
	Contratos para prestación del servicio	Categorías de contratos: a) firme o interrumpible. Se permite la reventa de capacidad de transporte firme	Contratos firmes y contratos interrumpibles			
	Regulación de precios	Sí. Las tarifas varían por regiones dependiendo de la distancia. La tarifa de servicio de intercambio y desplazamiento es la suma de las tarifas desde la zona que comienza el servicio hasta la zona en que termina, incluyendo la zona intermedia atravesada.	Regimen de regulación de precios: i) metodología de precios máximos eficientes (price cap); ii) metodología basada en la distancia	Sí, por m ³ de gas dependiendo de parámetros de amortización del capital, rentabilidad de la inversión, costos y retribución por aumentos de eficiencia y productividad.	Sí, fija precios de manera análoga a transporte, pero a una empresa (SGN) se le fija un price cap (empresa nueva).	Si
Integración	No permitida	No permitida	Sí, con regasificación y almacenamiento. Debe existir separación contable, jurídica y funcional de las actividades.	No hay evidencia de que exista integración vertical entre las etapas de transmisión y distribución. Sí con comercialización.	No pueden ser dueños o tener el control de empresas productoras o distribuidoras	
Distribución	Acceso a la actividad	Contrato de licencia	Libre entrada para la construcción, operación y mantenimiento de redes de distribución			
	Prestación del servicio / Integración	Presta servicio de distribución y comercialización	Servicio de distribución y comercialización. Puede haber comercializadores independientes	Permite integración con regasificación y almacenamiento. Debe existir separación contable, jurídica y funcional de las actividades.	No hay evidencia de que exista integración vertical entre las etapas de transmisión y distribución. Sí con comercialización.	No pueden ser dueños o tener el control de empresas productoras o de transporte de gas
	Acceso abierto a la infraestructura	Garantizado	Garantizado	Garantizado	No	Garantizado
	Regulación de precios	Sí. Precio máximo, definido en licitaciones públicas.	Metodología de precios máximos eficientes (price cap)	Si	Sí, fija precios de manera análoga a transporte, pero a una empresa (SGN) se le fija un price cap (empresa nueva).	Si
Comercializador	¿Existe la figura del comercializador?	NO	Si	Si	Si	Si
	Acceso a la actividad		Libre entrada			
	Prestación del servicio / Integración		Sólo presta servicio de venta o suministro de gas	No permite integración con ninguna parte del proceso productivo en que haya empresas con poder monopólico (transporte/distribución).	En la práctica Firmus Energy (Supply) está relacionada con Firmus Energy (Distribution), siendo la empresa dominante en su zona de distribución (Ten Towns).	No permite integración
	Regulación de precios		Contratos de compraventa mayorista y/o contratos con usuarios no regulados	Dual: fijación de precios en libre competencia, pero consumidores pequeños pueden acceder a tarifa de último recurso (TUR) regulado de acuerdo a segmentos.	Sí, para clientes de bajo consumo ("revenue-cap"). En otros casos, libre tarifa.	Si, precio máximo para clientes residenciales

b. Comparación de Precios, países seleccionados

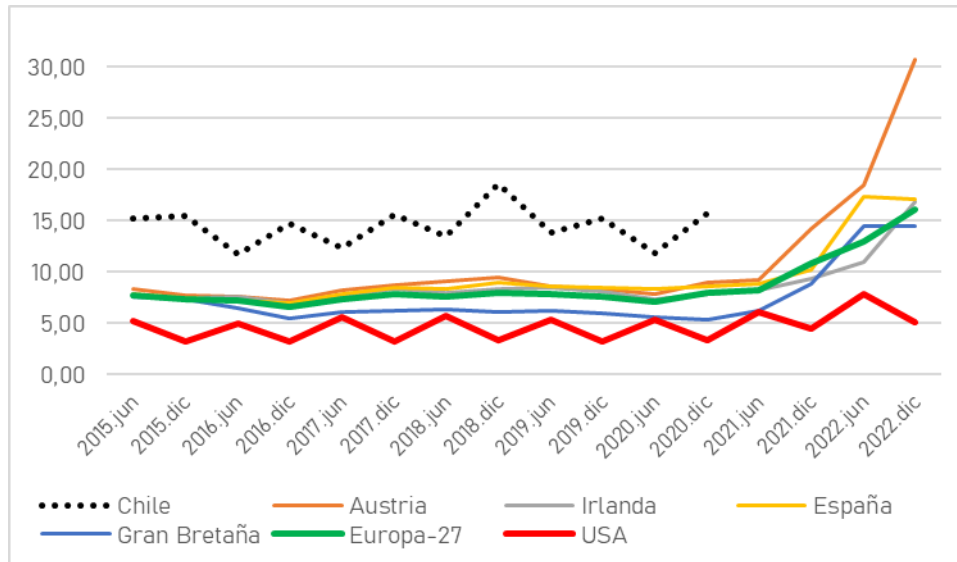
Una pregunta ciertamente relevante es cuán comparable son los precios internacionales de GN respecto de aquellos que prevalecen en Chile. En un análisis con información de hace 25 años, Fosco y Saavedra (2003b) entregan un detallado análisis de los precios de GN en los segmentos de transporte y distribución (separando por tipo de cliente) en nuestro país y su comparación con los vigentes en aquella época en Argentina. En un trabajo paralelo, Fosco y Saavedra (2003a) comparan la estructura del mercado y la regulación del GN en Chile con la vigente en la misma época en USA, Gran Bretaña y Argentina.

Fosco y Saavedra (2003b) encuentran que los precios de transporte de GN son mayores en Chile que en Argentina, corregido por longitud de los gaseoductos. Los autores sugieren que dichas diferencias se deben a la mayor utilización de las redes en el país vecino (80% versus 64%), debido al mayor mercado atendido. En cuanto a los precios en el segmento de distribución de GN, en dicho estudio los autores distinguen a clientes residenciales, comerciales e industriales. Al comparar los precios de distribución a clientes residenciales, que son regulados en Argentina y desregulados en Chile, se encuentra que estos son más estables y menores en el país vecino que los vigentes en Chile, en particular para niveles medios y altos de consumo. Sólo a niveles bajos de consumo, los precios de Chile eran menores que en Argentina, debido a que al ser precios regulados en dos-partes en dicho país, el cargo fijo eleva el precio efectivo de quienes consumen menos. El estudio de Fosco y Saavedra (2003b) encuentra que tanto los precios de distribución a clientes comerciales como industriales son más bajos en Argentina que en Chile.

Es importante señalar que una comparación internacional de precios debe tener presente que dichas diferencias no sólo pueden provenir de la diferencia en el poder de mercado que tengan las empresas en los diferentes países ya que, por ejemplo, en muchos países las tarifas son reguladas, mientras que en Chile éstas han sido históricamente desreguladas y, sólo en el último tiempo se sigue una regulación a la rentabilidad global de la empresa. Sin embargo, hay otras diferencias que dificultan la comparación entre países, en particular si el GN es producido en el propio país o fuera de éste; si la penetración de las redes de GN son importantes o si sólo atienden a un porcentaje menor de la población; o si el volumen demandado es muy superior en países con inviernos más fríos y prolongados que en un país mediterráneo como el nuestro o las diferencias del costo del gas, siendo uno de los insumos más relevantes para la producción, entre otros.

En cuanto a los precios a clientes residenciales, el siguiente gráfico muestra los precios finales a clientes residenciales, incluyendo el costo del GN, el valor agregado de distribución, e impuestos de todo tipo.

Gráfico A3.2: Precios del GN a Clientes Residenciales, todo incluido (en centavos de dólar (¢) por KWh, a precios de diciembre de 2020)



Nota: A los precios de Chile se le agregó el IVA; los precios de USA corresponden al promedio ponderado pagado por viviendas en todos los estados, incluidos impuestos, entrega, gas y otros cargos; los precios de Europa corresponden al promedio ponderado pagado por usuarios finales en las capitales de cada país, e incluye el valor del gas, la distribución y todo tipo de impuestos.

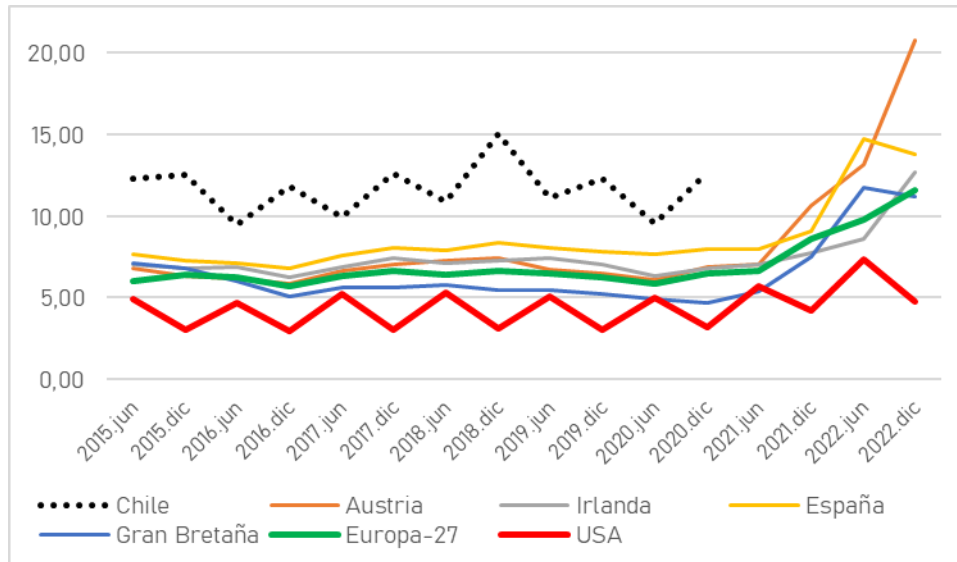
Fuente: Elaboración propia a partir de FNE (2021), U.S. EIA y HEPI.

Los precios que pagan un cliente residencial medio en Chile, que consume 58 metros cúbicos de GN al mes, es el doble de lo que pagan los usuarios residenciales con precios regulados en Europa, sean países grandes como España o Gran Bretaña, o pequeños como Austria o Irlanda. A su vez, los precios que pagan los clientes residenciales en Chile son tres veces mayores a aquellos que pagan los clientes residenciales en USA.

Se observa que tanto en Chile como en USA, los precios en invierno son más bajos que los precios en el verano. Lo anterior se explicaría porque al haber mayor consumo de GN en invierno aparecen eventuales sustitutos y las distribuidoras de GN reaccionarían bajando los precios. Para efectos estadísticos, los precios promedios en verano en Chile son de ¢US\$15,82 por KWh y en invierno bajan a ¢US\$13,01 por KWh; mientras que en USA estos llegan a ¢US\$5,69 por KWh en verano y bajan a ¢US\$3,59 por KWh en invierno. En los países de la Unión Europea, donde los precios a clientes residenciales son principalmente regulados, los precios son levemente más altos en invierno que en verano.

El siguiente gráfico muestra los mismos precios pagados por los clientes residenciales, pero esta vez se le han descontado los impuestos, no sólo el IVA, VAT o impuestos a las ventas, según corresponda, sino toda clase de impuestos. En otras palabras, sólo incluye el costo del gas puesto en el *citygate* más el valor agregado de distribución.

**Gráfico A3.3: Precios del GN a Clientes Residenciales, excluidos todos los impuestos
(en centavos de dólar por KWh, a precios de diciembre de 2020)**



Nota: Para Chile se descontó el 19% del IVA; para USA se descontó el 5,1%, que es su promedio de impuesto a las ventas; y para Europa se descontó el equivalente a VAT y otros impuestos.

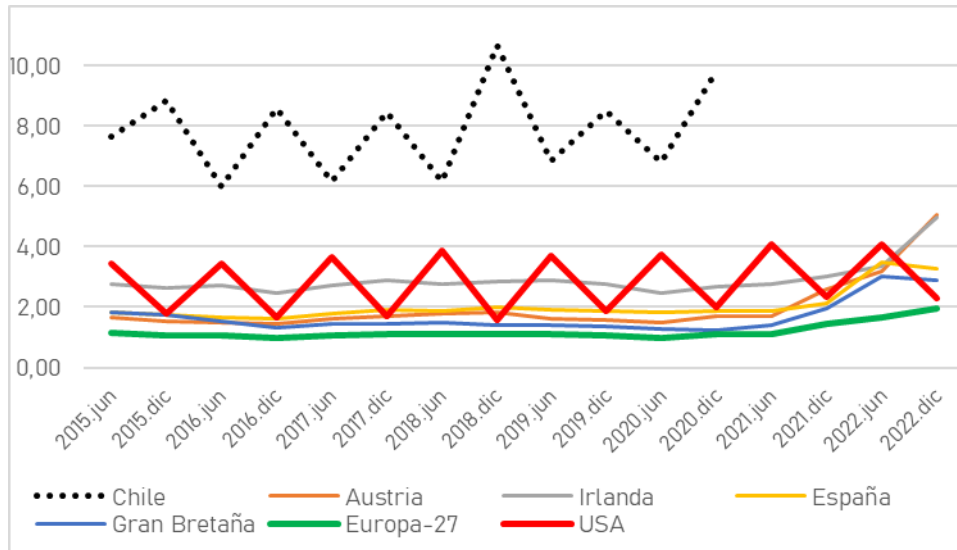
Fuente: Elaboración propia a partir del Gráfico III.1, U.S. EIA y HEPI.

Se observa que no hay diferencias cualitativas importantes respecto de lo señalado en el gráfico previo, por lo que las diferencias de precios que pagan los clientes residenciales en Chile no son producto de (eventuales) mayores impuestos (IVA). De hecho, para el promedio de los países de la Unión Europea, el VAT más otros impuestos suman un 26% del valor total pagado por los usuarios finales.

Finalmente, respecto de los clientes residenciales, el gráfico siguiente entrega los precios que pagan los clientes residenciales por el concepto de valor agregado de distribución (“VAD”). Se aprecia que tampoco hay diferencias relevantes al mirar sólo el valor agregado de distribución: los costos para los clientes residenciales chilenos son más de tres veces mayores a los de Irlanda, el de mayor VAD de todos los países europeos de la muestra. En esta oportunidad USA muestra un VAD que supera a los de Irlanda.

Lo anterior, es consistente con lo mencionado en este informe, en cuanto a que se requiere un estudio que permita determinar la justificación de las diferencias de las tarifas en clientes residenciales, de tal modo de determinar si las tarifas que se están cobrando a los clientes son resultado de una menor competencia que enfrentan las empresas de GN en este segmento.

Gráfico A3.4: Precios del GN a Clientes Residenciales por Valor Agregado de Distribución (en centavos de dólar por KWh, a precios de diciembre de 2020)

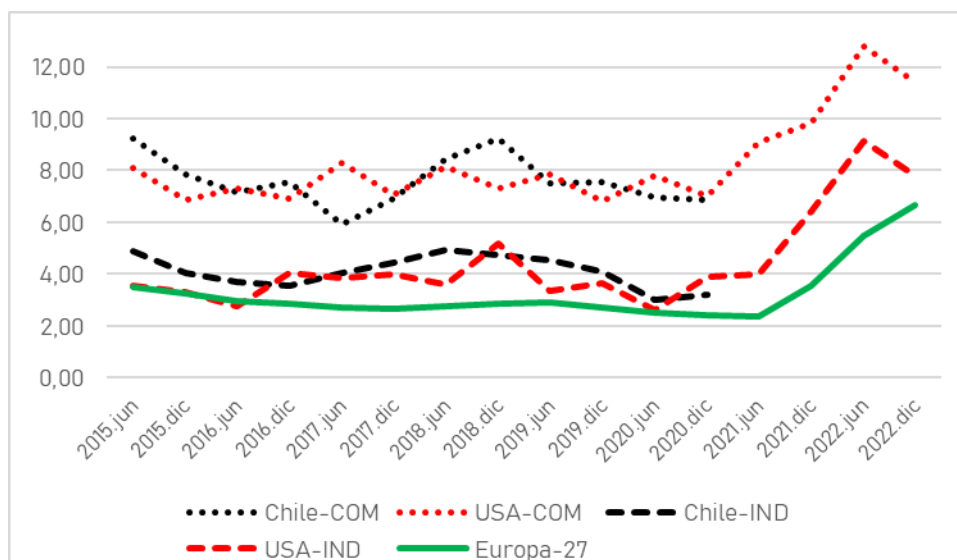


Nota: Para Chile, por carecer del precio en *citygate*, se supuso que éste es igual al precio que pagan los clientes industriales, lo que es así para USA entre 2015 y 2022; y para USA se considera como precios por VAD la diferencia entre el precio reportado que pagan los usuarios residenciales y el precio en *citygate*.

Fuente: Elaboración propia a partir de FNE (2021), U.S. EIA y HEPI.

En cuanto a la evolución de los precios de clientes no residenciales, es decir, clientes comerciales e industriales, estos muestran un comportamiento que se diferencia de la tarificación a clientes residenciales, tal como muestra el Gráfico A3.5.

Gráfico A3.5: Precios del GN a Clientes No Residenciales, excluidos impuestos (en centavos de dólar por KWh, a precios de diciembre de 2020)



Fuente: Elaboración propia a partir de FNE (2021), U.S. EIA y Eurostat.

Dicho gráfico muestra los precios pagados por los clientes no residenciales, separando para Chile y USA lo que pagan el cliente comercial promedio de lo que paga el cliente industrial promedio. Para Europa los precios incluyen a ambos tipos de clientes y son los más bajos en esta comparación. Todos estos precios son netos de impuestos, por lo que se trata del precio del GN puesto en *citygate* más el VAD cuando corresponda. Es posible observar en el gráfico anterior que los precios a clientes no residenciales en Chile no son sustancialmente mayores que sus equivalentes en USA. En efecto, el precio a los clientes comerciales en nuestro país fue de ¢US\$7,6 por KWh entre 2015 y 2020, casi igual al de USA que alcanzó a ¢US\$7,5 por KWh en igual período. Un resultado parecido se observa para clientes industriales, cuyo valor promedio en Chile alcanzó a ¢US\$4,1 por KWh, un 10% mayor que el promedio en USA para igual período.

Lo segundo que se deduce de dicho gráfico es que en Chile no se sigue la estrategia de cobrar menos en invierno y más en verano en los clientes comerciales ni en los industriales, como se hace para los clientes residenciales; mientras que ésta sigue vigente en USA para los clientes comerciales. Es así como en Chile el precio promedio pagado en invierno es estadísticamente similar al pagado en verano, para ambos tipos de clientes. En los clientes comerciales se pasa de ¢US\$7,5 por KWh en invierno a ¢US\$7,7 por KWh en verano, en promedio; mientras que para los clientes industriales este es mayor en invierno (¢US\$4,2 por KWh versus ¢US\$4,0 por KWh). En USA el precio del GN para clientes comerciales es un 10% más barato en invierno que en verano, situación que se revierte para los clientes industriales al punto de ser un 15% más caro en invierno.

Del mismo gráfico se observa que en Europa es más barato el GN para un promedio de clientes no residenciales, que incluye a los comerciales y a los industriales, que lo que pagan los clientes industriales en Chile y USA, para todo el período analizado.

Finalmente, debemos señalar que el costo del VAD en USA es soportado también en parte por los clientes comerciales, pero no así por los clientes industriales, ya que el precio promedio pagado por estos es en promedio el mismo que el precio puesto en *citygate*.

Anexo 4. Análisis del Chequeo de Rentabilidad Máxima

Este anexo tiene por objetivo analizar el esquema de chequeo de rentabilidad que se realiza anualmente a las distribuidoras de GN en Chile (excepto en Magallanes). El chequeo de rentabilidad utiliza como límite el promedio un tres a cinco por ciento (dependiendo de la antigüedad de la infraestructura).

En este Anexo se presentan varias críticas a esta forma de regular tarifas bajo el supuesto que las distribuidoras de GN gozan de poder de mercado en su zona de concesión.⁶¹ Es importante señalar que no se conoce algún país que utilice un esquema regulatorio similar.

a. Modelo Simple

Para desarrollar las ideas de este anexo es conveniente desarrollar un modelo simple que refleje lo esencial del sistema regulatorio actual. Para ello, a continuación, suponemos una empresa de distribución de GN que invierte en activos y redes con un horizonte de largo plazo.

Supongamos que al inicio del período de evaluación la firma invierte K_0 . Estos activos se deprecian y al final del período de evaluación, T , tienen un valor de $K_T = 0$.⁶² La demanda de cada año es Q_t y los costos de operación y mantención son c (OPEX) por unidad demandada cada año. Así, los costos anuales de operación y mantención son $CT = c \cdot Q_t$. Finalmente, se asume que el costo de capital, que es la tasa de retorno mínima que requiere un inversionista para tener incentivos a invertir en esta empresa o industria, es igual a r .

Este es el ejemplo más simple posible, ya que se asume que los costos marginales son constantes y no hay inversiones adicionales durante el horizonte de evaluación.⁶³ Sólo la demanda varía en el tiempo. En industrias como la de GN, y debido a las indivisibilidades de los proyectos de inversión, así como fuertes economías de escala, las instalaciones se dimensionan para poder suplir la demanda futura (en caso de que esta crezca). Así, existe capacidad ociosa al comienzo, que se va utilizando a medida que la demanda crece en el tiempo. Además, en este anexo se asume que no hay cambio tecnológico o cambio en los precios de los bienes de capital de tal forma que el Valor Nuevo de Reemplazo de los activos de la empresa es siempre igual a K_0 .

