

INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA, recaído en el proyecto de ley, en segundo trámite constitucional, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica.

BOLETÍN N° 9.890-08

HONORABLE SENADO:

Vuestra Comisión de Minería y Energía tiene el honor de informaros, en general, acerca del proyecto de ley de la referencia, en segundo trámite constitucional, iniciado en Mensaje de Su Excelencia la Presidenta de la República, con calificación de urgencia “simple”.

Se dio cuenta de esta iniciativa ante la Sala del Honorable Senado en sesión celebrada el 15 de septiembre de 2015, disponiéndose su estudio por la Comisión de Minería y Energía y la de Hacienda, en su caso.

Asistieron a sesiones de la Comisión, los Honorables Senadores señores Bianchi, Horvath y Prokurica.

- - -

Cabe consignar que este proyecto de ley se discutió sólo en general, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 36 del Reglamento del Senado.

- - -

Se deja constancia que el Honorable Senador señor Prokurica se inhabilitó en relación con este asunto, en los términos del artículo 8° del Reglamento de la Corporación.

- - -

Se hace presente que las siguientes disposiciones, contenidas en el artículo 1° del proyecto de ley, deben ser aprobadas con el quórum requerido para las normas orgánico-constitucionales, según lo prescrito en el artículo 66, inciso segundo, de la Carta Fundamental:

- La letra b) del numeral 12., en cuanto modifica la Ley Orgánica Constitucional de Municipalidades, de conformidad con el artículo 118, inciso segundo, de la Constitución Política.

- La letra b) del numeral 13.; los incisos cuarto y quinto del artículo 31, sustitutivo, que el numeral 26. consulta, y la letra c) del numeral 39., en la medida que inciden en la organización y atribuciones de

los tribunales de justicia, al tenor de lo dispuesto en el artículo 77 de la Carta Fundamental.

Por su parte, el inciso primero del artículo 40-K, que el numeral 36. del artículo 1° propone, debe ser aprobado con el quórum requerido para las normas de quórum calificado, de conformidad con lo prescrito en los artículos 8° y 66, inciso tercero, de la Constitución Política de la República.

- - -

A las sesiones en que se discutió este asunto, concurrieron:

- El Ministro de Energía, señor Máximo Pacheco, acompañado por el Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Andrés Romero; el Jefe del Departamento de Hidrocarburos de este organismo, señor Marco Mancilla; el Jefe de Comunicaciones del Gabinete, señor Daniel Gómez; los asesores jurídicos señorita Javiera Méndez y señores Marcelo Drago y Felipe Venegas, y las profesionales señoras Johanna Jiménez y Andrea Olea.

- El Presidente del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, Ministro señor Enrique Vergara.

- El Director de ECONSULT, señor Gonzalo Sanhueza.

- El Fiscal Nacional Económico, señor Felipe Irrarrázabal, acompañado del Jefe de la División Antimonopolios de la FNE, señor Gastón Palmucci, y del Jefe de la División Redes e Infraestructura, señor Paulo Oyanedel.

- El académico de la Facultad de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Chile, señor Tomás Menchaca.

- La académica de la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad Alberto Hurtado, señora Andrea Butelmann.

- El abogado especialista de Aninat, Schwencke & Compañía, señor Javier Velozo.

- Los asesores de la SEGPRES, señores Hernán Campos, Daniel Portillo y Erich Schnake.

- La Jefa del Sector Empresas de la Dirección de Presupuestos del Ministerio de Hacienda, señora Susana González, en compañía de la asesora jurídica, señora Mónica Bravo.

- El Presidente de la Organización de Consumidores y Usuarios de Chile (ODECU), señor Stephan Larenas, y el asesor señor Edgardo Seballos.

- El Gerente General de INTERGAS S.A., señor Rodrigo Larrondo, acompañado por el Gerente de Finanzas, señor Claudio Peñaloza; el Jefe del Área de Servicio al Cliente y Medio Ambiente, señor Javier Rojas, y los abogados señores Nicolás Galli y Germán Pfeffer.

- El profesional de la Fundación Jaime Guzmán, señor Sebastián Sotelo.

- El Gerente General de GASCO Magallanes, señor Sergio Huepe, acompañado del Subgerente de Control, Gestión y Planificación, señor Pablo Garzón, y del abogado señor Francisco Senociaín.

- El Gerente General de METROGAS S.A., señor Pablo Sobarzo, acompañado por la Subdirectora de Comunicaciones, señora Katia Trusich; la Subgerente Corporativa de Comunicaciones, señora Bernardita Mazo, y el Gerente del Área Residencial y PYMES, señor Marco Cvjetkovic.

- La abogada del Instituto Libertad y Desarrollo, señorita Cristina Torres.

- El Director Ejecutivo de la Asociación de Empresas de Gas Natural (AGN), señor Carlos Cortés, en compañía de la asesora comunicacional, señora María Elena Hormazábal.