⁶¹ Si no tienen poder de mercado (posiblemente por la competencia de otros combustibles) entonces no es necesaria la regulación de tarifas ni aplicar el esquema de chequeo de rentabilidad máxima.

⁶² El Artículo 33° de la LSG establece que para los activos hay que considerar un horizonte evaluación equivalente a la vida útil económica de los activos de tal forma que el valor residual sea cero.

⁶³ Ninguno de estos supuestos altera los resultados fundamentales del modelo ni los argumentos que se presentan más abajo.

La tarifa, p , que permite a la firma obtener una rentabilidad de sus inversiones igual al costo de capital viene dada por la siguiente condición:

$$p \cdot \sum_{t=1}^T \frac{Q_t}{(1+r)^t} = K_0 + \sum_{t=1}^T \frac{c \cdot Q_t}{(1+r)^t}$$

Esta ecuación dice que la tarifa que permite financiar a la empresa es aquella que iguala el valor presente de los ingresos (lado izquierdo de la ecuación) con el valor presente de los costos (lado derecho de la ecuación). Implícito en esta fórmula están los tres tipos de costos que debe financiar la tarifa: los costos de operación y mantención (OPEX), la depreciación de los activos y un retorno normal sobre las inversiones netas de cada período (CAPEX).⁶⁴

La condición anterior se puede escribir como:

$$(p - c) \cdot \sum_{t=1}^T \frac{Q_t}{(1+r)^t} = K_0$$

Dividiendo ambos lados por $\frac{1}{r} \cdot \left(1 - \frac{1}{(1+r)^T}\right)$ se obtiene la anualidad de los ingresos netos (precio menos costo marginal por la cantidad demandada) y costos de capital:⁶⁵

$$(p - c) \cdot Q^* = A(r) \tag{1}$$

donde,

$$Q^* = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Q_t}{(1+r)^t}}{\frac{1}{r} \cdot \left(1 - \frac{1}{(1+r)^T}\right)}$$

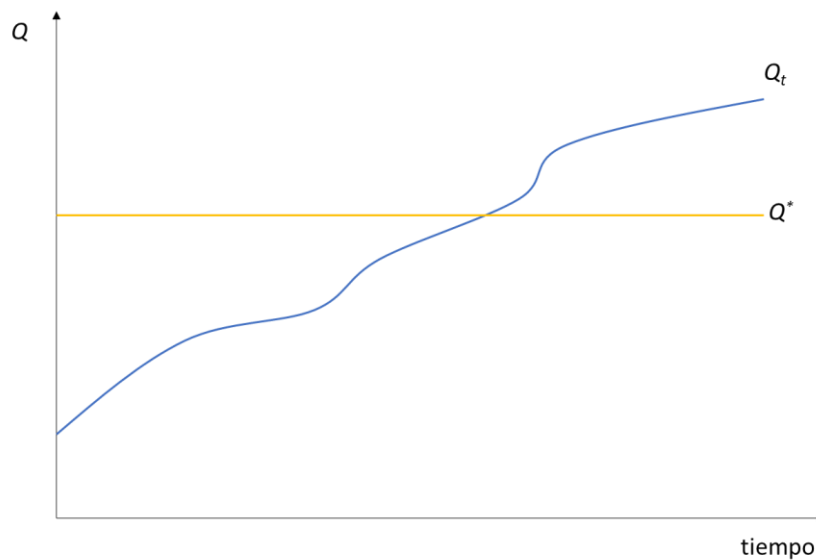
es la demanda constante que generaría el mismo valor presente de los ingresos que la demanda real que evoluciona en el tiempo.

Por ejemplo, si la demanda crece, la relación entre la demanda Q_t y Q^* podría ser algo como lo que muestra la figura siguiente. Ambas series tienen el mismo valor presente cuando se descuenta con r .

Figura A.5.1: Relación entre Demanda Real y Regulada en el Tiempo

⁶⁴ Incluir otros costos (comercialización, por ejemplo) es inmaterial para lo que sigue. El CAPEX incluye la depreciación más el retorno anual de los activos netos.

⁶⁵ Lo que hace la expresión anterior es transformar el valor presente de un flujo no constante en el tiempo en un monto anual constante que en el horizonte de T años genera el mismo valor presente.



Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado,

$$A(r) = \frac{K_0}{r \left(1 - \frac{1}{(1+r)^T}\right)} \quad (2)$$

es el valor anual constante que en un período de T años genera el mismo valor presente que el valor presente de las inversiones iniciales (VNR). Para lo que sigue más adelante, se deja explícito que la anualidad A es una función de la tasa r . Además, existe una relación monótonica entre A y r , mientras más alta es r , mayor es A y viceversa. En otras palabras, $\frac{dA}{dr} > 0$.

La ecuación (1) es fundamental ya que determina el precio que garantiza que la firma pueda financiar todos sus costos, incluyendo un retorno “adecuado” o “normal” sobre las inversiones.

b. Esquema de Regulación por Rentabilidad Máxima

La regulación por rentabilidad máxima que contempla la LSG considera la determinación de la tasa de descuento que hace que los ingresos del año sean iguales a los costos. Siguiendo el modelo desarrollado en la sección anterior y lo que establece la ley, y considerando el mismo precio de la condición (1), esto equivale a encontrar la tasa de descuento r^e , tal que:

$$(p - c) \cdot Q_t = \frac{K_0}{r^e \left(1 - \frac{1}{(1+r^e)^T}\right)} = A(r^e) \quad (3)$$

Ahora, para el precio que permite a la empresa cubrir todos sus costos en el horizonte de su inversión, tenemos de la condición (1):

$$(p - c) \cdot Q^* = A(r)$$

Por otro lado, el chequeo de rentabilidad en el año t es:

$$(p - c) \cdot Q_t = A(r^e)$$

Y que $\frac{dA}{dr} > 0$.

De lo anterior se deduce inmediatamente que:

$$\text{Si } Q_t < Q^* \Rightarrow r^e < r$$

$$\text{Si } Q_t > Q^* \Rightarrow r^e > r$$

La importancia del resultado anterior es que demuestra que, incluso si los precios son los adecuados para otorgar una rentabilidad normal a las inversiones de la empresa, en los períodos en que la demanda es relativamente baja, la tasa de rentabilidad será menor al costo de capital. Mientras que en los períodos en que la demanda es relativamente alta, la rentabilidad será mayor al costo de capital.

Presumiblemente, esto racionaliza que el legislador haya determinado que el chequeo de rentabilidad sea con un límite máximo igual al costo de capital más un 3% a 5%. La idea es que para que la empresa pueda rentabilizar sus inversiones debe compensar aquellos años con rentabilidades bajas con años con rentabilidades altas que superen el costo de capital.

c. Problemas con la regulación por rentabilidad máxima

De acuerdo con los desarrollado anteriormente, el esquema de regulación por rentabilidad máxima que se aplica en la industria de GN en Chile adolece de varias deficiencias:

1. **No se sabe si el costo de capital más un 3% a 5% es suficiente o insuficiente.** Como se ha demostrado, hay períodos donde la rentabilidad anual de la firma tiene que ser superior al costo de capital, aun cuando las tarifas son competitivas (en el sentido que le permiten una rentabilidad normal a la inversión en un horizonte de largo plazo). Pero no se sabe si 3% a 5% es suficiente o insuficiente.⁶⁶ Si es muy holgado, las empresas pueden subir las tarifas, incluso en aquellos períodos donde su demanda es relativamente alta. Si es insuficiente, las empresas tendrán dificultades en lograr financiar expansión o reposición de redes, ya que implicaría que los años con rentabilidades sobre el costo de capital (alta demanda) no logran compensar del todo los años de menor rentabilidad (baja demanda) y la inversión

⁶⁶ Otra interpretación del 3% a 5% es que es un premio por riesgo adicional por ser un mercado donde hay competencia y que el cálculo convencional del costo de capital (que usa información internacional donde no hay competencia) no recoge. Sin embargo, si esta es la interpretación, entonces se asume que la industria es competitiva con lo cual no se requiere un chequeo de rentabilidad.

obtiene una rentabilidad menor al costo de capital en el horizonte global del proyecto.

No existe un estudio, y difícilmente se puede generar, para determinar que 3% a 5% es adecuado, insuficiente o excesivo. Debido a que las realidades de costos, de inversión y de demanda de cada empresa es distinta, sería muy improbable que 3% a 5% sea justo lo suficiente para cada una de ellas.

2. En los años en que la rentabilidad máxima no es una restricción activa (hay holgura en la tasa de rentabilidad) las empresas pueden subir las tarifas y obtener un retorno en el horizonte de la inversión mayor a su costo de capital. Incluso en el caso en que el 3% a 5% es justo lo suficiente para que la empresa logre obtener en el período completo una rentabilidad igual a su costo de capital (r) con el precio p , en los años en que tiene holgura podría subir las tarifas sin gatillar la fijación de precios contemplada en la ley. Esto, por definición, implica que la empresa obtiene un retorno superior a su costo de capital. En otras palabras, la firma puede obtener ganancias sobre normales bajo el esquema de rentabilidad máxima

En los años en que la restricción de rentabilidad máxima es activa, es posible que se generen incentivos a sobre invertir para evitar gatillar la fijación de precios que contempla la ley. Puede que una empresa decida invertir más de lo que es eficiente o con tecnologías más caras ("*gold plating*") o más intensivas en capital para así evitar la regulación de tarifas (efecto Averch-Johnson). Si bien esta es una posibilidad, la CNE puede reducir este riesgo al tener la facultad de limitar las inversiones a aquellas que considera eficientes en la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo. Sin embargo, la asimetría de información entre el regulador (CNE) y la firma implica que este riesgo no se puede eliminar del todo. Al regulador le puede ser difícil determinar la tecnología óptima o la configuración eficiente de activos.

Del análisis anterior se desprende que no hay buenos motivos para seguir con el sistema de regulación basado en el chequeo de rentabilidad máxima. No existe en la experiencia comparada y adolece de varios problemas. Si se considera que otros combustibles disciplinan los precios de comercialización del GN, entonces no se requiere de un sistema de regulación. Si se considera que la competencia es insuficiente, el sistema de chequeo de rentabilidad no garantiza tarifas eficientes, puede que generen una sobreinversión o subinversión en la industria, y no evita que las firmas obtengan ganancias extraordinarias. Se sugiere, entonces, transitar hacia un sistema de regulación más convencional en esta industria.

Anexo 5. Experiencia Regulatoria de Gas Natural en Irlanda Del Norte ⁶⁷

La industria de GN en Irlanda del Norte comenzó el año 1996, con la licencia otorgada a *Phoenix Natural Gas*, subsidiaria de *British Gas*, para transportar y distribuir gas en la zona del Gran Belfast y la ciudad portuaria de Larne por 20 años. Este desarrollo fue posible gracias a la construcción del gasoducto conectando Escocia con Irlanda del Norte (*Scotland to Northern Ireland Pipeline*).

Debido a su reciente desarrollo, la experiencia de Irlanda del Norte es la más parecida a la chilena, donde la industria también comenzó en los años 90 del siglo pasado. Otra similitud es que existe un combustible competidor al GN para calefacción, el petróleo, que incluso en el año 2003 aún era usado por el 70% de los hogares para calefaccionar sus viviendas.⁶⁸ Debido a lo anterior, este resumen de la experiencia en Irlanda del Norte es más detallado que el resumen del modelo RIIO de Gran Bretaña que se presenta en el Anexo 6.

Estructura e Historia de la Industria

En el año 1996, con la licencia otorgada a *Phoenix Natural Gas (PNGL)*, partieron las inversiones para desarrollar una red de transporte y distribución de GN en Irlanda del Norte. En la actualidad, la industria está separada en tres sectores: transmisión, distribución y comercialización.

a.1 Transmisión

La etapa de transmisión está conformada por cinco gasoductos de alta presión: ⁶⁹

- SNIP (*Scotland to Northern Ireland Pipeline*) tiene 135 kilómetros de largo y provee el gas desde Escocia (Twyholm) a la planta de generación eléctrica de Ballylumford (Islandmagee) en Irlanda del Norte.
- BGTP (*Belfast Gas Transmission Pipeline*) tiene 26 kilómetros y se conecta al gas proveniente de Escocia en la estación de generación de Ballylumford (al final del SNIP) y provee de gas a la red de distribución del Gran Belfast.
- NWP (*North-West Pipeline*) tiene 112 kilómetros desde Carrickfergus hasta la planta de generación eléctrica de Coolkeeragh.
- SNP (*South-North Pipeline*) tiene 156 kilómetros desde Gormanston, Co. Meath en Irlanda hasta Ballyalbanagh conectándose al NWP.

⁶⁷ Este resumen se basa en varios documentos. Sobre la historia de la industria la principal referencia es Delargy (2003). La información de la regulación de precios proviene de variados documentos de Ofreg y Niaur citados en el texto.

⁶⁸ Delargy (2003) página 21.

⁶⁹ Esta información proviene de Niaur (2022a).

- WTP (*West Transmission Pipeline*) tiene 78 kilómetros y provee de gas desde la SNP pasando por Dungannon hasta Derryhale.

Estos gasoductos permiten traer gas desde Escocia, ya sea directamente usando el SNIP o indirectamente a través de Irlanda. La mayor parte del GN que se consume en Irlanda del Norte entra por el SNIP.

Toda esta infraestructura es de reciente construcción. Como ya se mencionó el SNIP fue construido en los años 90 junto con el BGTP. El NWP comenzó a operar en el año 2004, el SNP en el año 2006 y el WTP recién comenzó a operar el año 2019.

El NWP y SNP son propiedad de *GNI (UK) Limited* (GNI) una subsidiaria de *Gas Networks Ireland*, la empresa pública de la República de Irlanda que opera y mantiene la red de transmisión y distribución de GN en ese país.

El SNIP es propiedad de *Premier Transmission Limited* (PTL), BGTP es propiedad de *Belfast Gas Transmission Limited* (BGTL) y WTP es propiedad de *West Transmission Limited* (WTL). Tanto PTL, BGTL y WTL pertenecen al mismo grupo (*Mutual Energy Limited*, MEL) por lo que todos estos gasoductos tienen el mismo controlador.

También es relevante mencionar que existe una empresa, un *joint venture* entre los propietarios de estas redes, que opera integralmente la transmisión de gas en Irlanda del Norte. Esta empresa se denomina *Gas Market Operator for Northern Ireland* (GMO NI).

a.2 Distribución

En la etapa de distribución hay tres empresas que operan redes de GN:

- Como ya se mencionó, *Phoenix Natural Gas Limited* (PNGL) comenzó a desarrollar una red de distribución en el Gran Belfast y Larne. Hacia el año 2003 PNGL había invertido 170 millones de libras esterlinas en desarrollar su infraestructura, y tenía 53.000 clientes, lo cual representaba el 26% de las propiedades por donde pasaban sus redes, comparado con un promedio de 93% en Gran Bretaña (Delargy, 2003). En ese año, el 70% de los hogares aún usaba petróleo para calefaccionar sus hogares. A finales del 2021, PNGL tenía 244.495 conexiones representando el 68,2% de las 358.713 propiedades por donde pasaban sus redes (Niaur, 2022b).⁷⁰
- En el año 2005 se otorgó a una segunda empresa, *Firmus Energy (Distribution) Limited* (FE), una licencia para distribuir GN. Esta vez en la zona denominada “*ten towns*” (diez ciudades). Esta empresa sirve a los clientes de las zonas del noroeste y norte-sur en las afueras de Belfast y utiliza el gas proveniente de los gasoductos NWP y SNP.⁷¹ A fines del 2021 tenía 61.148 conexiones representando el 35,1% de las 174.322 propiedades por donde pasaban sus redes (Niaur, 2022b).

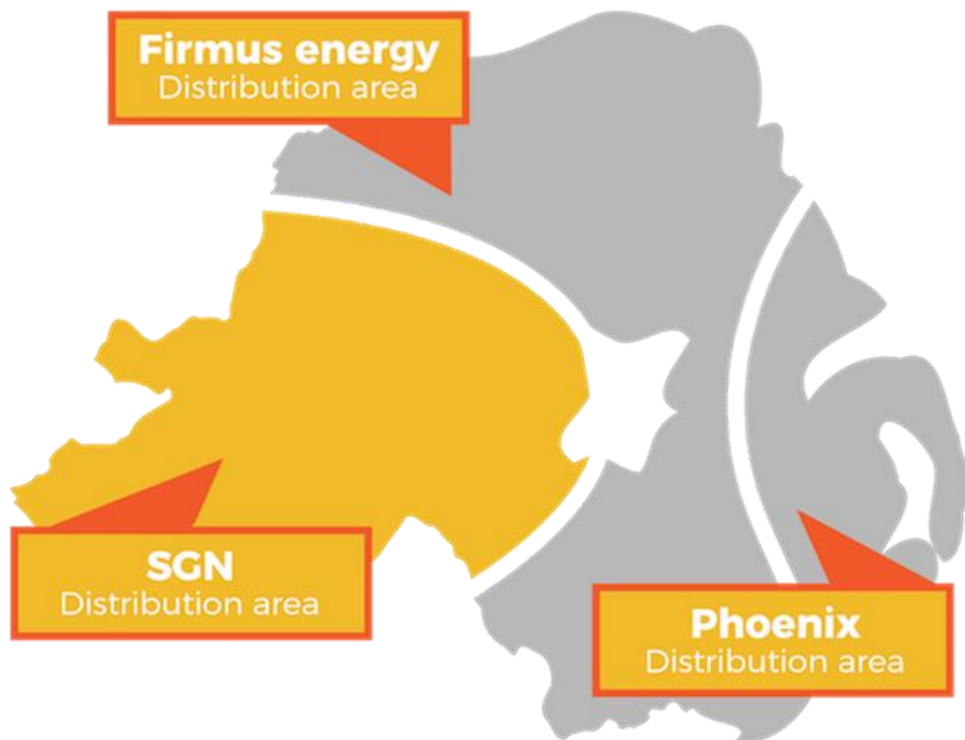
⁷⁰ Se considera que una propiedad es “pasada” si está a menos de 50 metros de la red de gas, con algunas excepciones por razones prácticas (Niaur, 2022b).

⁷¹ <https://www.northernireland.gov.uk/topics/energy/gas>

- En febrero del 2015 se otorgó una licencia a *Scotia Gas Networks Natural Gas Northern Ireland Ltd* (SGN) para desarrollar redes al oeste de Irlanda del Norte. A diciembre del 2021 tenía 2.395 propiedades conectadas de 22.008 propiedades pasadas, representando el 10,9% (Niaur, 2022b).

La Figura A.1.1 muestra esquemáticamente las zonas de distribución de cada empresa. Como se señala en (Niaur, 2022b), éstas redes se consideran monopolios naturales y no hay sobreposición de éstas. Aunque las licencias de distribución no garantizan exclusividad, en la práctica no se sobreponen.

Figura A.1.1: Zonas de distribución por empresa



Fuente: powertoswitch.co.uk.

Es interesante notar que a finales del 2021 solo un 55,5% de las propiedades por donde pasan las redes de distribución de las tres empresas de Irlanda del Norte tienen una conexión (308.038 de 555.043). También se debe notar que, de los documentos revisados, no hay evidencia de que exista integración vertical entre las etapas de transmisión y distribución.

a.3 Comercialización

Recientemente, el mercado de comercialización se liberalizó permitiendo que terceras empresas puedan comprar GN, pagar el peaje de transmisión y distribución, y vender al cliente final.

La comercialización en la zona del Larne y Gran Belfast fue liberalizado en enero 2007, permitiendo a los clientes comprar GN de otros oferentes que no fuera *Phoenix Natural Gas Supply*, la firma relacionada con la empresa distribuidora para ofrecer los servicios de comercialización a los clientes finales.⁷² En el año 2012 *Phoenix Natural Gas Supply* fue comprada por *SSE Aircity*, quien también es oferente de gas en la zona oeste donde distribuye la empresa SNG.

En la zona de Ten Towns, se liberalizó la comercialización de GN para los clientes industriales y comerciales grandes (que consumían más de 25.000 termias por año) en el año 2012. En abril del 2015 se liberalizó para los clientes domésticos y los industriales y comerciales que consumen menos de 25.000 termias por año. Al año 2020 había cuatro oferentes de GN operando en esta zona, aunque *Firmus Energy (Supply)*, relacionada con la empresa *Firmus Energy (Distribution)* operadora de la red de distribución de la zona, es la empresa dominante en cuanto a la comercialización (Niaur, 2019).

Así, actualmente hay dos comercializadoras dominantes en la industria, *SSE Aircity* en la zona de distribución de Larne y Gran Belfast y la zona oeste (SNG), y *Firmus Energy (Supply)* en su propia zona de distribución (“Ten Towns”).

a. Regulación de la Distribución y Comercialización del Gas Natural

Desde sus inicios, la industria de GN en Irlanda del Norte ha estado sujeta a regulación de precios. Los precios se fijan a nivel de transmisión, distribución y, desde su liberalización, también a nivel de comercialización para clientes de bajo consumo (menos de 25.000 termias al año). Por lo tanto, a pesar de reconocer que existen combustibles sustitutos que compiten con el GN, y que las inversiones en redes son de reciente desarrollo, se considera que la transmisión y distribución, son monopolios naturales. En el caso de la comercialización, la autoridad regulatoria considera que la competencia es insuficiente en el segmento de pequeños clientes, por lo que sigue regulando precios en esa etapa.

La forma en que se regulan los precios sí ha reconocido que algunas empresas enfrentan mayor riesgo como consecuencia de desarrollar una industria desde cero (mediante un ajuste en el costo de capital) y donde se espera que las empresas no puedan rentabilizar sus inversiones durante los primeros períodos. Estos aspectos se detallan más abajo.

La regulación de precios también cubre la operación de la empresa centralizada que opera integradamente las redes de transmisión, la *Gas Market Operator for Northern Ireland* (GMO NI).

b.1 Fijación de precios de transmisión

La autoridad regulatoria considera que el transporte de gas por redes de alta presión es un monopolio natural donde no tiene sentido económico que varias empresas construyan,

⁷² La liberalización para clientes industriales y comerciales grandes comenzó el 2005 (Delargy, 2003).

mantengan y operen redes de transmisión en una misma zona geográfica (Niaur, 2022a; página 15). Como tal, entonces, se requiere que se fije un peaje de transmisión.

En términos generales, la regulación de precios sigue el método tradicional de RPI-X usado en el Reino Unido. Bajo este esquema, el regulador determina los ingresos que debe recibir la empresa para cubrir todos sus costos, incluyendo un retorno “razonable” a sus inversiones, durante el período de fijación tarifaria. El actual período tarifario es desde octubre 2022 hasta septiembre 2027 (GT22).⁷³

Entre las particularidades de la regulación tarifaria de transporte es la asimetría en el tratamiento de los costos operacionales entre GNI (UK), dueña de los gasoductos NWP y SNP, y *Mutual Energy*, dueña de los otros gasoductos (SNIP, BGTP y WTP). En el caso de GNI, el riesgo de variaciones de los gastos operativos con respecto a lo proyectado en la fijación tarifaria lo asume la empresa. En el caso de *Mutual Energy*, variaciones entre los costos operativos efectivos y los proyectados en el proceso de fijación de tarifas dan pie a ajustes en las tarifas, por lo que los consumidores asumen los riesgos de mayores costos.⁷⁴

Lo anterior obedece a que el modelo de financiamiento de *Mutual Energy* es 100% basado en deuda (bonos) sin tener financiamiento de accionistas. Por lo tanto, los ingresos deben ser capaces de pagar la deuda aún si los costos operativos suben. La contrapartida de esta situación es que el costo de capital calculado para *Mutual Energy* es sólo el costo de deuda, y no incluye un componente de retorno al patrimonio.

El costo de capital de GNI fue un WACC de 2,66% real en la última fijación (Niaur, 2022a).⁷⁵ En la fijación de precios para el período 2017-2022 el WACC de GNI fue de 2,01% real (Niaur, 2017). En comparación, la tasa de la deuda de *Mutual Energy* es menor a 2% en términos reales.

b.2 Fijación de precios de distribución

Las redes de distribución también se consideran como monopolio natural (Niaur, 2022b; página 12). Aunque legalmente no hay exclusividad de un operador en una zona geográfica,

⁷³ El período regulatorio previo fue desde octubre 2017 a septiembre 2022 (GT17) y antes en el 2012 (GT12). Hay un mecanismo de ajuste para compensar por diferencias entre variables que se proyectaron durante el proceso de fijación de tarifas y los valores efectivos ex-post (por ejemplo, en el volumen de ventas). En este sentido, es un “*revenue cap*” (ingresos máximos) y no un “*price-cap*” (precios máximos).

⁷⁴ Si bien este esquema puede debilitar los incentivos a controlar costos por parte de la empresa, Niaur (2022a) considera que los daños reputacionales para la empresa de tener gastos operacionales efectivos muy por sobre los estimados inicialmente sirven como incentivo para el control de estos costos.

⁷⁵ WACC: *Weighted Average Cost of Capital*. Es una forma de calcular el costo de capital como un promedio ponderado (que depende del apalancamiento) entre el costo de la deuda y el costo de financiamiento vía capital propio (estimado con el modelo CAPM). Esto difiere de la práctica en Chile donde el costo de capital se calcula asumiendo que todo el financiamiento es vía patrimonio (pero donde en consecuencia, el beta utilizado en el modelo CAPM es menor que cuando hay apalancamiento).

en la práctica no hay sobreposición de redes y los clientes no pueden optar entre distintos oferentes en el servicio de distribución. Por ende, la autoridad regulatoria fija los precios para este servicio.

Los peajes de distribución se fijan de forma análoga a los de transmisión. La última fijación de precios finalizó en octubre 2022 para el período 2023 a 2028.⁷⁶ Se fijan las tarifas de las tres empresas distribuidoras: *Firmus Energy* (FE), *Phoenix Natural Gas Limited* (PNGL) and *Scotia Gas Networks Natural Gas Northern Ireland Ltd* (SGN).

Las tarifas deben cubrir los costos operacionales, y los costos de capital de las inversiones existentes y de las expansiones. Un principio importante que aplica la autoridad regulatoria es que la expansión de las redes solo debe hacerse donde existe la perspectiva razonable de que las inversiones se pueden recuperar con las tarifas vigentes durante el horizonte de la vida útil de estos activos (Niaur, 2022b). Así, los clientes actuales no estarían financiando la expansión de las redes (no hay subsidios cruzados entre los clientes ya conectados a clientes nuevos). En este sentido, la cobertura universal no es un objetivo de la autoridad regulatoria. En la última fijación tarifaria la autoridad regulatoria consideró que las redes de distribución ya estaban cerca del límite de lo económicamente razonable y no incluyó extensiones en el cálculo de tarifas (Niaur, 2022b; página 2). Sin embargo, se fomenta la conexión de nuevos clientes a las redes ya existentes (propiedades pasadas, pero sin conexión). La conexión es gratis, y la empresa recupera este costo con la tarifa a todos los clientes conectados.

Otro principio importante de la fijación tarifaria es que se contempla que las empresas recuperen sus inversiones en el largo plazo. Para no perjudicar a los clientes iniciales (cuando la demanda es baja), en las primeras fijaciones de tarifas la recuperación del capital invertido es bajo, lo cual genera una necesidad de ingresos menor a la empresa y, por ende, tarifas menores.⁷⁷ Esto permite suavizar las tarifas en el tiempo. El grueso del retorno al capital se genera cuando la demanda ya es madura y la empresa puede generar más ingresos con las mismas tarifas.

PNGL y FE están sujetos a un máximo de ingresos (*revenue cap*) mientras que a SGN se le fijan precios máximos (*price cap*). En este último caso, la empresa tiene incentivos de expandir su demanda más que lo previsto durante el proceso de fijación de precios, ya que se queda con los ingresos por venta adicionales. El regulador optó por este esquema

⁷⁶ Este fue el sexto proceso de fijación de tarifas para PNGL desde que comenzó a operar el año 1996.

⁷⁷ Esto se logra mediante reglas que difieren parte del retorno sobre los activos al futuro sumándolos al RAB para las fijaciones de precios futuras. Así, el RAB (*Regulatory Asset Base*) o TRV (*Total Regulatory Value*), como se denomina en las fijaciones de tarifas de gas en Irlanda del Norte, no se reduce mucho durante los primeros períodos tarifarios. Ver Niaur (2022b; página 5) y Niaur, 2012; página 57). También, entre 1996 y 2006 se capitalizaban los gastos operativos hasta que se desarrollara el mercado y se permitió que los ingresos menores a lo proyectado en los primeros años pudieran recuperarse con ingresos futuros (Niaur, 2012; página 80).

en el caso de SGN por ser la red más nueva y así dar incentivos para que la empresa conecte más clientes (Niaur, 2022b; página 22).⁷⁸

Durante la última fijación, se determinó un costo de capital WACC pre impuesto para PNGL que fluctúa entre 1,06% real en el 2023, 4,02% el 2024, 5,96 el 2025, y 5,39% en los años 2026, 2017 y 2028.⁷⁹ Las variaciones anuales en el costo de capital dicen relación a cambios en la tasa de interés de la deuda durante el período. Para FE, el costo de capital (pre impuesto) se fijó en 1,57% real el 2023 subiendo hasta alcanzar 5,44% los últimos tres años del período tarifario. Para SGN se fijó un costo de capital post-impuesto de 1,46% real el 2023 hasta alcanzar un 4,23% el 2028.

b.3 Fijación de precios de comercialización

Desde la liberalización de esta etapa de la industria, los precios de comercialización también han sido regulados, al menos para el segmento de clientes con consumos menores a 25.000 termias por año.

Así, en la zona del Gran Belfast y Larne, donde opera Phoenix Natural Gas Supply filial de la empresa distribuidora de la zona, las tarifas comenzaron a fijarse en el 2007 junto con la liberalización de este mercado. La autoridad regulatoria consideró explícitamente que la competencia de otros combustibles era insuficiente para proteger al segmento de menor consumo (Niaur, 2008b; página 1). Además, constató que no hubo entrantes a la fecha de la fijación de tarifas. La fijación del 2007-2008 solo cubre los precios para los clientes que consumen menos de 25.000 termias al año, ya que la autoridad consideró que el mercado de clientes grandes era suficientemente competitivo.

El regulador determinó los costos eficientes del negocio de comercialización de gas y fijó un margen de 1,3% (2007) y 1,5% (2008) sobre ventas.⁸⁰ El costo del gas, y las tarifas de transmisión y distribución opera como un *pass-through* en la tarifa final a clientes. También se consideró un mecanismo de ajuste cuando los volúmenes efectivos de venta difieren de los proyectado durante el proceso de fijación de precios. En este sentido, el esquema se asemeja a un *revenue cap*.

⁷⁸ Durante los primeros 10 años de operación de PNGL y FE también tuvieron un esquema de precios máximos para incentivar la conexión y el consumo en sus redes.

⁷⁹ En la licencia de PNGL se estableció un costo de capital (pre-impuesto) de 8,5% real, en reconocimiento de los riesgos de desarrollar una industria desde cero. En 2007 se modificó la licencia y se bajó el costo de capital a 7,5% al pasar de un esquema de precios máximos a ingresos máximos lo cual elimina los riesgos de demanda para el distribuidor (Niaur, 2008). En la fijación de 2017, se pasó a un costo de capital estimado según parámetros de mercado usando el WACC y el modelo CAPM. En esa fijación el costo de capital para PNGL pasó a un 4,32% real pre-impuesto (Niaur, 2016). Para FE fue de un 4,26% en esa fijación y para SGN de 5,4% (post-impuesto).

⁸⁰ Los gastos de comercialización incluyen: salarios, IT, lectura de medidores, arriendos y tasas, gastos legales y de consultoría, y deuda comercial (Niaur, 2019). Estos gastos fueron distribuidos entre el negocio de clientes pequeños (regulados) y grandes (no regulados) para fijar las tarifas a los primeros.

Luego de otro proceso de fijación de tarifas (para el período enero 2009 a diciembre 2011), PNGS tuvo su tercera fijación de precios el 2011 para el período enero 2012 a diciembre 2016. Nuevamente la autoridad concluye que en el mercado para clientes pequeños no hay suficiente competencia por lo que se fijó la tarifa media para este segmento de la industria (Niaur, 2011). El costo del gas, las tarifas de transmisión y distribución, así como algunos otros costos que están fuera del control de la empresa fueron tratados como *pass-through* en la tarifa final a los clientes. El regulador determinó los costos operacionales eficientes y un margen sobre ventas de 1,5%.

Firmus Energy Supply (FES), filial de la empresa distribuidora en la zona de “Ten Towns” también ha sido objeto de regulación tarifaria desde que se liberalizó la comercialización en esa zona. Primero para el período 2017 al 2019 y luego 2020 a 2022. Aunque existen cuatro oferentes en esta zona, FES sigue siendo el oferente monopolista para clientes residenciales. En enero 2008, las tarifas para el segmento de clientes de consumo entre 2.500 y 25.000 termias al año dejaron de ser reguladas. Esto por cuanto la autoridad constató la pérdida de participación de mercado de FES en ese segmento. Por lo que la regulación de precios de FES aplica desde entonces sólo para los clientes que consumen menos de 2.500 termias al año.

Actualmente, con la compra de *PNG Supply* por parte de *SSE Aircity*, se fijan las tarifas para esta última empresa y para FES.

b. Conclusiones de la Experiencia de Irlanda del Norte

A pesar de ser una industria naciente y que enfrenta competencia de otros combustibles, las autoridades en Irlanda del Norte han fijado las tarifas de transmisión, distribución y, en la etapa de comercialización, para los clientes pequeños.

La determinación de tarifas ha reconocido el riesgo de iniciar operaciones desde cero, incluyendo un costo de capital más alto en las primeras fijaciones de tarifas. Es interesante notar como el costo de capital utilizado para determinar tarifas ha ido disminuyendo en la medida que ciertas zonas de distribución llegan a su madurez.

Por otro lado, en la fijación de tarifas se reconoce la necesidad de recuperar las inversiones en el largo plazo cuando el mercado esté maduro. Para ello, existen varios mecanismos que permiten recuperar pérdidas iniciales, así como diferir el retorno a las inversiones al futuro.

También es destacable que el regulador considera que las redes no deben expandirse más allá de lo que es económicamente razonable. Esto es, donde la facturación a los nuevos clientes alcanza para financiar (en el largo plazo) las inversiones de expansión de las redes.

Anexo 6. Resumen del Modelo RIIO aplicado en Reino Unido

El modelo de regulación en uso en Reino Unido, acordado en 2010 e implementado desde 2013 para las empresas de transmisión y distribución eléctrica y las empresas distribuidoras de gas, se conoce como modelo RIIO, por sus siglas en inglés de 'retornos', 'incentivos', innovación' y 'outputs' (servicios). La idea de este modelo regulatorio es determinar los retornos de las empresas reguladas usando los incentivos para que el servicio sea entregado con tecnologías innovadoras, es decir reductoras de costos. Este modelo británico, que hasta dicho año utilizaba una regulación muy poderosa en términos de incentivos para reducir costos, busca alinear que dichos incentivos se hagan cargo de los crecientes desafíos en términos ambientales de descarbonizar sus procesos productivos. De allí que RIIO es diseñado para promover la inversión de redes inteligentes en gas y electricidad que reduzcan la producción del principal energético causante del calentamiento global. En tal sentido, no sólo se premia la eficiencia económica, como en la mayoría de los modelos regulatorios por incentivos, sino que además se introduce el objetivo ambiental en la política regulatoria.⁸¹

a. Antecedentes Claves: RPI-X

El Reino Unido inicia en 1984 un nuevo modelo de regulación, basado en dar incentivos a realizar inversiones. Este modelo de precios máximos es conocido como RPI-X y busca hacer frente a las principales falencias mostradas por el modelo regulatorio de servicios básicos usado a la fecha y conocido como de costo de servicio. En este último, el regulador audita la información técnica y contable de la empresa y fija una tasa de retorno "razonable" para el capital (de modo que los precios quedan fijados implícitamente). Los principales problemas detectados son tres:⁸²

- No hay incentivos a la eficiencia productiva, ya que la regulación valida cualquier ineficiencia del monopolio del servicio básico;
- Modelo distorsiona la asignación eficiente de los recursos, ya que promueve la sobreinversión en capital o infraestructura (conocido como efecto Averch-Johnson); y
- El modelo genera una alta carga fiscal, pues auditar la información contable es muy costosa y requiere de un elevado presupuesto para el regulador.

Las principales características del modelo regulatorio RPI - X tienen que ver con otorgar libertad para la empresa el poder elegir la estructura de tarifas, mientras éstas queden dentro del "techo". Dicho precio máximo -o estructura de precios máximos- se indexa por el equivalente a nuestro IPC y se reduce por X que equivale a un incremento esperado en productividad. Con esto, el mecanismo espera que la empresa tenga rentas

⁸¹ Más detalles acerca de este modelo regulatorio se encuentra en OFGEM (2010), Jenkins (2011), Mandel (2014), y OFGEM (2018).

⁸² Una detallada explicación de las causas que llevaron a la implementación de RPI-X se encuentra en Littlechild (1986) y Armstrong, Cowan y Vickers (1994). Una primera evaluación de su funcionamiento puede ser revisada en detalle en Newbery (1999).

“sobrenormales” si logra mejoras en productividad mayores a las esperadas; caso contrario, la empresa debería obtener pérdidas.

El mecanismo por RPI-X es muy de diseño práctico, enfatizando el mecanismo de indexación de los precios, pero no poniendo especial detalle en cómo se calculan estos precios cada cuatro o cinco años. En cuanto a lo primero (mecanismo de indexación), éste es simple ya que se basa en cómo crecen los precios promedios que pagan los consumidores, sin grandes discusiones si correspondiera mejor un índice de precios al por mayor, costos de remuneraciones o de la energía, etc. Asimismo, la indexación del precio fijado sufre un descuento por los aumentos esperados en productividad.

En cuanto al segundo elemento, de cómo se calculan los precios bases a indexar, hay poca literatura salvo que el nivel de precios sobre el cual se aplica el RPI - X también se recalcula en cada proceso de revisión tarifaria. Tal como mencionan Fuentes y Saavedra (2008), en una conversación privada con los autores Littlechild argumenta que *“el factor RPI - X siempre se aplica sobre el nivel de precios vigente al final del período tarifario anterior. Sin embargo, también hay referencia al nivel de los precios, el cual es ajustado en relación al valor vigente”*. Enfatizando a modo de ejemplo que *“En los controles de precios de la electricidad del año 1995 y 2000 el nivel de precios varió entre un 15 y 20%, dependiendo de la compañía, mientras el factor X se estableció uniforme a un 3%”*.

Un factor X eficientemente calculado supone que se ha estimado una tasa de retorno de la empresa real que coincide con la tasa de costo de capital relevante. Este cálculo supone definir: (i) la tasa de costo de capital relevante; (ii) el valor de los activos a considerar; (iii) la evolución de la demanda; y (iv) el plan de inversiones óptimo para satisfacer dicha demanda. En consecuencia, en un sentido práctico es posible fijar X de una manera arbitraria, sin todos los antecedentes que debieran tenerse presente para ello, lo que no aparece como fuera del sentido común en el Reino Unido, por la propia naturaleza de naturalidad anglosajona. Sin embargo, este tipo de decisiones es poco práctica en países más legalistas o procedimentales, como por ejemplo sería el caso de Chile.

En suma, las ventajas del modelo regulatorio implementado hace 40 años en Reino Unido apuntan a enfatizar la introducción de incentivos para reducir costos, los bajo costos de auditoría regulatoria que se deducen de regular cada cierto número de años, su preocupación más por predecir el futuro que evaluar los costos pasados del monopolio. No obstante, este mecanismo regulatorio conlleva algunos problemas propios que se deben tener presente:

- La empresa tiene menos incentivos para reducir sus costos de operación cuando se acerca el período de revisión de X. Esto se conoce como efecto *ratchet* y el propio regulador introdujo en 2003 el concepto de *rolling cup* para hacer frente a este problema. Esto es, los precios se mueven con rezago de un período tarifario a los nuevos costos, de modo de desvincular la caída de costos que se desea incentivar con los precios máximos que puede cobrar la empresa.
- Se desvía el interés por la búsqueda de rentas (o comportamiento por *rent seeking*), en el sentido de buscar influir en quién toma las decisiones de política, desde un valor más objetivo o al menos que tiene muchos interesados en la mira

(precio) hacia una variable más desconocida para los usuarios, menos objetiva y que es muchas veces fijadas con escasa transparencia, esto es el influir en el factor X.

- A falta de mejor información, sobre todo de buenas predicciones respecto de varias claves de costo, de demanda o financieras, el regulador termina fijándose en información pasada de la empresa, lo que crea el fenómeno de convergencia; esto es el modelo de *price cap* converge a uno de regulación por costo de servicio.

b. Una Breve Descripción de RIIO

Para efectos de comprender cuáles son los elementos claves del modelo RIIO frente a una empresa distribuidora concreta, OFGEM (*Office of Gas and Electricity Markets*) exige a la empresa regulada cumplir en un cierto período con al menos:

- i. Los montos de los bienes y servicios que la empresa debe entregar y cómo entregarlos;
- ii. Los retornos mínimos que la empresa debería obtener en los ocho años siguientes, considerados como el período tarifario;
- iii. La proporción del gasto total que debe recuperarse en el año de su ejecución y la proporción en que se capitalizará y se recuperará posteriormente a través del valor de los activos regulados (RAV por su sigla en inglés), la vida útil en que se depreciará y el rendimiento permitido a dichos activos;
- iv. La recaudación proveniente de los consumidores, y que se incluirá en los ingresos asignados para el paquete de estímulo a la innovación;
- v. Los otros servicios que deberá proveer la empresa durante el período tarifario, relacionados a los bienes y servicios primarios que debe entregar en dicho período, y su valor en período futuros; y
- vi. La tarifa inicial de incentivo a la eficiencia, incluidos los detalles de su implementación durante los ocho años del período tarifario.

Para lograr dichos objetivos, el modelo tiene cuatro componentes claves que requieren tareas concretas, según muestra la Figura A.3.1.

Figura A.3.1: Elementos Claves del Modelo RIIO



Fuente. Elaboración propia.

El primero de ellos corresponde a los **retornos** que la empresa debe obtener de la venta de sus servicios (a la derecha de la figura) y que deben asegurar la entrega de estos en el tiempo y las condiciones impuestas por el regulador, asegurando el financiamiento de la empresa, bajo condiciones de transparencia y predictibilidad regulatoria, y costos adecuadamente balanceados para que estos sean pagados por los consumidores actuales y los futuros.