- El Gerente General de GAS SUR S.A., señor Óscar Facusse.

- El Director de Relaciones Institucionales de la ENAP, señor Eugenio San Martín.

- El Gerente General de GASVALPO S.A., señor Luis Kipreos, en compañía del Subgerente, señor Jorge Matamala; de la Gerente de Planificación y Control, señora Marcela González, y de la Fiscal, señora María Paz Alvear.

- Los asesores parlamentarios que se indican: de la oficina del Senador señor Prokurica, la señora Carmen Castañaza y el señor Rodrigo Suárez; de la oficina de la Senadora señora Allende, el señor Alejandro Sánchez; de la oficina del Senador señor Guillier, la señorita Natalia Alviña y el señor Fernando Navarro; de la oficina de la Senadora señora Goic, el señor Gerardo Bascuñán; de la oficina del Senador señor Bianchi, los señores Manuel José Benítez y Claudio Barrientos; de la Oficina del Senador señor Pizarro, la Jefa de Gabinete señora Kareen Herrera; de la oficina del Diputado señor Lemus, la señora Pamela Poo y el señor Juan Molina; del Comité UDI, los señores Alejandro Fernández, Cristián Rivas y Pablo Terrazas, y del Comité PS, los señores Paulin Silva y Richard Miranda.

- La profesional de la Consultora IMAGINACIÓN, señorita Soledad Carlini.

- El analista de la Biblioteca del Congreso Nacional, señor Rafael Torres.

- Los siguientes periodistas: del Departamento de Prensa del Senado, la señorita Karina Arancibia; del Diario Financiero, la señorita Jessica Esturillo y señor Antonio Astudillo; del Diario La Tercera, los señores Gabriel Álvarez y Francisco González, y del Diario El Pulso, la señorita Constanza Valenzuela.

- - -

OBJETIVOS DEL PROYECTO

Persigue, fundamentalmente, modernizar la Ley General de Servicios de Gas, para enfrentar las actuales exigencias regulatorias en este ámbito; subsanar sus vacíos regulatorios y corregir sus deficiencias, y adecuar la terminología y alcance de las normas legales sobre distribución de gas licuado de petróleo por red.

- - -

ANTECEDENTES

1.- Antecedentes normativos.

a) Decreto con fuerza de ley N° 323, del Ministerio del Interior, de 1931, Ley de Servicios de Gas.

b) Decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.

c) Decreto con fuerza de ley N° 1, del Ministerio de Minería, de 1978, que deroga decreto N° 20, de 1964, y lo reemplaza por disposiciones que indica.

2.- Mensaje del Ejecutivo.

El Mensaje con que se origina este proyecto de ley hace presente que la regulación sobre servicios de gas data del año 1931, cuando el Presidente Carlos Ibáñez del Campo promulgó el decreto con fuerza de ley N° 323, o “Ley de Servicios de Gas”, el cual ha sido objeto de tres enmiendas hasta la fecha.

Su última modificación relevante fue hace veinticinco años, mediante la ley N° 18.856. Entonces sólo se distribuía gas por red mediante concesiones de servicio público en la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena (gas natural) y en otras tres regiones (gas de ciudad), sumándose alrededor de 100 mil clientes. Sin embargo, se preveía la inminente llegada del gas natural al país, por lo que se requería contar con una legislación actualizada, que atrajera inversiones y que

recogiera la política de libertad de precios imperante, la cual ya a partir del año 1979, a través de distintos instrumentos normativos, había empezado a contemplar por primera vez en Chile la libertad para la determinación de los precios del servicio de distribución de gas de red, pero con ciertos niveles mínimos de regulación.

En este contexto, agrega el Mensaje, la ley N° 18.856 tuvo por finalidad extender el régimen de concesiones de distribución al transporte de gas y establecer con rango legal el régimen de precios y tarifario aplicable al servicio de gas en el país. Hoy el D.F.L. N° 323 establece para las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas, como principio general, un régimen de libertad tarifaria regulada, con fijación tarifaria eventual, salvo para la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, respecto de la cual se optó por fijar las tarifas en forma permanente.

Luego, la ley define las condiciones a partir de las cuales la autoridad competente debe determinar las tarifas a las empresas concesionarias de distribución en regiones distintas a la de Magallanes y de la Antártica Chilena. Específicamente, se establece la potestad del Ministerio de Energía para fijar las tarifas del suministro de gas y servicios afines a los clientes con consumos mensuales de gas menores a 100 gigajoule (clientes residenciales), previa solicitud del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC), en el evento de que se demuestre que en una determinada zona de concesión la rentabilidad sobre activos de la empresa concesionaria de distribución, en un año calendario específico, es mayor a la tasa de costo de capital (TCC) calculada por el Ministerio de Energía, más cinco puntos porcentuales. La tasa de costo anual de capital no podrá ser inferior a 6%.