Para el modelo, dichos retornos deben financiar los gastos de la empresa, de modo que ésta entregue el servicio bajo condiciones de eficiencia en el tiempo. Esto es, en primer lugar, se cuenta con **incentivos** que se traducen en un foco regulatorio de largo plazo - período tarifario de ocho años-, con premios y castigos de acuerdo con el desempeño en la entrega del servicio e incentivos a reducir costos independientemente de qué costos se trate. En segundo término, este modelo regulatorio promueve la **innovación** técnica y comercial por medio de incentivos importantes en el paquete tarifario, la opción de dar responsabilidad de entrega del servicio a terceras partes y los estímulos y premios para la innovación en tecnologías reductoras del uso del carbón. Finalmente, en cuanto al **servicio o producto** entregado, éste es determinado en licencias o contratos de una duración de ocho años, en donde los consumidores saben qué pagan y por qué pagan, los incentivos están puestos en las empresas dueñas de las redes y el servicio entregado refleja el fuerte involucramiento de los diversos *stakeholders* que tienen interés en el servicio regulado de gas.

c. Una breve Evaluación de los Primeros Ocho Años de RIIO

Para Pollitt (2023), en cuanto a los retornos, el grueso de los retornos de las empresas reguladas de gas sigue siendo por el servicio básico, al igual que antes, con poco o nulo impacto de los incentivos. Para este autor, el objetivo de costo medio o Totex (suma de Capex y Opex) es deseable, pero requiere ser manejado con cuidado, en particular pues las tasas de incentivo son engañosas, ya que obtener una asignación para gastos de capital durante 40 años sigue siendo más deseable que un ahorro de gastos operativos de 4 a 8 años. Asimismo, los incentivos para obtener ingresos por servicios de energía 'inteligente' siguen siendo objeto de prueba dentro de los proyectos de innovación, ya que los incentivos son poco claros para buscar reducciones radicales en el gasto de capital a largo plazo en beneficio de los consumidores.

Para dicho autor, en cuanto al período tarifario de ocho años establecido por el modelo, hay mucho de prueba y error, ya que en la actualidad se está volviendo al período tarifario de 5 años; esto es, aún se está en proceso de ajuste entre la duración del derecho del monopolio y la distribución de beneficios en favor de los consumidores. Asimismo, manifiesta Pollitt, no es claro que con "la tecnología "inteligente" los períodos tarifarios deban ser más prolongados, ya que sería posible recuperar la inversión en lapsos más breves. Es más, según este autor las revisiones intermedias al cuarto año se convirtieron en revisiones significativas de las tarifas previamente fijadas, como por ejemplo fue el caso del metro de Londres y con las sanitarias en Inglaterra y Gales.

En cuanto a la política de pagos por incentivos, Pollitt (2023) manifiesta que el intento de definir explícitamente los servicios o productos que se van a incentivar ha sido un gran

avance, los que han ido más allá de incentivar la calidad del servicio (confiabilidad), como fue durante el modelo RPI-X; sino que además se han introducido concretamente nuevos incentivos explícitos para la seguridad, las condiciones de conexión, el impacto ambiental y las obligaciones sociales de las empresas reguladas

Los pagos por innovación surgen del diagnóstico que las empresas reguladas habían reducido sus inversiones en I+D (Jamash y Pollitt, 2011). Por ello, se estableció el Fondo para Redes Bajas en Carbón por hasta £ 100 millones por año; esto es, un 2,5% de los ingresos o retornos de las empresas reguladas. RIIO desarrolla esto en tres vías: un fondo de innovación de red o NIA, un concurso de innovación en redes o NIC, y un mecanismo de despliegue de la innovación o IRM; pero induce a que la cantidad exacta del NIA sea objeto de negociación. Hay indicios que el NIA presenta algunas debilidades, ya que está siendo reemplazado por un nuevo fondo (Fondo Estratégico de Innovación) en los nuevos procesos tarifarios en marcha.

Complementa a la mirada de Pollitt un trabajo más crítico sobre RIIO recientemente publicado (Thomas, 2023). Este autor menciona que a pesar de las bondades teóricas del modelo RIIO, éste ha dejado excesivas rentas a las empresas reguladas y los objetivos impuestos por OFGEM han sido fácilmente cumplidos. Para Thomas, es crítica la diferencia de información que persiste entre el regulador y cada empresa regulada, misma falencia de todo método de regulación conocido. En consecuencia, su implementación en otros países debería basarse en desempeños efectivos y no en promesas que fácilmente pueden no cumplirse. Esta conclusión está basada en estudios previos encargados por el propio regulador británico (Consumer Advices, 2017; CEPA, 2019).

Anexo 7. Procedimiento No Contencioso TDLC Rol NC-427-14 (Resolución 51/2018)

Por medio del procedimiento de consulta CONADECUS solicita un pronunciamiento de parte del TDLC relativo a la adquisición de la Compañía General de Electricidad (“CGE”) por parte de Gas Natural Fenosa Chile S.P.A (“GNF Chile”) y las relaciones de propiedad existentes entre las diferentes empresas que operan en el mercado relevante del gas (gas licuado petróleo y gas natural licuado)

El estudio de abogados Aninat Schewncke & Cia emitió un informe en el procedimiento (10-05-2016) el cual tiene por objeto el análisis de los antecedentes que la CNE debería aportar dentro del procedimiento.

El informe señala las características generales de la Matriz Energética en Chile, se describe la industria del gas desde 1997 a la fecha, partiendo por los gasoductos Gas andes y Pacífico, transitando por la situación relativa a la importación de gas desde Argentina hasta 2004, luego se describe el inicio de las operaciones del terminal de regasificación GNL Quintero en 2009 y GNL Mejillones en 2010.

Conforme a la información de la fecha se reporta que cerca de dos tercios del GN va a centros de transformación, el 90% de los cuales corresponde a producción de electricidad en centrales de generación. El tercio restante se destina al consumo final. El GN representa el 20% del total del consumo final de energía en el país. En orden de importancia, el GN en Chile que se destina al consumo final se utiliza para uso residencial (43%), industrial (42%) y comercial (14%). Los clientes residenciales son los que tienen menores volúmenes de consumo individual, seguidos por los comerciales. Prácticamente todos los clientes residenciales (más del 99%) y comerciales (sobre el 95%) consumen menos de 100 gigajoules (“GJ”) mensuales en promedio. Por su parte, más del 90% de los clientes industriales tendrían un consumo promedio sobre los 100 GJ mensuales⁸³.

Se describe la producción de gas en la industria chilena, dando cuenta de los gasoductos y los terminales de regasificación:

El terminal de regasificación de GNL de Quintero pertenece a un consorcio formado por empresas chilenas y extranjeras. Los accionistas de GNL Quintero son Terminal de Valparaíso S.A., con un 40%; Empresa Nacional del Petróleo S.A. (ENAP), con un 20%; Metrogas S.A. (Metrogas), con un 20%; y Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA), con un 20%. La logística de toda su capacidad de regasificación y almacenamiento la gestiona, administra y organiza GNL Chile, sociedad anónima en la que participan en propiedad exclusivamente ENAP, Endesa y Metrogas, en partes iguales⁸⁴.

El segundo terminal de regasificación de GNL con capacidad de regasificación de 5,5 millones de m³/día en la bahía de Mejillones, en la II Región de Antofagasta. Este terminal abastece al sector minero y energético del Norte Grande de Chile y es operado por la empresa GNL Mejillones (GNLM). Los accionistas de esta empresa son CODELCO (37%) y

⁸³ Las relaciones de propiedad en este apartado dicen referencia con las condiciones del mercado al año 2016, para una actualización de las relaciones de propiedad ver Anexo 9.

⁸⁴ Para las participaciones accionarias actuales ver Anexo 9.

GDF Suez Energy Chile (63%). Tuvo un costo de US\$750 millones e inició sus operaciones en el mes de abril de 2010. Las importaciones en estas instalaciones han fluctuado entre los 0,45 Y los 0,57 Mt. al año.

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

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

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

El informe reporta la experiencia en acceso a terceros de los terminales de regasificación:

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

Durante el año 2015 se desarrolló un segundo proceso de *Open Season*, en que se ofertó capacidad de regasificación por hasta 3,2 millones de m³/día, en contratos de 10, 15 ó 20 años y volumen mínimo de 600 mil m³/día (3 barcos anuales aproximadamente), y en donde los actuales participantes del terminal se abstuvieron de participar por decisión conjunta. Durante agosto de 2015 se presentaron las ofertas no vinculantes, en diciembre de 2015 se realizó la confirmación de las ofertas y la firma de los contratos se realizó durante marzo de 2016. El resultado del proceso en comento fue que Colbún se adjudicó 1,65 millones de metros cúbicos diarios, mientras que AES Gener 1,45 millones de metros cúbicos diarios. Los adjudicatarios suscribieron contratos de regasificación por un plazo de 20 años, y tendrán los mismos derechos que los actuales clientes del terminal, esto es, Metrogas, Endesa y ENAP⁸⁵.

⁸⁵ En mayo del 2017 las generadoras Colbún y AES Gener informaron mediante carta dirigida a GNL Chile su intención de no adquirir capacidad de regasificación de GNL Quintero, con lo cual se dio término a los planes de expansión del terminal de regasificación.

En lo que concierne al terminal de regasificación de GNL ubicado en la bahía de Mejillones, con capacidad de regasificación actual de 5,5 millones de m³/día y almacenamiento de 175.000 m³, desde 2013 su modelo de negocios es el de oferta única de servicio de regasificación y almacenamiento bajo la modalidad de contratos TUA, constituyéndose de facto en un terminal abierto.

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

Relativo a la distribución del GNL se informa que son dos las compañías principales de distribución de GN, a saber: Metrogas en Santiago y en parte de la Región de O'Higgins y GasValpo en la Región de Valparaíso, pero con recientes expansiones a La Serena, Coquimbo, Los Andes y Talca.

Los accionistas de Metrogas son (i) Gasco S.A. (Gasco) con una participación de un 51,84%; (ii) Compañía de Petróleos de Chile S.A. (COPEC), con un 39,83%; y (iii) Gas natural Fenosa Chile SpA. (Fenosa), con el 8,33%.⁸⁶

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

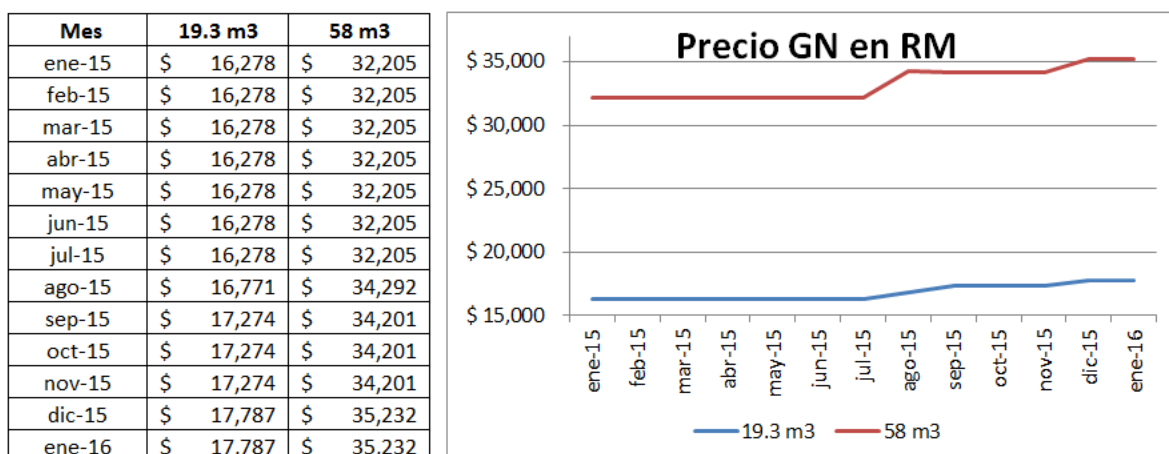
El informe observa que en Chile existen precios de gas relativamente altos a nivel de cliente final. Como consecuencia de lo anterior, el consumo de GN ha sido y es relativamente bajo en comparación a otros países de la región. Por ejemplo, el consumo total en el 2012 alcanzó los 4,9 Gm³, en circunstancias de que Venezuela y Brasil consumen en exceso de 30 Gm³, mientras el mercado de Colombia es de alrededor de 8,5 Gm³. Esto, podría apuntar a un mercado relativamente subdesarrollado, con un exceso de capacidad y altos costos de productos (Banco Mundial, 2015; 2016; 2017).

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

Existiendo dos principios que guían la regulación de este mercado, (i) la libertad de precios como régimen general para las empresas concesionarias y, (ii) la prohibición de discriminar entre usuarios con consumo equivalente.

⁸⁶ Para las participaciones accionarias actuales ver Anexo 9.

Tabla A.6.1 y Gráfico A.6.1 Comportamiento de precios en la región metropolitana



Fuente: TDLC.

Las variaciones de precios identificadas no se condecían con el comportamiento del valor de los combustibles, que se utilizan como indexadores de la fórmula del contrato de abastecimiento que mantiene Metrogas con BG. La CNE en su labor de permanente monitoreo de los mercados que debe fiscalizar, ha revisado los contratos de suministro de Metrogas. En base a su análisis procedió a realizar una simulación del valor del contrato utilizando los valores promedios mensuales del crudo Brent y del Henry Hub. De esta simulación, se observó que la variación porcentual para ese mismo periodo es de aproximadamente un 36% a la baja.

Por su parte, en lo relevante, el TDLC analiza las relaciones de propiedad existentes en la industria y el funcionamiento de ésta, dando cuenta que es posible describir la organización de la industria diferenciando cuatro etapas sucesivas, que van desde la producción o importación hasta el consumo final. Dichas etapas son: (i) la producción o importación del gas; (ii) su almacenamiento y entrega en los terminales correspondientes; (iii) el transporte desde los terminales o plantas de producción hasta los grandes clientes, sean éstos generadoras eléctricas, grandes clientes industriales o empresas distribuidoras y comercializadoras de gas; y (iv) la distribución de gas a clientes residenciales y comerciales. Agrupando las dos primeras etapas y tratando las dos siguientes de forma separada.

En el análisis del TDLC se señala que solo 20% del gas utilizado en Chile es producido localmente, en plantas ubicadas en Magallanes y Concón. El restante 80% es importado. De acuerdo con lo señalado por la FNE, un 91% de las importaciones de GNL en 2014 y 2015 provinieron de Trinidad y Tobago, siendo la principal empresa proveedora British Gas (BG), la que el año 2006 se adjudicó una licitación de suministro de GNL Chile por un plazo de 21 años entre 2009 y 2030. Adicionalmente, existirían alrededor de veinte empresas proveedoras a nivel mundial, algunas de las cuales contarían con participación en la propiedad de los yacimientos y en los terminales de licuefacción, mientras que otras actuarían sólo como comercializadores que subcontratan algunas etapas del proceso.

La importación se realiza por vía marítima. El GN llega “licuado” a dos terminales, GNL Quintero y GNL Mejillones, los cuales prestan además los servicios de almacenamiento y regasificación. Del total del GNL importado en los años 2014 y 2015, cerca del 13% ingresó al país a través del terminal de Mejillones, un 84% a través de GNL Chile y el restante habría sido importado directamente por Metrogas, de manera separada a lo que figura como importado por GNL Chile (empresa controladora del terminal de Quintero y de la cual Metrogas es uno de los accionistas).

Para acceder al GNL importado por los terminales existe un mercado primario, a través de contratos firmados con los puertos directamente, y uno secundario, correspondiente a la venta realizada por las empresas que tiene acceso directo al puerto. En el caso de GNL Mejillones, éste cuenta con acceso abierto, por lo que cualquier empresa interesada puede comprar GNL en el mercado internacional y hacer uso de sus instalaciones para internar el producto pagando tarifas predefinidas según consta a fojas 1513. Distinta es la situación en GNL Quintero, donde toda la capacidad es administrada por GNL Chile. Sólo los accionistas de ésta última -ENAP, Endesa y Metrogas- y los adjudicatarios del último Open Season -AES Gener y Colbún- tienen acceso a capacidad firme de GNL⁸⁷. El resto de las empresas interesadas en importar GNL puede comprar dicho insumo a estas cinco empresas a través de GNL Quintero.

La mayor parte de la importación se produciría a través del terminal Gasmar, en la bahía de Quintero, V región, que contaría con una capacidad de almacenamiento de 145.000 m³. Además, su controlador tendría contratada la totalidad de la capacidad de almacenamiento en el terminal marítimo de San Vicente (40.000 m³), conocido como terminal Hualpén.

Hasta comienzos de 2015, Gasmar proveía de gas a los tres principales comercializadores de GLP (Abastible, Gasco y Lipigas). Sin embargo, en marzo de ese año Lipigas habría comenzado a hacer uso del terminal Oxiquim, ubicado en la misma bahía de Quintero, en virtud de un contrato de arrendamiento a 25 años plazo, vigente entre los años 2015 y 2040. Este terminal contaría con una capacidad de almacenamiento de alrededor de 50.000 m³.

El transporte del gas desde los terminales o plantas de producción hasta los grandes clientes se hace principalmente a través de ductos. El GN se puede transportar en estado gaseoso por medio de gasoductos y, en las zonas donde no existen gasoductos, en estado líquido en camiones con destino a Plantas Satelitales de Regasificación (PSR), en las que se cambia su estado de líquido a gaseoso. El GLP, a nivel mayorista, es transportado en estado líquido a través de oleoductos. Según la información acompañada al proceso, en Chile existirían siete gasoductos de GN y dos oleoductos de GLP.

En el caso del GN, los gasoductos NorAndino, GasAtacama y Taltal trasladan el gas proveniente de GNL Mejillones. Los dos primeros provendrían directamente del terminal, mientras que Taltal correspondería a una ramificación del gasoducto GasAtacama y proveería de GN a una central eléctrica propiedad de Endesa. Por su parte, el gasoducto de Electrogas transporta la mayoría del GN proveniente de Quintero. Además, el

⁸⁷ En 2017 Colbún y AES Gener se desistieron de contratar la capacidad expandida de GNL Quintero adjudicada en el proceso de Open Season.

gasoducto GasAndes une Santiago con Argentina y Pirque con El Peral (VI región), mientras que los gasoductos Del Pacífico e Innergy Transportes abastecen de GN a clientes industriales, comerciales y residenciales de la zona centro-sur del país, principalmente en la región del BíoBío. En particular, el primero de ellos se abastece de GN de la PSR ubicada en Pemuco, la mayor del país en términos de capacidad.

En Chile existirían 40 PSR entre la IV y X región, las que tendrían una capacidad de almacenamiento de entre 20 y 214 m³, con excepción de la mencionada PSR de Pemuco, que contaría con una capacidad de 1200 m³. El almacenamiento total proporcionado por las PSR sería de 4.097 m³, lo cual corresponde a un 1,2% de la capacidad de GNL Quintero.

En lo que respecta al GLP, un primer oleoducto conecta la bahía de Quintero con la Refinería de ENAP ubicada en Concón, mientras que el segundo conecta dicha refinería con Maipú, Santiago.

Finalmente, en lo que respecta a la distribución del gas a clientes residenciales, también referida como comercialización, de acuerdo a lo señalado por la CNE, las redes de distribución de GN estarían presentes sólo en 70 de las 346 comunas del país. Este organismo informó que la baja cobertura estaría explicada por la existencia de economías de densidad y las diferencias en los niveles de consumo de las distintas comunas según el poder adquisitivo de los usuarios, lo que haría inviable construir redes de distribución de GN en zonas que no alcancen una “densidad crítica”.

De acuerdo con lo indicado por la CNE y la FNE en el procedimiento, cerca de dos tercios del GN va a centros de transformación. En ellos, el 90% del GN se utiliza en producción de electricidad. No se ha presentado en el proceso información respecto del restante 10%. El tercio remanente va directamente a clientes industriales, comerciales y residenciales, y representaría sólo el 20% del total de consumo final energético del país. De este porcentaje, un 44% está destinado a demanda residencial, un 42% a uso industrial y un 14% a uso comercial.

En lugares donde no existen redes de distribución de GN, la demanda por gas es satisfecha a través de GLP, que es distribuido principalmente por medio de camiones, en distintos formatos, o por red. Por el contrario, en los sectores que sí cuentan con ese servicio, existe la posibilidad de acceder tanto a GN como a GLP.

Respecto a la participación del GLP, la FNE informó que de los 1,2 millones de GLP que se consumieron en Chile el año 2014, el 61% fue distribuido en balones y el 39%, a granel. En cuanto a los clientes, detalla que el 50,5% fueron residenciales, el 49% comerciales e industriales, y el 0,3% fue dedicado al transporte.

En lo que dice relación con los riesgos horizontales derivados de las relaciones de propiedad identificadas en la industria del gas, la FNE identifica como principales riesgos para la libre competencia en este mercado, los riesgos de coordinación, derivados de la integración entre las distintas empresas que participan en los mercados de GLP y GN y del *interlocking* subsecuente.⁸⁸

⁸⁸ Se hace presente que a la fecha de inicio de la consulta y la presentación de varios informes dentro del procedimiento Chile no contaba con una regulación explícita del *interlocking*, el cual paso a estar sancionado desde 2016 Con la entrada en vigor de la Ley N° 20.945

De esta forma, es probable que los ejecutivos que participan en empresas competidoras tengan acceso a sus políticas comerciales y estratégicas clave, tales como inversiones futuras, precios actuales y futuros, costos y volúmenes, lo cual facilitaría e incentivaría su actuar coordinado, aun sin mediar acuerdo explícito, y que se facilitaría la detección de desviaciones.

Una primera situación se daría dado que Metrogas, principal distribuidor de GN en la Región Metropolitana, empresa que compite con las empresas distribuidoras de GLP Gasco, Abastible y Lipigas. El directorio de esa compañía, a la fecha del reinicio de este proceso, habría tenido entre sus miembros a ejecutivos principales de Copec (controladora de Abastible) y de CGE (a esa fecha controladora de Gasco).

Una segunda situación de *interlocking* en el terminal Gasmar, en la que serían miembros de su directorio representantes de Abastible y Gasco, competidoras en el mercado aguas abajo de la distribución de GLP.

Asimismo, la FNE indica que la presencia de las dos asociaciones gremiales activas en el sector, la Asociación de Empresas de Gas Natural y la Asociación Chilena de Gas Licuado, podrían derivar en riesgos a la competencia, atendido que por su naturaleza facilitan los encuentros entre competidores.

Frente a lo anterior, el TDLC establece que el riesgo para la competencia vinculado a la propiedad de Metrogas surge únicamente de la relación de propiedad que Copec mantiene tanto con dicha empresa como con Abastible. Si bien Copec tendría un porcentaje accionario relevante, este no mayoritario, en Metrogas. Con todo, los riesgos de coordinación asociados al *interlocking* directo han sido suficientemente mitigados con la inclusión de la letra d) al artículo 3° del D.L. N° 211, que lo prohíbe. Actualmente, de producirse tal situación, podría iniciarse un procedimiento contencioso tendiente a determinar las eventuales responsabilidades y establecer sanciones, si correspondiere.

Sin embargo, la composición accionaria de Metrogas hace que persista el riesgo de que se presenten situaciones de *interlocking* indirecto (y con ello traspaso de información comercialmente relevante) o bien que sean adoptadas decisiones estratégicas que morigeren la competencia en el mercado.

Relativo al caso de GASMAR existen riesgos de coordinación derivados de un eventual traspaso de información sensible de los funcionarios de Abastible y Gasco que participen de cargos ejecutivos o como directores principales en Gasmar.

Es por esto que se establecen medidas en los casos derivados de la propiedad conjunta de Copec en Metrogas y en Abastible, y de Gasco y Abastible en Gasmar, cabe indicar, ante todo, que ellas tienen por objeto corregir riesgos a la libre competencia

Se establecen cortafuegos entre los directores de Copec que tengan relación con Abastible y con Metrogas. En concreto:

- i. El directorio de Copec sólo podrá estar integrado por personas que no sean directores o cumplan funciones ejecutivas en Metrogas y Abastible;
- ii. Los directores y funcionarios de Copec deberán abstenerse de entregar cualquier información relacionada con Metrogas a personas que sean dependientes o relacionadas con Abastible. En el mismo sentido, los directores

y funcionarios de Copec deberán abstenerse de entregar cualquier información relacionada con Abastible a personas que sean dependientes o relacionadas con Metrogas;

- iii. Los auditores de Abastible deberán ser siempre distintos de los que auditen a Metrogas.
- iv. Copec, Abastible y Metrogas, en caso de que no tuvieran, deberán elaborar un programa de cumplimiento siguiendo, al menos, lo dispuesto por la FNE en su guía sobre programas de cumplimiento.

Respecto de la participación de Abastible y Gasco en Gasmar, siendo la medida de desinversión la única eficaz para corregir los riesgos presentados por la propiedad conjunta de Gasmar, se establece que:

- i. Abastible y Gasco deberán enajenar, en el plazo de 18 meses, su propiedad en el terminal Gasmar. Para estos efectos, se entenderá que el objeto de la desinversión se compone del paquete de activos de Gasmar que sean suficientes para continuar con la normal operación productiva de éstos como unidad económica funcional.
- ii. Esta enajenación deberá ser realizada a una persona natural o jurídica que cumpla los siguientes requisitos:
 - a. Ser independiente de Abastible, Gasco, Lipigas o de cualquier competidor en el mercado de distribución minorista de GLP y GN, no pudiendo ser, entre otros, considerado una persona o entidad relacionada a dichas empresas, conforme los términos señalados en el artículo 100 de la Ley 18.045 sobre Mercado de Valores;
 - b. Poseer capacidad financiera y comercial suficiente como para hacer de Gasmar una empresa viable y competitiva en el mercado.

Respecto a los riesgos verticales:

En lo que respecta a los terminales de GNL, la información disponible en el expediente da cuenta que la administración comercial de los dos existentes en Chile, al menos durante el período relevante de esta consulta, difería en cuanto a su modelo de negocios. En efecto, GNL Mejillones opera desde 2013 bajo un régimen de acceso abierto, permitiendo a cualquier interesado el uso de sus instalaciones a tarifas establecidas. De este modo, cada empresa que requiere aprovisionamiento de GNL negocia de manera independiente con proveedores internacionales. En cambio, GNL Quintero es operado comercialmente por GNL Chile, sociedad que, de acuerdo a lo indicado por la CNE, tiene la labor de gestionar, administrar y organizar la producción del terminal

Dado el uso del terminal, la existencia de un mercado secundario, el hecho que se hayan realizado procesos de *Open Season* y que éstos hayan sido investigados por la FNE sin haber sido cuestionados, son antecedentes suficientes para concluir que, en principio, el riesgo de cierre del mercado aguas abajo se encuentra al menos parcialmente mitigado, no obstante lo anterior, se adoptan medidas pro transparencia que permitan aminorar las asimetrías de información que puedan existir entre los agentes del mercado y con el fin de profundizar el mercado secundario del GNL.

Los administradores de la capacidad de los terminales deberán publicar en sus sitios web, periódicamente y de manera estandarizada, la información que tengan disponible que diga relación con los siguientes aspectos:

- i. Las capacidades del terminal de desembarque, de la planta de regasificación y de las instalaciones de almacenamiento, incluyendo la capacidad técnica máxima, la capacidad firme e interrumpible contratada y la capacidad disponible para el mercado primario;
- ii. La capacidad disponible de corto plazo y las capacidades disponibles en el mercado secundario, así como la periodicidad con la cual esta información es actualizada;
- iii. La capacidad contratada y disponible de las instalaciones, de forma cuantificada, periódica y continua, de manera estandarizada y fácilmente comprensible para el usuario.

Puesto que las condiciones de acceso están sometidas a un régimen regulatorio expreso, los eventuales incumplimientos pueden ser objeto del procedimiento en la sede que corresponda, incluyendo, eventualmente, el procedimiento contencioso incoado ante este Tribunal. Por tanto, no resulta necesaria la adopción de medidas concretas en el marco de esta consulta.

Finalmente, el TDLC analiza la compra de CGE por parte de GNF Chile, dado que los antecedentes del proceso no permitieron deducir que se trate de un hecho, acto o convención incompatible con las normas que regulan la libre competencia en los mercados, no se adoptaron medidas concretas.

Anexo 8. Procedimiento para la Calificación de las Condiciones Competitivas del Mercado del GN por parte del TDLC

El objetivo del presente Anexo es realizar una propuesta del mecanismo que podría realizarse en el TDLC con el fin de solicitar una revisión de las condiciones competitivas en el mercado del GN.

De acuerdo a lo establecido en el cuerpo de este informe, y de acuerdo a la definición de política que pueda adoptar la autoridad en relación con la necesidad de regular o no este mercado, o de hacerlo para algunos de sus segmentos, se pueden presentar al menos dos escenarios: que el mercado sea tratado como competitivo, con libre determinación de precios, más allá de las salvaguardas recomendadas en este informe para ese caso, o que sea tratado como un monopolio natural sujeto a tarificación o fijación de precios de todos o algunos de sus precios para todos o algunos de sus segmentos.

En cualquiera de esos casos, y dadas las características de este mercado descritas en detalle en el Informe, estimamos esencial contar con un mecanismo que permita revisar correctamente las condiciones del mercado y, basándose en ellas, tomar futuras decisiones regulatorias.

Hasta la fecha, la legislación ha evitado este problema planteando un sustituto al análisis de competitividad, por medio del análisis de rentabilidad máxima, de esta forma la rentabilidad y los límites sobre la misma actúan como un proxy de la competitividad, determinando si debe o no tarificarse el servicio.

En concreto, la Ley de Servicios de Gas estableció para las empresas concesionarias de distribución de gas un régimen de libertad tarifaria regulada con tarificación eventual. Una empresa concesionaria sería tarificada cuando exceda el límite de rentabilidad máxima fijado por la ley equivalente a la Tasa de Costo de Capital, cuyo piso mínimo es un 6%, más un margen adicional de tres a cinco puntos porcentuales. Dicha rentabilidad máxima sería controlada por la CNE a través de un proceso de chequeo anual de rentabilidad.

Conforme lo establece la regulación actual, superado el umbral de rentabilidad se inicia un procedimiento de tarificación, y una vez establecido este, se puede solicitar al TDLC que informe sobre: "si la presión competitiva que imponen los sustitutos en el mercado relevante es apta para evitar que la empresa concesionaria obtenga rentas excesivas", pudiendo ordenar al Ministerio de Energía que ponga término al régimen de fijación tarifaria y restablezca el régimen de libertad tarifaria en caso de considerarse que existe presión competitiva.

El problema central de este mecanismo es que, empleando un proxy de competencia, no se obtiene toda la información relevante de un mercado, y se puede distorsionar el sistema de incentivos que fomentaría un desarrollo eficiente del mercado en caso de existir competencia, tal como se detalla en este Informe. En este sentido, es importante tener presente que el mercado no obstante su regulación actual se ha mantenido dentro de los límites de rentabilidad, pero no por ello se puede concluir que es competitivo en todos sus segmentos, ni que ha estado exento de problemas de competencia, tal como lo demuestra el estudio FNE (2021).

Asimismo, la experiencia comparada ha dado cuenta de problemas de competencia o regulación económica que exceden la rentabilidad, tales como la imposición de barreras contractuales de entrada o problemas derivado de la integración vertical. Un ejemplo de lo anterior fue el caso de 2011 que inicio la autoridad de competencia en contra de la empresa Gazprom.

De esta forma, lo correcto sería establecer un procedimiento en el cual no se revise solo la rentabilidad, sino que la competitividad de cada segmento del mercado, con las debidas diferenciaciones geográfica, el problema de esto es que para poder realizar dicho análisis se necesita de cantidades importantes de información, lo que implica una inevitable implementación progresiva de la revisión de competitividad.

Para esto se sugiere un mecanismo por medio del cual la FNE y la CNE pueda elaborar un pre-informe e insumos los cuales deberían presentar al TDLC, el cual luego debería abrir un periodo de aporte de antecedentes por terceros interesados, siendo el TDLC el último encargado de determinar la existencia de competitividad en el mercado del GN y sus distintos segmentos. En caso de que el TDLC estableciera que no existe suficiente competencia en alguno o varios segmentos del Mercado, para alguna o varias zonas geográficas, se deberá aplicar la regulación de tarifas recomendada en el cuerpo de este informe.

En caso de que con motivo de este ejercicio por parte del TDLC surgieran conflictos relativos a la normativa de energía o su interpretación, y a efectos de mantener este procedimiento exento de discusiones distintas a la existencia o no de condiciones competitivas en el mercado del GN y sus diversos segmentos, dichos aspectos deberían ser resueltos a través de una consulta al Panel de Expertos o a la SEC, según sea el caso, los que deberían dirimir sobre su correcta aplicación.

Se deberían fijar plazos progresivos para ir evaluando la competitividad del mercado, por regiones o segmentos, y asimismo establecer plazos para el procedimiento hasta el informe final. La actual legislación solo contempla un plazo de sesenta días para que la FNE emita su informe una vez que este es requerido por el TDLC. Estos plazos son a todas luces insuficientes para un análisis como el que se requiere.

En principio, un mecanismo similar al sugerido existe, pero solo una vez que ya se ha realizado un proceso previo de chequeo de rentabilidad, tarificación y solicitud de informe por parte del TDLC a la FNE, por lo que lo que se sugiere es generalizar este proceso, chequeando periódicamente la competitividad del mercado del GN, y ajustando la regulación en concordancia al resultado de dicho proceso, así como de los objetivos de política pública que se fomenten respecto de la industria. Para estos efectos, se propone que el TDLC efectúe este análisis, en principio, cada 4 años, plazo de vigencia del Decreto Tarifario que, en su caso, se debería dictar para fijar aquellas tarifas correspondientes a los servicios prestados en condiciones no competitivas.

Expuesto lo anterior, la recomendación es que no debiera existir recurso alguno respecto del informe final del TDLC, el que se deberá considerar explícitamente como un acto e carácter administrativo, y no como una expresión de sus facultades jurisdicciones, evitándose así la eventual judicialización de este mecanismo, y facilitando la obtención de la información con la que actualmente no se cuenta.

Se propone adicionalmente, y con el fin de proteger los intereses y derechos de las partes involucradas, que cualquier otra discusión relativa a condiciones o mejoras normativas que pudieran surgir con motivo de la calificación de las condiciones competitivas que deba efectuar el TDLC sean tratadas explícitamente en un cuaderno separado, que podrá tomar la forma de una consulta o de un expediente de recomendación normativa, pero en caso alguno formar parte del mismo proceso de calificación. Así, al separarse el proceso de calificación y el ulterior informe relativo a las condiciones de competitividad de cualquier otra discusión acerca de, por ejemplo, medidas regulatorias que se deban tomar consideración con motivo del análisis de competencia, se logra, por un lado, nuevamente evitar la judicialización del informe de competencia, de tal forma de contar de forma eficiente y técnica con información sobre el mercado que permita tomar las decisiones regulatorias pertinente, y por la otra, que solo en el caso de ser necesario se judicialicen las demás consideraciones posibles, y que puedan derivar en recomendaciones normativas o respuestas vinculantes a consultas que puedan derivar en medidas que tome el regulador para enfrentar problemas de competitividad potencialmente identificados.

Esta separación permite a sí mismo, evitar la afectación de garantías o derechos de los participantes del mercado, toda vez que cualquier modificación normativa o carga que les fuere impuesta, distinta de la sola calificación de competencia para la que habrá norma expresa, sería objeto de revisión judicial, vía recurso de reclamación ante la Corte Suprema.

Nos parece relevante señalar que en nuestro país ya se cuenta con un modelo similar al descrito en materia de telecomunicaciones, donde la Ley General de Telecomunicaciones (Ley N° 18.168) dispone en su artículo 29 lo siguiente:

“Los precios o tarifas de los servicios públicos de telecomunicaciones y de los servicios intermedios que contraten entre sí las distintas empresas, entidades o personas que intervengan en su prestación, serán libremente establecidos por los proveedores del servicio respectivo sin perjuicio de los acuerdos que puedan convenirse entre éstos y los usuarios.

No obstante, si en el caso de servicios públicos telefónicos local y de larga distancia internacional, excluida la telefonía móvil y en el de servicios de conmutación y/o transmisión de señales provistas como servicio intermedio o bien como circuitos privados, existiere una calificación expresa por parte de la Comisión Resolutiva, creada por el Decreto Ley N° 211 de 1973, en cuanto a que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria, los precios o tarifas del servicio calificado serán fijados de acuerdo a las bases y procedimientos que se indican en este Título. En todo caso, si las condiciones se modificaren y existiere pronunciamiento en tal sentido por parte de dicha Comisión Resolutiva, el servicio dejará de estar afecto a la fijación de tarifas.”

De esta forma, la ley dejaba a la Comisión Resolutiva (precursora del actual TDLC) la revisión de la existencia de condiciones suficientes para mantener la libertad tarifaria, distinguiendo según el tipo de servicio. Lo relevante en esta materia es que el sector se

ha mantenido bajo la revisión de las autoridades de libre competencia, estableciéndose medidas diversas para enfrentar los distintos cambios de la industria, evitando la implementación de ineficientes procesos de tarificación generalizada.

En conclusión, es opinión de este Comité que un verdadero chequeo de competitividad, efectuado por un órgano con los recursos, la experiencia y las competencias para hacerlo, y no solo un chequeo de rentabilidad máxima, lo que permitiría establecer correctamente las condiciones de competencia de este mercado y cada uno de sus segmentos, en cada zona geográfica, haciéndose cargo a la vez de la posibilidad de que estas condiciones puedan variar en el tiempo, producto de cambios tecnológicos o de condiciones de mercado, caso en el cual el TDLC podría modificar, para un próximo período, total o parcialmente su calificación, cada cuatro años.

Una revisión apropiada que separe el análisis de competitividad, y las medidas que se toman respecto a éste, permite a la vez que las autoridades de competencia se enfoquen en su especialidad, manteniendo la técnica y especialidad propia de su área, mientras que las consideraciones más amplias de un enfoque regulatorio sean dejadas a los especialistas en esos ámbitos.

Este procedimiento permitiría una revisión más completa y precisa de la competencia en el mercado del GN y garantizaría que las medidas regulatorias recomendadas se apliquen a las condiciones específicas de cada segmento y zona geográfica. Además, este enfoque también contribuiría a evitar distorsiones en los incentivos y fomentar un desarrollo eficiente del mercado.

En resumen, es crucial establecer un mecanismo de revisión de competitividad que considere las particularidades de cada segmento del mercado y de las diferentes regiones del país, en lugar de basarse únicamente en la rentabilidad. Este enfoque permitiría tomar decisiones regulatorias más informadas, flexibles y ajustadas a la realidad del mercado, garantizando así un entorno competitivo y eficiente en el sector del GN.

El establecimiento de un mecanismo de revisión de la competitividad en el mercado del GN, como el propuesto, también ayudaría a garantizar una mayor transparencia y objetividad en el proceso regulatorio. Al involucrar al TDLC, un órgano especializado en la materia se asegura que el análisis de la competencia se realice de manera técnica y objetiva.

Finalmente, reiteramos que, para asegurar la efectividad y la continuidad de este mecanismo, se propone que el análisis de competitividad se realice periódicamente, por ejemplo, cada cuatro años. Este plazo permitiría adaptar las medidas regulatorias a las cambiantes condiciones del mercado y a los avances tecnológicos, asegurando que la regulación sea siempre relevante y adecuada a la situación actual del sector.

Anexo 9. Industria de Gas Natural y Relaciones de Propiedad

En la cadena de suministro de la distribución de GN por redes concesionadas en Chile existen distintos eslabones que forman parte de la cadena de producción, en primer lugar el acceso al insumo, el cual puede provenir de importación y/o de yacimientos locales, luego se requieren de plantas de almacenamiento y regasificación, redes de transporte donde se utilizan principalmente gasoductos, en los últimos años se sumaron camiones desde terminales de GNL hacia las plantas satélite de regasificación (PSR), en último lugar las redes concesionadas de distribución de gas.

a. Importación y Producción

Con relación al acceso al insumo en la zona austral existe extracción y producción de GN por parte de Enap que abastece a la distribuidora de la región de Magallanes, mientras que para el abastecimiento del resto del país se utiliza GN importado, principalmente a través de alguno de los dos terminales de regasificación de GNL, en los que se inyecta el gas a los respectivos sistemas de gasoductos o se cargan los camiones cisterna.

En Chile existen dos terminales en el norte y centro del país. GNL Mejillones en la Región de Antofagasta, el cual opera con sistema abierto, donde cualquiera puede traer buques, sujeto a programación y en el terminal se regasifica y a su vez posee patio de camiones.

GNL Quintero en la Región de Valparaíso, regasifica y tiene patio de camiones, sin embargo, opera con sistema cerrado donde el 100% de su capacidad está contratada a GNL Chile, que es de propiedad de ENEL, AGESA y ENAP. Los interesados en traer GN deben contratar con uno de los tres socios o comprarles el GN. El abastecimiento del mercado del gas se realiza en su mayoría en mercados secundarios.

En cuanto a las capacidades se incluyen en el siguiente cuadro:

	GNL Quintero	GNL Mejillones
Ubicación	V Región (Valparaíso)	Región de Antofagasta
Propiedad	Consorcio EIG y Fluxys: 80%- (1) ENAP: 20%	Engie Energía Chile, 63% GNL Ameris IPM SpA, 37%
Entrada en operación	2009	2010
Capacidad de almacenamiento	334.000 m ³ (2 tanques de 160.000 m ³ c/u y 1 tanque de 14.000 m ³)	187.000 m ³
Carga de terminales de GNL	2.500 m ³ /d (50 camiones/día aprox.)	15 camiones por día. (120 m ³ /d)
Velocidad de regasificación	15 Mm ³ /d	5,5 Mm ³ /d

Fuente: Comisión Nacional de Energía (diciembre, 2022).

En cuanto a las PSR GNL poseen capacidades desde 20 a 1.200 m³ de GNL de almacenamiento. Requieren de camiones que transporten GN desde los terminales de regasificación. Usualmente usadas en industrias “fuera de red”, aunque compiten con concesiones o para llevar gas a concesiones no conectadas a gasoductos (zona entre las regiones de Coquimbo y Los Lagos). Sólo están reguladas en términos de seguridad.

b. Red Transporte

En Chile existen gasoductos de transporte en las Regiones de Antofagasta (2 conectan con Argentina); Valparaíso; RM (1 con Argentina); Ñuble-Biobío (1 con Argentina) y Magallanes (3 con Argentina).

Los gasoductos están regulados a través de la Ley de Servicios de Gas (“LSG”, DFL 323 de Interior, 1931), que trata sobre concesiones de transporte y distribución y redes de gas no concesionadas.

c. Distribución y Comercialización

La comercialización de GN puede efectuarse de varias modalidades:

- Directamente por gasoductos a grandes clientes (eléctricas, grandes industrias);
- Redes concesionadas (consumos clientes residenciales, industriales o comerciales). Abastecidas por gasoductos o PSR.
- PSR ubicadas en lugar de consumo, abastecidas por camiones de GNL.
- GN comprimido (“GNC”) para vehículos, en estaciones de servicio (abastecidas usualmente desde concesiones).

Actualmente existen seis empresas distribuidoras de gas de red concesionadas operando en el país. De estas firmas existen tres conglomerados Gasco (a través de Metrogas, Gas Sur y Magallanes), Gasvalpo e Intergas.

En cuanto a la relevancia a nivel nacional al año 2021 hay 800.000 clientes, de los cuales 98% son residenciales representando el 34% del consumo, 1,8% son comerciales representando el 8% del consumo y 0,2% son industriales representando el 58% del consumo. [REDACTED]

A continuación, se caracteriza la situación de cada una de las zonas geográficas de Chile en cuanto a la forma de abastecimiento de GN, red de transporte utilizada y las concesiones de distribución por región y sus relaciones de propiedad. Esta caracterización está basada en información provista por el Ministerio de Energía en las sesiones de trabajo con el Comité.

Región de Antofagasta

- Abastecimiento:
 - Importación de GNL desde Terminal GNL Mejillones (63% Engie, 37% GNL Ameris IPM SpA).
 - Importación desde Argentina por gasoductos.

- Gasoductos: NorAndino (100% Engie); Atacama (100% Enel). Ambos van desde Mejillones hasta Argentina.
- Concesiones de distribución:
 - Lipigas (100% Empresas Lipigas S.A.) en Calama. Contrato de abastecimiento con Distrinor (Engie).

Regiones de Valparaíso/Metropolitana/O'Higgins

- Abastecimiento:
 - Importaciones de GNL desde Terminal GNL Quinteros (80% Consorcio EIG-Fluxys; 20% ENAP), a través de comercializadora GNL Chile S.A. (33,33% c/u: ENEL, ENAP, AGESA [60,2% Naturgy-CGE; 39,8% Copec]).
 - Importaciones desde Argentina por gasoducto GasAndes.
- Gasoductos: Electrogas (15% ENAP; 42,5% Colbún; 42,5% Aerio Chile SPA) entre Quintero y RM; GasAndes (██████████) entre Argentina-RM-O'Higgins.
- Concesiones:
 - GasValpo en R. de Valparaíso (██████████). Abastecida por ██████████.
 - Metrogas (60,2% Naturgy-CGE; 39,8% Copec) en RM y R. O'Higgins. Abastecida por AGESA desde GNL Quinteros o Argentina a través de Electrogas y GasAndes.

Regiones de Ñuble y Biobío

- Abastecimiento:
 - Principal: GNL de ENAP en camiones desde Terminal GNL Quintero hasta PSR de ENAP en Pemuco (R. de Ñuble), donde regasifica e inyecta a Gasoducto del Pacífico.
 - Menor: importación desde Argentina a través de gasoducto GasPacífico (por Innergy y otras empresas).
- Comercializadora: Innergy Holdings S.A. (60% Naturgy-CGE; 25% ENAP; 15% Lipigas): compra gas a ENAP e importa desde Argentina.
- Gasoductos:
 - GasPacífico/Gasoductos del Pacífico S.A. (██████████): desde Argentina hasta Gran Concepción.
 - Ramales de Innergy Holdings desde GasPacífico hacia clientes industriales y Los Ángeles.
- Concesiones de distribución:

- Chillán y Los Ángeles: Intergas (100% Garfin Group), abastecida por Innergy Soluciones Energéticas (100% Innergy Holdings S.A.) desde PSR Pemuco a través de GasPacífico y ramales.
- Los Ángeles y Gran Concepción: Gas Sur S.A. (99,97% Naturgy-CGE): abastecida por ENAP desde Pemuco por GasPacífico y ramales.

Región de Magallanes

- **Abastecimiento:**
 - Producción local de ENAP y CEOP.
 - Importaciones desde Argentina por gasoductos (para Methanex y otros grandes clientes).
- **Gasoductos:** gasoductos locales de ENAP y CEOP (en segmento de producción y en transporte hacia clientes); 2 gasoductos internacionales (Cóndor-Posesión I y II) de ENAP hacia Argentina.
- **Concesiones:**
 - Gasco Magallanes (100% Empresas Gasco S.A.). Abastecida por ENAP con producción y gasoductos locales de la estatal.

Las siguientes concesiones de distribución de gas de red están “aisladas” (no conectadas a gasoductos de transporte), por lo que son abastecidas de GNL en camiones del respectivo proveedor que parten desde GNL Quintero y llegan a la respectiva PSR de distribución:

- **Energas (100% GasValpo):** contrato de abastecimiento de GNL con ENEL. Abastece en las zonas de Coquimbo/La Serena, Los Andes y Talca.
- **Intergas (Garfin Group 100%)** contrato de abastecimiento de GNL con ENEL. Abastece a la zona de Temuco.
- **Lipigas:** contrato de abastecimiento con ENAP. Abastece en Osorno y Puerto Montt.
- **Metrogas:** contrato de abastecimiento con AGESA. Abastece en Osorno y Puerto Montt.

En la siguiente tabla se resumen las relaciones de propiedad e integración vertical, destacado en colores las integraciones existentes en los distintos eslabones de la industria del GN en Chile referidos previamente.

Tabla A.4.1: Relaciones de Propiedad*

SEGMENTO	ZONA	EMPRESA	PROPIEDAD			
Producción	Austral	Sara Cullen, Cabo-Negro, Bandurria	ENAP (100%)	-	-	-
Importación	Norte	GNL Mejillones	Engie (63%)	Ameris Capital (37%)	-	-
Importación	Centro	GNL Quintero	Enagás (40%)	Omers (30%)	ENAP (20%)	Otros (10%)
Importación	Centro	GNL Chile	ENAP (33%)	ENEL (33%)	AGESA (33%)	-
Transporte	Norte	Gas Atacama y Tal-Tal	ENEL (100%)	-	-	-
Transporte	Norte	Gasoducto Norandino	Engie (100%)	-	-	-
Transporte	Centro	Gas Andes	AGESA (47%)	CGC Argentina (40%)	AES Gener (13%)	-
Transporte	Centro	Electrogas	R.E.N. (43%)	Colbun (43%)	ENAP (15%)	-
Transporte	Centro-Sur	Gasoducto del Pacifico	CGE (60%)	ENAP (25%)	Trigas Cuatro (15%)	-
Transporte	Centro-Sur	Innergy Transportes	Innergy (99%)	CGE (1%)	-	-
Transporte	Austral	Sara Cullen, Cabo-Negro, Bandurria	ENAP (100%)	-	-	-
Distribución	Norte	Engie Gas Chile y Engie Stream Solutions	Engie (53%)	Otros (47%)	-	-
Distribución	Norte	Lipigas	Grupo Santa Cruz (70%)	Otros (30%)	-	-
Distribución	Centro	Innergy Soluciones Energéticas	CGE (60%)	ENAP (25%)	Trigas Cuatro (15%)	-
Distribución	Centro	AGESA	CGE (60%)	-	-	-
Distribución	Centro	Metrogas	AGESA (60%)	Copec (40%)	-	-
Distribución	Centro	GasValpo	EMIF (51%)	Access (49%)	-	-
Distribución	Sur	Lipigas	Grupo Santa Cruz (70%)	Otros (30%)	-	-
Distribución	Sur	GasSur	Gasco (100%)	-	-	-
Distribución	Sur	Intergas	Garfin (100%)	-	-	-

Fuente: Estudio Mercado del Gas Natural (FNE, diciembre 2022).

*En cuanto a la propiedad de GNL Quintero esta tabla fue construida previo a los cambios de propiedad por parte de la venta del 80% de propiedad al consorcio Fluxys y EIG.

Finalmente, las siguientes figuras muestran el detalle de las relaciones de propiedad en la industria del GN en Chile.

Figura A.4.1: Relaciones de Propiedad en la Industria Chilena de GN



Anexo 10. Alternativas de Mecanismos de Asignación de Capacidad en Terminales

Los países que han decidido abrir sus terminales de GNL a terceros deben establecer mecanismos de asignación de la capacidad primaria de los mismos, entendiendo por capacidad primaria la que es ofrecida por el propio operador del terminal. En principio, existen cuatro mecanismos de asignación de dicha capacidad: realizar una *open season*, seguir el criterio de first-come-first-served (asignar por orden de llegada), asignar de acuerdo a la prorrata de la capacidad demandada y la negociación bilateral. Igualmente, se requiere utilizar algún mecanismo para administrar la congestión, tanto en la gestión de la asignación como la gestión anti-acaparamientos, además de mecanismos de resolución de conflictos. Los mecanismos indicados se detallan en el presente Anexo.

a. Cuatro Mecanismos de Asignación de la Capacidad

a.1 Asignación de acuerdo con una Open Season

Este método busca garantizar que todas las partes tengan libre acceso al uso de una terminal de GNL y, por tanto, es un mecanismo transparente de asignación de capacidad. La asignación se realiza en función de la demanda, pero los usuarios corren el riesgo de perder la capacidad asignada que no se haya utilizado (UIOLI), con lo que se crean unas condiciones equitativas. En tal sentido, un mecanismo de *open season* es una convocatoria de suscripciones que permite la asignación transparente y no discriminatoria de la capacidad de acceso a las infraestructuras y el dimensionamiento de la oferta a la demanda en caso necesario.

Este procedimiento suele constar de dos fases: una evaluación abierta de la demanda del mercado para una propuesta específica (primera fase) y una fase posterior de asignación de capacidad (segunda fase).

Se considera la disponibilidad de infraestructuras suficientes para la seguridad energética y el desarrollo de un mercado competitivo del GN. Para fomentar la competencia, la infraestructura, además de ser suficiente, se vende la capacidad en condiciones que se ajusten a las necesidades del mercado y, por tanto, esta debe ser accesible de forma no discriminatoria (gracias a procedimientos de asignación de capacidad que funcionen correctamente).

El mecanismo de *open season* no es un mecanismo de asignación de capacidad per se, sino un procedimiento para evaluar la demanda de capacidad para la siguiente asignación de capacidad que se puede dar con los otros tres mecanismos que discutimos más adelante. En efecto, para evaluar la demanda real del mercado, la asignación de capacidad debe ir precedida de un estudio de mercado (la llamada "*open season*"). En la siguiente fase de asignación de capacidad, el operador ofrece capacidad en función de la demanda inicialmente comprometida, por ejemplo, mediante un compromiso precontractual (Carta de Intenciones), por los participantes en el mercado en la temporada abierta. El tipo específico de mecanismo de asignación de capacidad (prorratao o subasta) que se

aplicará está sujeto al resultado de la temporada abierta y a los requisitos legislativos nacionales respectivos.⁸⁹

El mecanismo de *open season* ha sido utilizado en diferentes países del mundo, y se ha demostrado que es efectivo para promover la competencia en el mercado de GN. Un ejemplo son los procedimientos recientes de *open season* que se han llevado a cabo en Italia para la subasta de capacidad de regasificación del terminal de GNL más grande de Italia el “Adriatic LNG⁹⁰”.

Desde el plano conceptual-teórico, Laffont y Tirole (1993) sugieren que se permita a los participantes expresar sus verdaderos costos y beneficios, y se garantice reglas claras y transparentes. De este modo, una asignación por este mecanismo puede ser una forma efectiva de distribución de bienes, como la capacidad de un terminal de gas, la cual queda asignada a los participantes más eficientes o que tienen una mayor valoración por el servicio.

En cuanto a los casos específicos de éxito, en Australia, el mecanismo de *open season* se utilizó para asignar capacidad en el gasoducto de Queensland, lo que permitió la entrada de nuevos participantes en el mercado y redujo los precios del gas (ACCC, Australian Competition and Consumer Commission, 2013). Otro caso es el de México, en donde el mecanismo de *open season* se utilizó para el desarrollo y expansión del “Nueva era pipeline”, el cual a través de un *joint venture* entre dos actores relevantes del mercado, permitió generar una expansión de capacidad y mejorar la interconexión entre las redes del Sur de Texas y Monterrey, México. La capacidad expandida fue asignada luego de un proceso de *open season* por medio del cual se logró el acceso de nuevos actores al mercado.

Sin embargo, también ha habido casos en los que el mecanismo de *open season* no ha sido efectivo. En Chile, este mecanismo se intentó utilizar para asignar capacidad de expansión del terminal GNL Quintero en 2011, la revisión de la FNE (2021) dio cuenta que en dicho proceso no se logró la entrada de nuevos agentes al mercado. No obstante, lo anterior, de acuerdo a la investigación archivada respecto al caso, se observaba al menos un avance en el desarrollo de un mercado secundario con criterios más objetivos y transparentes (FNE, 2015).

En conclusión, el mecanismo de *open season* ha demostrado ser una herramienta efectiva para evaluar las necesidades del mercado y de esta forma asignar capacidad en terminales de GN de forma eficiente. Esto se da siempre que los procesos se lleven adelante promoviendo la competencia, y con miras a la reducción de los precios del gas. Sin embargo, el éxito del mecanismo depende de una regulación adecuada que garantice la transparencia y la justicia en el proceso de asignación.

⁸⁹ <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/492ed9ba-d3f1-dc04-d864-39b0d6fa9e4f>

⁹⁰ <https://www.adriaticlng.it/en/market-area/services/open-season/?projectid=3a89a667-ee44-4fa3-8165-0eab8082f7c4> (última fecha de revisión 12 de mayo de 2023).

a.2 Asignación de acuerdo al Orden de Llegada (First-come-first-serve)

Este es un método de asignación que distribuye la capacidad principalmente a la red de usuarios que hayan solicitado reserva de capacidad lo antes posible.

El mecanismo de acuerdo al orden de llegada (“FCFS” por sus siglas en inglés) se ha utilizado en el pasado para asignar capacidad en los gasoductos de GN, en países como Estados Unidos.

La literatura especializada ha señalado que FCFS puede ser un método “justo” de asignación, pero también puede no reflejar los verdaderos costos y beneficios de la capacidad, ya que no tiene en cuenta la eficiencia de los participantes (Agostini y Saavedra, 2013). Estos autores, aplicando su trabajo a la demanda de navieras por uso de muelles de atraque, sugieren que la asignación de capacidad debe tener en cuenta tanto la eficiencia de los participantes como los costos y beneficios de la capacidad. Surge así la opción de considerar otros mecanismos de asignación, como la subasta, para garantizar una asignación justa y eficiente de la capacidad, o procesos previos como el *open season* para terminar las necesidades del mercado, y luego distribuir según diversos mecanismos.

En conclusión, el mecanismo de asignación de capacidad por orden de llegada o FCFS ha sido ampliamente utilizado (Agostini y Saavedra, 2013), pero su efectividad depende de la regulación adecuada que garantice la transparencia y la justicia en el proceso de asignación (Laffont y Tirole, 1993). Si bien muchos argumentan que el mecanismo de FCFS es justo, otros sugieren que se deben considerar otros mecanismos de asignación, como la subasta, para garantizar una asignación y eficiente de la capacidad. Depende de los gobiernos y reguladores implementar reglas para el proceso de asignación de capacidad, que consideren todas las opciones disponibles para garantizar una asignación justa y eficiente de la capacidad del uso de una infraestructura esencial.

a.3 Asignación a Pro-rata de la Capacidad Demandada

Este mecanismo de asignación implica que la capacidad de transporte disponible se asigna en proporción a la totalidad de las capacidades reservadas, existiendo sectores de infraestructura en países como Italia y Turquía donde se ha implementado este mecanismo.

El mecanismo de pro-rata de la capacidad demandada se utiliza para asignar la capacidad disponible a los participantes en función de la proporción de capacidad que solicitaron en relación con la capacidad total disponible. Este método de asignación se ha utilizado en distintos sectores y países del mundo, incluyendo la industria de la aviación y el mercado de la electricidad.

En cuanto a la opinión de los economistas expertos en la regulación de mercados⁹¹, se puede observar que algunos argumentan que el mecanismo de pro-rata es justo al

⁹¹ Ver Access to pipelines in competitive gas markets H. Cremer, F. Gasmi and J.-J. Laffont Journal of Regulatory Economics, 24 (1) (2003), pp. 5-33 y Matthias Pickl, Franz Wirl, Auction design for gas

distribuir conforme a la capacidad demandada por el mercado. En contraposición, se argumenta que esto genera incentivos para sobre estimar la demanda de tal forma de coparla y excluir entrantes al mercado o disminuir su capacidad de entrada. Respecto a este punto se valora en contraposición el sistema de subasta como método más eficiente de asignar la capacidad que el mecanismo de pro-rata, ya que permite que el precio refleje los costos y beneficios esperados, de la capacidad y garantiza que la asignación de la capacidad sea asignada al participante con una mayor valoración de la misma.

En cuanto a la aplicabilidad del mecanismo de pro-rata en la asignación de capacidad de terminales de GN, se debe considerar que este mecanismo puede ser útil si se utiliza en conjunto con otros mecanismos de asignación, como la subasta o la apertura de mercados secundarios con reglas de *use-it-or-lose-it* o *use-it-or-sell-it*. El mecanismo de pro-rata puede garantizar una asignación justa y equitativa de la capacidad disponible a los participantes, mientras que la subasta puede garantizar una asignación eficiente de la capacidad en función de los costos y beneficios de la capacidad.

En resumen, el mecanismo de asignación de capacidad pro-rata de la capacidad demandada ha sido utilizado en distintos sectores y países del mundo, y ha sido objeto de controversia en cuanto a su eficiencia y justicia en la asignación de la capacidad.

a.4 Negociación Bilateral

Bajo este mecanismo el dueño del terminal negocia individualmente la capacidad con los usuarios de la red. México es un caso en donde se emplea este mecanismo. El mecanismo de asignación de capacidad por acuerdos bilaterales es objeto de controversia dado que podría el cierre de un terminal o gasoducto a aquellos agentes que se encuentran integrados verticalmente. Asimismo, este mecanismo genera incentivos para que los competidores de mayor tamaño sobre contraten capacidad y así excluyan a sus rivales de menor tamaño de acceder al servicio.

Es por estas estrategias anticompetitivas que el mecanismo requiere de una etapa previa de evaluación de las necesidades del mercado, siendo favorable su uso junto con el principio de FCFS cuando existe una sobrecapacidad y ésta puede ser asignada de forma eficiente a todos los agentes que demandan su ingreso. Por el contrario, ante una sobre demanda puede resultar ineficiente una asignación por negociación bilateral, dados los incentivos antes descritos, y las dificultades que supone evaluar la idoneidad del agente que demanda capacidad de utilizarla de forma óptima.

La asignación de capacidad por acuerdos bilaterales es un tema que genera debate en la literatura especializada⁹². Si bien se han implementado diferentes mecanismos en

pipeline transportation capacity—The case of Nabucco and its open season, *Energy Policy*, Volume 39, Issue 4, 2011, Pages 2143-2151, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.059>.

⁹² Ver Seyit Ali Dastan, *Negotiation of a cross-border natural gas pipeline: An analytical contribution to the discussions on Turkish Stream*, *Energy Policy*, Volume 120, 2018, Pages 749-760, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.03.012>. y Jenik Radon (2006) *How to Negotiate an Oil Agreement Initiative for Policy Dialogue Working Paper* <https://policydialogue.org/files/publications/Ch04.pdf>

distintos países, es importante tener en cuenta la transparencia y la competencia en la asignación de la capacidad para evitar distorsiones en los mercados.

En conjunto con los mecanismos de asignación de capacidad, se deben establecer mecanismos de gestión de la congestión para dar una respuesta dinámica al almacenamiento de GNL, y evitar la congestión del sistema.

b. Medidas de gestión de congestión (MGC)

b.1 Medidas de gestión de congestión (MGC) en la asignación de capacidad en terminales de Gas Natural.

En primer lugar, se establecen medidas destinadas a crear un mercado secundario para la capacidad en terminales de GN. El mercado primario es aquel mercado en el cual la capacidad es directamente contratada con el operador del terminal o asignada conforme a los mecanismos de subasta, FCFS, pro-rata, u otros. Luego de establecido el mercado primario, se promueve el establecimiento de un mercado secundario en el cual la capacidad previamente contratada se vende entre los usuarios conforme a las variaciones de su capacidad ocupada y excedentes.

El establecimiento de mercados secundarios eficientes en el sector del GN puede reducir los costos y mejorar la asignación de recursos, lo que a su vez puede impulsar el crecimiento económico y la competitividad. Un ejemplo exitoso de la implementación de un mercado secundario es el del Australia, que ha permitido una mayor flexibilidad y competitividad en el mercado del GN, beneficiando tanto a productores como a consumidores.

Para garantizar el éxito en la implementación de medidas de gestión de congestión en la asignación de capacidad en terminales de GN, es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- **Regulación adecuada:** Es crucial establecer un marco normativo que garantice la transparencia, la eficiencia y la equidad en el funcionamiento del mercado secundario. Esto incluye la supervisión de las operaciones, la protección de los consumidores y la promoción de la competencia.
- **Infraestructura y tecnología:** Para facilitar el intercambio de capacidad en el mercado secundario, es necesario contar con sistemas de información y comunicación eficientes que permitan a los usuarios conocer en tiempo real la disponibilidad de capacidad y los precios, y al mismo tiempo que dichos mecanismos se ajusten a la regulación, siendo objeto de supervigilancia por parte de la entidad regulatoria.
- **Participación de los actores del mercado:** La cooperación entre los diferentes actores del mercado, incluyendo a los operadores de terminales, los proveedores de GN y los usuarios finales, es esencial para garantizar el éxito del mercado secundario y evitar la concentración de poder en manos de unos pocos actores (Heather, 2015).

b.2 Medidas anti-acaparamiento en la asignación de capacidad en terminales de Gas Natural.

Las Medidas anti-acaparamiento tienen por objeto evitar que un tenedor de capacidad primaria excluya a sus competidores a través del acaparamiento contractual de la capacidad en terminales de GN. Estas medidas se basan generalmente en los principios *use-it-or-sell-it* (UIOSI) o *use-it-or-lose-it* (UIOLI).

- **Use-it-or-sell-it (UIOSI):** Este principio establece que el usuario debe vender la capacidad contratada no utilizada en el mercado secundario, lo que fomenta la eficiencia y la competencia en la asignación de recursos.
- **Use-it-or-lose-it (UIOLI):** Este principio implica que el usuario puede perder sus derechos sobre la capacidad contratada no utilizada, los que vuelven al operador, quien debe enseguida asignarlos nuevamente conforme a los mecanismos descritos en el primer apartado.

Para garantizar el éxito en la implementación de medidas anti-acaparamiento en la asignación de capacidad en terminales de GN, es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- **Regulación adecuada:** Es esencial contar con un marco normativo que garantice la transparencia, la eficiencia y la equidad en la aplicación de las medidas anti-acaparamiento, incluyendo la supervisión de las operaciones y la protección de los consumidores.
- **Incentivos para la utilización eficiente de la capacidad:** Es importante establecer incentivos para que los tenedores de capacidad utilicen de manera eficiente los recursos, lo que a su vez fomenta la competencia y evita el acaparamiento.
- **Monitoreo y aplicación efectiva:** Es fundamental contar con mecanismos eficaces para monitorear el cumplimiento de las medidas anti-acaparamiento y aplicar sanciones en caso de incumplimiento.

b.3 Mecanismos de resolución de conflictos

Los mecanismos de resolución de conflictos tienen por objetivo dirimir las disputas que se pueden producir entre los operadores y los terceros que solicitan acceso a la capacidad en terminales de GN. Estos mecanismos buscan soluciones eficientes y técnicamente sólidas a fin de evitar que la capacidad se vea limitada o bloqueada jurídicamente.

En la mayoría de los países, la resolución de conflictos se delega en el regulador sectorial, en ejercicio de lo que "se denomina la "función arbitral de "os reguladores". Algunos ejemplos incluyen:

- **La Comisión Reguladora de Energía (CRE)** es la entidad encargada de resolver las disputas en la asignación de capacidad en terminales de GN (CRE, 2020).
- **España:** La Comisión Nacional de Energía (CNE) es el organismo responsable de dirimir conflictos en este sector.

- Francia: El Comité de Solución de Controversias y Sanciones (CORDIS) es una entidad cuasi-judicial encargada por ley de ejercer las facultades del regulador en esta materia, la Comisión de Regulación de la Energía. Está conformado por dos consejeros del Estado y por dos asesores de la Corte de Casación.
- Bélgica: Aunque la resolución de conflictos en este ámbito se encuentra en manos de los tribunales ordinarios, se espera que en el futuro sean nombrados los integrantes del Servicio de Conciliación y de Arbitraje y la Cámara de Litigios.

Para garantizar el éxito en la implementación de mecanismos de solución de controversias en la asignación de capacidad en terminales de GN, es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Imparcialidad y transparencia: Es esencial que los mecanismos de resolución de conflictos sean imparciales y transparentes, a fin de garantizar la confianza de los agentes del mercado en el proceso y las decisiones adoptadas.
- Experto en la materia: El regulador o la entidad encargada de resolver conflictos debe contar con conocimientos técnicos y experiencia en el sector del GN, lo que permitirá tomar decisiones informadas y eficientes.
- Procedimientos claros y previsibles: Es fundamental establecer procedimientos claros y previsibles para la presentación y resolución de conflictos, lo que contribuye a la estabilidad y predictibilidad del mercado.

En el caso de Chile, el Panel de Expertos ha desempeñado un papel fundamental en la solución de controversias en el sector eléctrico en Chile y, desde 2017, también en el mercado del gas, gracias a la reforma legal de ese año (Ley N°20.897, 2017). Su enfoque neutral e independiente ha sido valioso en el manejo de disputas. Sin embargo, se han planteado preocupaciones respecto a las limitaciones y desafíos asociados a su funcionamiento, así como el alcance de la aplicación que se hace de la legislación de energía y su inevitable interpretación de la misma.

En comparación con otros organismos internacionales, como la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) de la Unión Europea o la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC) de los Estados Unidos, el Panel de Expertos Eléctricos de Chile presenta similitudes en cuanto a su enfoque neutral e independiente en la solución de controversias, no obstante este último tiene un alcance mucho más acotado, dado que no cumple labores de coordinación solo resolución de conflictos.

Es habitual que los organismos regulatorios cuenten con instancias de apelación y revisión judicial, lo que ofrece mayor protección a los agentes del mercado, pero facilita la judicialización como vía para trabar o bloquear asuntos, en contraposición el Panel de Expertos de Chile no cuenta con instancias superiores, al haber acotado su misión y forma de resolución.

c. Conclusiones

Una revisión en detalle del mercado, a través de mecanismos como el *open season*, y la implementación posterior de una asignación eficiente conforme a las características de la capacidad y la demanda, es lo que permite lograr asignaciones eficientes, evitar distorsiones, acaparamientos y, en definitiva, facilitar el acceso a los competidores a los terminales de gas o gaseoductos.

De igual forma, la evaluación de los mecanismos de asignación de capacidad al caso concreto lo que permite su correcta implementación, pudiendo ser necesaria su modificación posterior o inclusive la incorporación de medidas anticongestión. Es por lo anterior, que resulta apropiado generar principios generales para la asignación de capacidad, y su posterior manejo, de tal forma de generar una asignación inicial eficiente y poder dar respuesta a la dinámica del mercado.

Finalmente, un correcto mecanismo de resolución de controversias permite a los agentes tener certezas de la aplicación correcta de la asignación y los principios antes descritos, así como tener claridad respecto a la acción de entidades regulatorias frente al desarrollo de la industria.

Anexo 11. Sistema de Compensaciones

a. Compensaciones a los Consumidores

Las compensaciones automáticas a los consumidores por cortes de suministro son una medida que buscan incentivar a los proveedores de servicios públicos a mejorar la calidad de sus servicios y reducir los cortes de suministro.

La lógica económica detrás de esta medida se basa en dos conceptos importantes: la teoría de la regulación y la teoría de los derechos de propiedad.

La teoría de la regulación sostiene que los mercados no siempre son eficientes y que en algunos casos es necesaria la intervención del Estado para corregir estas ineficiencias. Existen casos de servicios públicos, tales como la energía eléctrica o el agua potable, en los cuales se considera que existe un monopolio natural, es decir, que es más eficiente y rentable que un solo proveedor ofrezca el servicio en un determinado territorio.⁹³ Sin embargo, el monopolio natural también puede generar problemas para los consumidores, como una baja calidad del servicio o precios demasiado altos.

Por eso, el Estado establece regulaciones que obligan a los proveedores de servicios públicos a cumplir con ciertos estándares de calidad y a ofrecer precios similares a los que existiría en competencia.

En este contexto, las compensaciones automáticas por cortes de suministro se presentan como una herramienta para incentivar a los proveedores de servicios públicos a mejorar la calidad de su servicio. Estas compensaciones se establecen mediante un sistema de multas o descuentos en la factura que los proveedores deben aplicar automáticamente en caso de que el servicio sea interrumpido por un tiempo superior al establecido en la regulación.

La teoría de los derechos de propiedad también juega un papel importante en esta medida, según esta teoría, los consumidores tienen el derecho a recibir un servicio de calidad y a un precio justo y razonable. Cuando se produce un corte de suministro, este derecho se ve afectado y los consumidores sufren una pérdida económica. Las compensaciones automáticas son una forma de hacer valer este derecho de propiedad y de asegurar que los consumidores sean compensados por las pérdidas sufridas.

En general, los consumidores individuales que presentan demandas por sí solos a menudo tienen un rendimiento limitado en términos de obtener una compensación por daños

⁹³ Esto se denomina subaditividad de costos, la cual se puede entender como la propiedad de la función de costos de una empresa de ser menor o igual a la suma de las funciones de costos de dos empresas individuales. Es decir, si dos empresas producen de forma individual cierta cantidad de bienes y luego se unen para producir la misma cantidad de bienes, los costos totales de producción de la nueva empresa unificada serán menores o iguales que los costos totales de las empresas individuales. De tal forma, que la existencia de competencia en el mercado es más ineficiente que la producción por un solo oferente.

sufridos. Esto se debe a que los costos de presentar y litigar una demanda individual pueden ser significativos en comparación con la cantidad de compensación que se puede obtener.

Además, los consumidores individuales pueden tener menos información y recursos legales que las empresas o los proveedores de servicios, lo que dificulta su capacidad para presentar una demanda efectiva y obtener una compensación justa. Como resultado, muchos consumidores que han sufrido daños pueden sentirse desalentados de buscar una compensación a través del sistema legal.

Por estos motivos, se hace necesario implementar un mecanismo de compensaciones automáticas, que coloque la carga de la calidad, y eventual falla en el proveedor u oferente, de tal forma de desplazar los incentivos a cumplir con la normativa. No obstante, lo anterior, el diseño del sistema de compensaciones guarda relación con los principios económicos antes descritos y su conjugación con los principios económicos que se apliquen al sistema regulatorio y/o tarifario aplicado al servicio público.

b. Regulación actual de Compensación Económica por Corte de suministro de Gas

En la actualidad, las compensaciones en materia de gas, relativas a la calidad y continuidad del servicio, se encuentran reguladas en la LSG, cuyo artículo 45 dispone: *“Todo evento o falla originada en las instalaciones de la red de distribución de gas, que provoque la **interrupción o suspensión del servicio de gas a consumidores, no autorizada en conformidad a la ley o reglamentos, y que se encuentre fuera de los estándares de seguridad y calidad de servicio de gas vigentes**, y que no sea consecuencia de caso fortuito o fuerza mayor, **dará lugar a una compensación a los clientes o consumidores afectados, de cargo de la respectiva empresa distribuidora**, en conformidad a lo dispuesto en el presente artículo”.*⁹⁴

En sus siguientes incisos la norma dispone que la compensación corresponde al valor de tarifa equivalente a 15 veces el volumen de gas no suministrado durante la interrupción o suspensión injustificada del servicio de gas, y que esta no puede superar por evento, el 5% de los ingresos de la empresa distribuidora en el año calendario anterior y el monto máximo de la compensación será de 20.000 UTA.

Para hacer efectiva la compensación, ésta se efectúa mediante un descuento automático del monto de la compensación en la facturación más próxima, o aquellas que establezca la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”). Los montos de la compensación deben ser abonados al consumidor de forma inmediata, no obstante, la capacidad que tiene la empresa de reclamar la improcedencia de la misma ante la SEC, en caso de existir diferencias entre la compensación debida y la efectivamente realizada, éstas deberán ser recalculadas por la SEC, la que instruirá el reintegro o devoluciones que correspondan.

⁹⁴ Decreto con Fuerza de Ley 323 de 30 de mayo de 1931, que establece la Ley de Servicio de Gas.

No se aplica el sistema de compensaciones a los contratos que suscriban clientes o consumidores para servicios de gas comercial cuyo consumo promedio mensual del año calendario anterior no supere los 100 gigajoules, y servicio de gas residencial.

En lo que dice relación con el precio, las compensaciones se vinculan a los límites y bandas de rentabilidad, dado que el precio es regulado mediante un proxy de competencia establecido en los límites de rentabilidad, superar el límite de rentabilidad supondría que la empresa está cobrando un precio supra competitivo, y por tanto obtiene rentas no permitidas por la ley.

Ante esta situación la ley dispone que en los casos que se supera la rentabilidad máxima, se debe efectuar una devolución de la misma por vía de compensación a los usuarios, en concreto la ley dispone que: *“Todos los clientes de aquella empresa concesionaria que haya excedido la tasa de rentabilidad económica máxima, en conformidad a lo señalado en los artículos anteriores, tendrán derecho a recibir la devolución del monto correspondiente al exceso de rentabilidad obtenido, el cual será calculado por la Comisión en el informe de rentabilidad anual a que hace referencia el artículo 33 quáter, y se distribuirá entre sus clientes en proporción al volumen de gas facturado durante el último año calendario.*

Las devoluciones a que se refiere este artículo se efectuarán, a elección del cliente, mediante reembolso en dinero efectivo o descontando las cantidades correspondientes en la facturación más próxima, o en aquellas que determine la Superintendencia a requerimiento de la respectiva empresa concesionaria, reajustadas según la variación que haya tenido el Índice de Precios al Consumidor en los meses respectivos, más los intereses corrientes”.⁹⁵

Ante la revisión de rentabilidad la ley dispone no sólo la tarificación del agente que supera el límite de rentabilidad, sino que asimismo establece la obligación del mismo de reembolsar el excedente de lo que habría cobrado en exceso, permitiendo la rentabilidad por sobre los límites.

El monto de la compensación es objeto de determinación por parte de la CNE, mediante una resolución por medio de la cual se dispone la cantidad a reembolsar, permitiendo que los consumidores opten por un mecanismo de descuento automático o un reembolso en dinero efectivo.

De esta forma, la ley regula una compensación relativa a la calidad/continuidad de servicio, y una compensación relativa al precio en concordancia con los límites de rentabilidad.

⁹⁵ Artículo 31 bis del Decreto con Fuerza de Ley 323 de 30 de mayo de 1931, que establece la Ley de Servicio de Gas.

c. Regulación de Compensación Económica por Corte de suministro Energético

Una regulación similar que se debería tener en cuenta al momento de evaluar un mecanismo de regulación en esta materia es la regulación de compensaciones en el sector de energía.

El servicio de suministro eléctrico establece como principio que este debe entregarse de manera continua e ininterrumpida, con motivo de lo anterior, se coordina la oferta de generación de energía a fin de asegurar la suficiencia del sistema, y en casos en que el suministro se encuentre interrumpido, la empresa que otorgue el servicio debe entregarle compensaciones al cliente, de acuerdo a ciertas métricas y con límites.

El Reglamento de la ley general de Servicios eléctricos,⁹⁶ dispone a modo general en su artículo 145: *“Las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán suministrar electricidad a sus usuarios de manera continua e ininterrumpida, salvo las excepciones legales y reglamentarias”*. Lo anterior es complementado por el Reglamento de Sanciones en Materia de Electricidad y Combustibles que establece como sanción el: *“No cumplir los estándares de calidad, de servicio, establecidos por disposiciones legales, reglamentarias y normativas para cada área”*.⁹⁷

Así, y de acuerdo con la normativa sectorial, la calidad del servicio es un conjunto de propiedades que son inherentes a la actividad de distribución de electricidad y constituyen condiciones bajo las cuales esta actividad debe desarrollarse. Dentro de las condiciones de calidad, se expresa como una de ellas en la letra h) la: *“continuidad del servicio”*. Se constituye entonces la suspensión del suministro eléctrico como un incumplimiento del estándar de calidad del servicio y, por tanto, una infracción sancionable.

En cuanto al monto compensatorio que se deberá entregar al usuario por la interrupción del suministro, se distinguirá respecto de cuál es la empresa incumplidora, existiendo normativas diferenciadas respecto de si esta es una empresa distribuidora o no.

I. Montos compensatorios por interrupción de suministro debidos por parte de la empresa distribuidora

Para las empresas no distribuidoras, la interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica no autorizada en conformidad a la ley y los reglamentos, que afecte parcial o íntegramente una o más áreas de concesión de distribución, dará lugar a una compensación a los usuarios sujetos a regulación de precios afectados, de cargo del concesionario, equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento.

⁹⁶ Decreto 327 de 10 de septiembre de 1998, del Ministerio de Minería, que “Fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”.

⁹⁷ Decreto 119 de 25 de agosto de 1989, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Aprueba el Reglamento de Sanciones en materia de Electricidad y Combustibles”.

De forma similar a lo que ocurre en materia de gas, la compensación se hace efectiva mediante el descuento del monto de la compensación de la facturación más próxima o aquella determinada por la SEC. De igual forma, las compensaciones operan de forma automática debiendo ser abonadas de inmediato al usuario o consumidor, independientemente del derecho que pueda tener el concesionario de distribución para repetir en contra de terceros responsables.⁹⁸

II. Montos Compensatorios por interrupción de suministro debidos por parte de la empresa no distribuidora

El monto compensatorio de las demás empresas no distribuidoras de energía está determinado en el art.72-20 de la Ley General de Servicios Eléctricos⁹⁹, el cual fue objeto de modificaciones por la ley 20.936, que “Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”¹⁰⁰; cuyos los montos establecidos en el art.72-20 comenzarían a regir el año 2024 de acuerdo al artículo decimonoveno transitorio de la ley 20.936, la progresión de los mismos se encuentra determinado de acuerdo a los siguientes plazos:

- a. Desde la vigencia de la ley 20.936, publicada en julio del año 2016, hasta el 31 de diciembre de 2019, las compensaciones por indisponibilidad de suministro se regirán por lo dispuesto en el art.16 B de la ley 18.410, es decir, una compensación equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada.
- b. A partir del 1 de enero del 2020, hasta el año 2023, las compensaciones a los usuarios finales corresponderán a 10 veces el valor de la energía no suministrada.
- c. A partir del año 2024, las compensaciones estarán determinadas por lo señalado en el art.72-20, es decir, quince veces la valorización de la energía no suministrada.

De esta manera, a partir del año 2024 los nuevos montos de empresas no distribuidoras serán definidos de la siguiente manera: *“todo evento o falla, ocurrido en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, que provoque indisponibilidad de suministro a usuarios finales, **que no se encuentre autorizado en conformidad a la ley o los reglamentos, y que se encuentre fuera de los estándares que se establezca en las Normas Técnicas a que hace referencia el artículo 72°-19, dará lugar a las compensaciones que señala este artículo.***

En el caso de los usuarios finales sometidos a regulación de precios, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento,

⁹⁸ Ley 18410 Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

⁹⁹ Decreto con fuera de Ley 4 de 5 de febrero de 2007, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, que Fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.

¹⁰⁰ Ley 20936 que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional.

valorizada a quince veces la tarifa de energía vigente durante la indisponibilidad de suministro, sujeta a los valores máximos a compensar establecidos en el presente artículo.

En el caso de usuarios no sometidos a regulación de precios, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada a quince veces la componente de energía del precio medio de mercado establecido en el informe técnico definitivo del precio de nudo de corto plazo vigente durante dicho evento, sujeta a los valores máximos a compensar establecidos en el presente artículo.”.¹⁰¹

Las compensaciones pagadas por estas empresas no distribuidoras están sometidas a límites de los montos compensatorios, los cuales están determinados de la siguiente manera:

- a. Monto de compensación de una empresa de transmisión
 - i. Cuando cuenta con ingresos regulados: no podrá superar por evento el 5% de sus ingresos regulados en el año anterior para el segmento de transmisión respectivo.
 - ii. Cuando no cuenta con ingresos regulados: no podrá superar por evento el 5% de los ingresos totales obtenidos en el mercado nacional por la propietaria de la instalación respectiva el año anterior.
 - iii. En ambos casos, el monto máximo de compensación será de 20.000 UTA.
- b. Monto de compensación de una empresa generadora
 - i. No podrá superar por evento el 5% de los ingresos del año anterior, por los conceptos de energía y potencia en el mercado nacional obtenidos por la empresa, de acuerdo a sus balances auditados
 - ii. El monto máximo de compensación será de 20.000 UTA.
- c. Monto de compensación de una empresa que operen instalaciones para la prestación de servicios complementarios o de almacenamiento de energía
 - i. No podrá superar por evento el 5% de los ingresos totales obtenidos en el mercado nacional por la propietaria de la instalación respectiva el año anterior.
 - ii. El monto máximo de compensación será de 20.000 UTA.
- d. Monto de compensación de una empresa que no registre ingresos durante el año anterior dada su reciente entrada en operación
 - i. El monto máximo de compensación será de 2.000 UTA.

¹⁰¹ Decreto con fuera de Ley 4 de 5 de febrero de 2007, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, que Fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos

Junto con ello, para estas empresas hay una obligación adicional de elaborar un Estudio de Análisis de Falla (EAF), en el cual deberá identificar las instalaciones en que se produjo el evento provocador de la interrupción, señalando el origen de la falla, propagación, efectos, planes de recuperación y conclusiones técnicas. Una vez comunicado el EAF a la superintendencia, dicho organismo determinará la procedencia del pago de las compensaciones.

d. Compensaciones en Razón de la Ley de Protección de Derechos al Consumidor

Por último, cabe mencionar que tanto al régimen eléctrico como al de gas se podrán aplicar las compensaciones por interrupción del servicio, establecidas en la Ley 19.496 sobre Protección de los Derechos de los Consumidores, la cual dispone en su artículo 25 A lo siguiente: Artículo 25 A: ***“En los casos de suspensión, paralización o no prestación injustificada de uno de los servicios señalados en el inciso segundo del artículo 25, el proveedor deberá indemnizar de manera directa y automática al consumidor afectado, por cada día sin suministro, con un monto equivalente a diez veces el valor promedio diario de lo facturado en el estado de cuenta anterior al de la respectiva suspensión, paralización o no prestación del servicio. Dicho monto deberá descontarse del siguiente estado de cuenta.***

Se entenderá como un día sin suministro cada vez que el servicio haya sido suspendido, paralizado o no prestado por cuatro horas continuas o más dentro de un período de veinticuatro horas contado a partir del inicio del evento. En los demás casos, el cálculo indicado en el inciso anterior se hará de manera proporcional al tiempo de la suspensión, paralización o no prestación del servicio.

La indemnización de que trata este artículo sólo tendrá lugar en aquellos casos en que las leyes especiales respectivas no contemplen una indemnización mínima legalmente tasada y se entenderá sin perjuicio del ejercicio por parte de los consumidores del derecho contenido en la letra e) del inciso primero del artículo 3. Con todo, en la determinación de esto último se tomará en consideración lo obtenido por el consumidor por aplicación del presente artículo”.¹⁰²

e. La Regulación de un Sistema de Compensación

Tal como se indicó, un sistema de compensaciones por corte de suministro eléctrico es una medida de protección para los consumidores que garantiza que, en caso de una interrupción no programada del suministro eléctrico, se les indemnice de alguna manera por el inconveniente causado, coordinando los incentivos del proveedor del suministro para el cumplimiento de la calidad mínima que se exige al sistema.

Además, algunos modelos tarifarios también establecen diferentes niveles de compensación en función del tipo de consumidor afectado. Por ejemplo, puede haber una

¹⁰² Decreto con Fuerza de Ley 3, de 31 de mayo de 2021, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, que Fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley N° 19.496, que establece normas sobre protección de los derechos de los consumidores.

compensación mayor para los hogares que para las empresas o industrias, o para usuarios dependientes del suministro.¹⁰³

En los modelos tarifarios con tarifas horarias, es posible que se establezcan diferentes niveles de compensación en función del horario en que se produce el corte. Esto se debe a que los costos de la energía pueden variar según la hora del día. Por ejemplo, en algunos modelos tarifarios, los cortes de suministro que se producen en horario punta pueden tener una compensación mayor que los cortes que ocurren en horarios de menor consumo.

Igualmente, la estacionalidad del consumo puede variar el sistema de compensaciones a utilizar, dado los meses en que el uso de GN es utilizado como medio de calefacción de forma intensiva, en respuesta a las bajas temperaturas del invierno, supondría un mayor daño a un consumidor o usuario afectado.

De esta forma, este tipo de sistema deben ser establecidos en la regulación en concordancia con las tarifas que se implementan, dado que su funcionamiento puede variar en función del modelo tarifario aplicado, y que una regulación imperfecta o incompleta puede dar a lugar a incentivos equívocos conforme a los principios del sistema.

A modo de ejemplo de esto último, se puede mencionar las recientes respuestas del Panel de Expertos en materia de energía, el cual resolviendo discrepancias relativas al informe técnico mediante el cual se determina el Valor Agregado de Distribución tuvo que resolver una disputa relativa a las consideraciones de calidad y costos relativo a las compensaciones.

En concreto la empresa CGE aduce que: *“el dimensionamiento y costeo de la empresa modelo considera el pago de compensaciones por interrupciones de suministro, asociado a la exigencia de los estándares de TIC y FIC, lo que se incluye como costos en el COMA. Para la discrepante, la opinión entregada por la SEC no considera los costos en que una empresa concesionaria de distribución debería incurrir para cumplir los estándares de calidad de servicio establecidos en la regulación. Por otra parte, destaca que el incumplimiento de los estándares TIC y FIC han implicado la aplicación de multas. A partir de la información disponible, la discrepante afirma que la empresa modelada no cumple los estándares TIC y FIC”.*¹⁰⁴

Por su parte, la Comisión Nacional de Energía responde que: *“a juicio de la CNE, al no existir una fórmula predeterminada en la LGSE, en las Bases ni en otra normativa, este*

¹⁰³ Tal es el caso eléctrico en materia de usuarios electrodependientes.

¹⁰⁴ Dictamen Discrepancia N°7 -2023, de 25 de abril de 2023, del Honorable Panel de Expertos Discrepancia presentada por Compañía General de Electricidad S.A., respecto del Informe Técnico para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020- noviembre 2024.

*organismo resolvió considerar los índices SAIDI y SAIFI con pleno cumplimiento, y los índices TIC y FIC asumiendo la existencia de compensaciones por incumplimiento.”*¹⁰⁵

En lo relevante para el presente análisis el Panel dispone que: *“el Panel estima que no tiene fundamento regulatorio el criterio empleado por la CNE, con arreglo al cual, en lugar de agregar las inversiones y costos necesarios para dar cumplimiento a las exigencias de calidad de suministro establecidas en la norma, y en particular los indicadores TIC y FIC, se considere un monto por concepto de compensaciones a clientes por interrupción o suspensión de suministro. El argumento de que dichas compensaciones constituirían una forma de cumplimiento de la NTD defrauda el objetivo de la normativa, que persigue precisamente la observancia de un determinado estándar de calidad por parte de las empresas. [...] En opinión del Panel, si se estima que lo razonable para la empresa modelo -que conceptualmente se entiende como un paradigma socialmente óptimo-, es el incumplimiento de una norma en atención a los costos que implicaría su plena aplicación, mediante la internalización de las respectivas compensaciones a clientes, correspondería proceder a la revisión de la norma en cuestión. Mientras eso no ocurra, la empresa modelo debe seguir reflejando una empresa que cumple con los deberes establecidos por la regulación, con prescindencia de las consecuencias que traiga su inobservancia”*.¹⁰⁶

Por lo tanto, es posible identificar en el caso descrito que la normativa de calidad, su cumplimiento y las compensaciones habrían generado incentivos perversos a fin de no aumentar los costos que tiene la empresa modelo contra la cual se tarifica se habría generado un “cumplimiento alternativo” de la regulación por medio del reconocimiento del incumplimiento y costeadando dichos incumplimientos como parte de los costos operacionales de la empresa.

f. Conclusiones y Recomendaciones

A modo de conclusión, es posible determinar que existen actualmente dos formas de implementar un sistema de compensaciones, el sistema puede considerar compensaciones de forma general, tales como las establecidas en la legislación de protección de los derechos de los consumidores, o establecer un mecanismo que diga relación con las medidas de tarificación que se implementen en concreto.

El último de estos modelos parece ser el apropiado en materia de gas, dado que cualquier mecanismo de tarificación que se aplique deberá considerar los estándares de provisión

¹⁰⁵ Dictamen Discrepancia N°7 -2023, de 25 de abril de 2023, del Honorable Panel de Expertos Discrepancia presentada por Compañía General de Electricidad S.A., respecto del Informe Técnico para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020- noviembre 2024.

¹⁰⁶ Dictamen Discrepancia N°7 -2023, de 25 de abril de 2023, del Honorable Panel de Expertos Discrepancia presentada por Compañía General de Electricidad S.A., respecto del Informe Técnico para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020- noviembre 2024. En este mismo sentido, Dictamen Discrepancia N°4 -2023, de 25 de abril de 2023, del Honorable Panel de Expertos Discrepancias presentadas por Chilquinta Distribución S.A., respecto del Informe Técnico para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020- noviembre 2024

del servicio, así como las inversiones necesarias para poder implementar dicha calidad, de esta forma el modelo tarifario y los costos de una empresa modelo o estándar de cumplimiento deberá considerar, los costos de proveer el suministro en la calidad exigida en contraposición a las compensaciones que se deben otorgar a los usuarios por incumplimiento.

Un sistema que no tenga conexión entre los estándares de calidad, los costos que suponen los mismos y las normas de compensación produce el problema de incumplimientos que puedan ser considerados como costos de la empresa,¹⁰⁷ o una escalada del costo medio que se debe tener en consideración para poder proveer o suministrar el servicio conforme a la calidad exigida por la norma.

Debe, asimismo, tenerse en consideración que, dadas las recomendaciones del informe, las compensaciones relativas al precio, esto es el reembolso del excedente de rentabilidad máxima, deberían ser eliminadas al pasar a un sistema de tarificación que no considere dichos límites y deberán considerarse los estándares de continuidad para establecer conceptos de multas.

Asimismo, dado que las sugerencias de este Comité establecen apertura de mercado en las redes de distribución, redes de transporte, terminales y plantas regasificación los estándares de calidad de servicio también es un aspecto que debe establecerse. Lo anterior supone asimismo que se asigne la responsabilidad interna entre los participantes del mercado, dado que frente al consumidor o usuario este podría dirigirse contra toda la cadena de distribución/transporte/comercialización o simplemente contra quien contrata directamente, pero internamente existe una distribución de responsabilidad de la cual se tiene que hacer cargo el legislador.

El comercializador que debe compensar al usuario o consumidor por el corte de suministro debe tener reglas claras para poder repetir contra terceros que se encuentren aguas arriba, y fueren responsables del incumplimiento al usuario final.

¹⁰⁷ De forma aludida por la CNE en su oportunidad, al asumir el costo de incumplir la normativa como parte de las operaciones de la misma, y no el cumplimiento de la calidad exigida por la norma.

REFERENCIAS

- ACCC (2017). Gas Inquiry 2017–2020: Interim Report. Australian Competition & Consumer Commission. <https://www.accc.gov.au/publications/gas-inquiry-2017-2020-interim-report>
- ACCC (2013). East Coast Gas Inquiry Interim <https://www.accc.gov.au/system/files/Interim%20report%20-%20East%20Coast%20Gas%20Inquiry.pdf>
- Agostini, C. y Saavedra, E. (2013), "Chile: Port congestion and efficient rationing in cargo transfer operations", *Cepal Review* 111: 123–143.
- Autoridad Reguladora de Energía de Canadá. (2019). Capacity Allocation and Management in Pipeline and Power Line Systems. <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/nrgyvsn/pplnccpcctn-eng.html>
- Averch, H y Johnson, L. (1962), "Behavior of the firm under regulatory constraint", *American Economic Review* 52 (5): 1052–1069.
- Banal-Estañol, A. (2022), "Towards net-zero? Gas infrastructure and investment regulation in Spain", Report for the European Climate Foundation.
- Banal-Estañol, A. (2023), "Regulating gas in Europe", presentación al Comité de Expertos en Gas Natural, enero.
- Banco Mundial (2015), Colombia. Systematic Country Diagnostic. <https://doi.org/10.1596/23111>
- Banco Mundial (2016), Brazil. Systematic country diagnostic <http://documents.worldbank.org/curated/en/180351467995438283/Brazil-Systematic-country-diagnostic>
- Banco Mundial (2017), The Republic of Chile Systematic Country Diagnostic. <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/b3a3c1af-324f-513c-9894-41a0884f2b55>
- Banco Mundial (2018). Commodity Markets Outlook. World Bank Group. <https://pubdocs.worldbank.org/en/461761524337666728/CMO-April-2018-Full-Report.pdf>
- Bohi, D. y Toman, M. (1996), *The Economics of Energy Security*. Springer.
- Baron, D. y Myerson, R. (1982), "Regulating a monopolist with unknown costs", *Econometrica* 50 (4): 911–930.

- Brown, A. (2015), "Improving natural gas distribution in Chile: Regulation of the Chilean natural gas sector", Reporte Banco Mundial, mayo.
- Bitrán, G. (2011). "El Mercado del Gas en Chile: Competencia, regulación y desafíos", en TDLC, *La Libre Competencia en el Chile del Bicentenario*, Thomson Reuters y Centro de Libre Competencia UC.
- Bustos, A. y Galetovic, A (2007), "Monopoly Regulation, Chilean Style: The Efficient-Firm Standard in Theory and Practice", capítulo 4 en O. Chisari (ed.), *Regulatory Economics and Quantitative Methods*, Edward Elgar: UK.
- Cavaliere, A. (2007), "Access to Gas Pipelines: An Overview of EC Law and Regulation", *Competition and Regulation in Network Industries* 8(2): 147-170.
- CEER (2013), Status Review of the Implementation of CAM and CMP Guidelines. Council of European Energy Regulators. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/63ad68af-9a3a-4f4d-bc6a-98bb98d8ee64>
- CEPA, Cambridge Economic Policy Associates (2019), "Review of the RIIO framework and RIIO-1 performance", reporte preparado para OFGEM, marzo. Disponible en https://www.cepa.co.uk/images/uploads/documents/cepa_review_of_the_riio_framework_and_riio-1_performance.pdf
- Citizens Advice (2017), "Energy consumers' missing billions", reporte disponible en <https://www.citizensadvice.org.uk/about-us/policy/policy-research-topics/energy-policy-research-and-consultation-responses/energy-policy-research/energy-consumers-missing-billions/>
- CNE (2012). Informe sobre el mercado secundario de capacidad de gas natural. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2012/05/Informe-sobre-el-mercado-secundario-de-capacidad-de-gas-natural.pdf>
- CNE (2013), Guía para la asignación de capacidad en gasoductos. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2013/11/Gu%C3%ADa-para-la-Asignaci%C3%B3n-de-Capacidad-en-Gasoductos.pdf>
- CNE (2014), Metodología para la asignación de capacidad de gasoductos. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2014/03/Metodología-para-la-Asignación-de-Capacidad-de-Gasoductos.pdf>
- CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (2020), "Informe de Supervisión del Mercado de Gas Natural en España".
- CRE (2020), Reglamento de Acceso a las Instalaciones de Transporte y Distribución de Gas Natural. https://www.cre.gob.mx/documento/reglamento_gas.pdf
- Defeuilley, C. (2009), "Retail competition in electricity markets", *Energy Policy* 37: 377-386.

- Delargy, J. (2003), "Power Brokers: Eleven years of energy regulation", 24 of November, document commissioned by Ofreg. <https://www.uregni.gov.uk/publications/history-energy-regulation>.
- Dressler, L. y Weiergraeber, S. (2023), "Alert the inert? switching costs and limited awareness in retail electricity markets", *American Economic Journal: Microeconomics* 15 (1): 74-116.
- Fischer, R. y Moreno, R. (2023), "Remuneración de redes de distribución en Chile por empresa modelo: principios, problemas y recomendaciones", mimeo, Universidad de Chile.
- Flores, M. y Waddams-Price, C. (2018). "The role of attitudes and marketing in consumer behaviours in the British retail electricity market", *Energy Journal* 39 (4): 153-180.
- FNE (2013), Informe sobre la asignación de capacidad del GNL Quintero. <https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2013/11/Informe-Capacidad-GNL-Quintero-FNE.pdf>
- FNE (2019), Recomendaciones de Política Pública sobre el Mercado de Gas Natural en Chile. https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2019/08/ESTUDIO_GAS_NATURAL_FNE_AGOSTO_2019.pdf
- FNE, Fiscalía Nacional Económica (2021), Estudio de mercado del gas (EM06-2020), diciembre. Disponible en https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2021/12/1.-Informe_Final_publicado.pdf
- Fosco, C. y Saavedra, E. (2003), "Sustituibilidad de energéticos y la política (des)regulatoria del gas natural en Chile", documento de investigación I-149, Universidad Alberto Hurtado.
- Fosco, C. y Saavedra, E. (2003a), "Mercados de gas natural: análisis comparado de la experiencia internacional", documento de investigación I-150, Universidad Alberto Hurtado.
- Fosco, C. y Saavedra, E. (2003b), "Precios de gas natural en Chile: Una primera mirada al desempeño de un mercado liberalizado", documento de investigación I-147, Universidad Alberto Hurtado.
- Fuentes, F. y Saavedra, E. (2008), "Problemas de Implementación de la Empresa Eficiente: Plusvalía, Indivisibilidades y Obsolescencia", documento de investigación I-192, Universidad Alberto Hurtado.
- Galetovic, A. y Sanhueza, R. (2015), "La economía básica de la distribución de gas por red en Chile", informe técnico preparado para la Asociación de Empresas de Gas Natural A.G.

- Gómez-Lobo, A. (2007), "Bottom-up or Top-down benchmarking in natural monopoly regulation: the case of Chile and the United Kingdom", capítulo 2 en O. Chisari (ed.), *Regulatory Economics and Quantitative Methods*, Edward Elgar: UK.
- González, A. y Lagos, V. (2021), "Do LPG prices react to the entry of natural gas? Implications for competition policy", *Energy Policy* 152:1-13.
- Grifell-Tatjé, E. y Lovell, C. (2003), "The managers versus the consultants", *The Scandinavian Journal of Economics* 105(1): 119-138.
- Growitsch, C. y Stronzik, M. (2014), "Ownership unbundling of natural gas transmission networks: empirical evidence", *Journal of Regulatory Economics* 46 (2): 207-225.
- Heather, P. (2015). The Evolution of European Gas Hubs. Oxford Institute for Energy Studies. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/10/NG-104.pdf>
- Hortaçsu, A., Madanizadeh, S. y Puller, S. (2017), "Power to choose? An analysis of consumer inertia in the residential electricity market", *American Economic Journal: Economic Policy* 9 (4): 192-226.
- Jamasb, T., y Pollitt, M. (2011), "Electricity Sector Liberalisation and Innovation: An Analysis of the UK's Patenting Activities", *Research Policy* 40 (2): 309-324.
- Jenkins, C. (2011), "RIIO economics: examining the economics underlying Ofgem's new regulatory framework", Florence school of regulation working paper. Disponible en http://www.rpi.org.uk/publications/2011/Jenkins_RIIO%20Economics_FSR%20working%20paper_130611.pdf
- Joskow, P. (2013), "Natural gas: from shortages to abundance in the U.S.", *American Economic Review* 103(3): 338-343.
- Laffont, J. J. y Tirole, J. (1986), "Using cost observation to regulate firms" *Journal of Political Economy* 94 (3): 1153-1175.
- Laffont, J. J. y Tirole, J. (1993), *A Theory in Procurement and Regulation*, MIT Press.
- Laffont, J. J. y Tirole, J. (2005). *Regulation and Public interests: The Possibility of Good Regulatory Government*. Princeton University Press.
- Mankiw, N. G. (2017). *Principles of Economics*. Cengage Learning.
- Mandel, B. (2014), "A primer on utility regulation in the United Kingdom: origins, aims, and mechanics of the RIIO model", issue brief, Guarini Center on Environmental, Energy, and Land Use Law, November, 1-7.
- Newbery, D. (1999), *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*. MIT Press.

- Más Energía (2011), “Diagnóstico y perspectivas para la operación de los terminales de GNL en Chile”, informe preparado para la Comisión Nacional de Energía.
- Niaur (2008a), Information relating to the Phoenix Distribution Price Control Review 2007 – 2011: Final Determination, 20 February. Northern Ireland Authority for Utility Regulator.
- Niaur (2008b), Phoenix Supply Price Control, 2007 – 2008: Final Determination, April. Northern Ireland Authority for Utility Regulator.
- Niaur (2011), Utility Regulator Determination on Phoenix Supply Price Control, 2012 – 2016, November. Northern Ireland Authority for Utility Regulator.
- Niaur (2012), Phoenix Natural Gas Limited Price Control Review 2012–2013 Final Decisions, January. Northern Ireland Authority for Utility Regulator.
- Niaur (2016), Price Control for Northern Ireland’s Gas Distribution Networks GD17 Final Determination, 15 September. Northern Ireland Authority for Utility Regulator.
- Niaur (2017), Price Control for Northern Ireland’s Gas Transmission Networks GT17: Final Determination, 1 August. Northern Ireland Authority for Utility Regulator.
- Niaur (2019), Price Control for firmus energy (Supply) Ltd 2020–2022: Final Determination, 27 September. Northern Ireland Authority for Utility Regulator.
- Niaur (2022a), Price Control for Northern Ireland’s Gas Transmission Networks GT22, May. Northern Ireland Authority for Utility Regulator.
- Niaur (2022b), GD23 – Gas Distribution Price Control 2023–2028 Final Determination – Main Report, Utility Regulator, October. Northern Ireland Authority for Utility Regulator.
- OFGEM (2010), “Handbook for implementing the RII0 model”, October. Disponible en <https://www.ofgem.gov.uk/publications/handbook-implementing-riio-model>
- OFGEM (2018). “RIIO-2 framework decision”, July. Disponible en https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/07/riio-2_july_decision_document_final_300718.pdf
- Pollitt, M. (2023), “RIIO experience in gas distribution and transmisión”, presentación al Comité de Expertos en Gas Natural, enero.
- Rodríguez-Pardina, Rapti, M. y Groom, E. (2008), *Accounting for infrastructure regulation: an introduction*, The World Bank, Washington D.C.
- Serra, P. (2006). *Challenges in electric power markets: selected papers*. Edward Elgar Publishing.
- Tapia, R. (2011). “El Panel de Expertos en la solución de controversias en el sector eléctrico: Un análisis crítico”. *Estudios de Derecho Eléctrico*, 5, 55–68.

Thomas, S. (2023). "A perspective on the RIIO formula: Old wine in new bottles", *Utilities Policy* 80. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2022.101450>



**Ministerio de
Energía**

Gobierno de Chile