La metodología para realizar el chequeo de rentabilidad económica anual de las empresas concesionarias de distribución, a efectos de determinar si éstas exceden la tasa de rentabilidad, se efectúa calculando el flujo neto para los suministros de gas efectuados mediante las instalaciones de distribución, en el año inmediatamente anterior al que se realiza el chequeo. El flujo neto será el resultado de la diferencia entre los ingresos anuales de explotación y la suma de los costos anuales de explotación, de inversión y los impuestos a las utilidades.

Finalmente, la ley dispone que la metodología y el procedimiento de fijación tarifario establecido para las empresas concesionarias de distribución que eventualmente pudiesen quedar sujetas a tarifas por solicitud del TDLC, en caso de exceder la tasa de rentabilidad máxima, serán aplicables a las empresas distribuidoras de gas de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena.

Pese a que el cuerpo normativo en comentario establece los presupuestos para una eventual regulación tarifaria, dice el Mensaje, su texto es imperfecto e incompleto, porque la legislación delegada que contempló la reforma del año 1989 no llegó a dictarse. En ese marco, se observan los siguientes vacíos y deficiencias:

a) Inexistencia de una metodología y procedimiento para la fijación de las tarifas del servicio de gas y servicios afines, cuando esta tarificación deba aplicarse de manera permanente en el caso de la empresa distribuidora que opere en la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, y eventualmente para las empresas concesionarias de distribución que operen en el resto de las regiones.

b) La regulación del procedimiento de chequeo de rentabilidad requiere de mejoras en cuanto a su institucionalidad y a la metodología aplicable a su cálculo.

c) La norma que regula la tasa de costo anual de capital resulta insuficiente. La metodología de cálculo de la tasa definida en la ley resulta general y no se contempla un procedimiento reglado y participativo para su fijación.

d) No se contempla una instancia de resolución de controversias en materias tarifarias ante un órgano técnico e independiente, que cumpla con los mejores estándares de regulación actuales.

En cualquier economía moderna, arguye el Mensaje, la regulación cumple una función crucial para corregir las fallas de mercado. Esta idea orientó el programa de Gobierno. Es posible distinguir dos tipos de mecanismos regulatorios que coexisten de manera paralela y se complementan:

Por un lado, Chile ha desarrollado un sistema institucional para los monopolios naturales tradicionales, cuya solidez técnica es reconocida internacionalmente. En estos casos, el origen del problema regulatorio se encuentra en la existencia de fuertes economías de escala y de densidad. Ellas hacen que los costos medios disminuyan a medida que aumenta la producción y que resulte más eficiente que la demanda sea satisfecha por una única empresa. Por ello se ha justificado a su respecto una regulación *ex ante*, como la de fijación de tarifas.

Por otro, también existe un sistema de regulación *ex post*, que opera respecto de aquellas conductas contrarias a la libre competencia que puedan presentarse en la generalidad de la economía. A diferencia del caso anterior, este sistema asume que existen condiciones estructurales para que el mercado funcione de manera competitiva. La intervención del Estado procede cuando se estima que existe abuso de poder de mercado ejercido por los agentes del mercado, prácticas colusorias entre competidores u otras situaciones análogas que tiendan a afectar o restringir la libre competencia.

Con excepción de lo que sucede en la Región de Magallanes, cuyos volúmenes de consumo y situación geográfica justifican un tratamiento especial como monopolio natural, la distribución del gas natural de red presenta un desafío regulatorio diferente a los dos anteriores.

En efecto, precisa el Ejecutivo, la distribución de gas de red es un servicio público, lo que la dota de atributos particulares en

lo que se refiere a las obligaciones de los titulares de la infraestructura de que se trata. Las redes de transporte y distribución constituyen instalaciones que entregan un poder de mercado importante a sus propietarios, puesto que ellas no se pueden duplicar de manera económicamente eficiente, mientras que el acceso a las mismas es indispensable para ofrecer gas natural, salvo en el caso de grandes clientes que se puedan abastecer con tecnologías como gas natural licuado transportado por camiones. Las infraestructuras de gas, a su vez, dan lugar a economías de red cuyos efectos económicos son similares a los de industrias que gozan de economías de escala y de densidad.

Aunque la literatura está dividida en cuanto a su extensión real, dice el Mensaje, esta industria enfrenta cierta presión competitiva (imperfecta) de parte de los distribuidores de fuentes energéticas sustitutas como la electricidad, el gas licuado y otros derivados del petróleo, lo cual limitaría en parte la extracción de rentas por parte de las empresas concesionarias de distribución de gas de red. No obstante, el aumento en la brecha de costos que en algunos períodos largos se puede presentar entre el servicio de distribución de gas de red y el de sus sustitutos imperfectos disminuye esta presión competitiva y aumenta la posibilidad de que las respectivas empresas concesionarias de distribución ejerzan poder de mercado sobre los clientes finales.

La necesidad de readecuar o reemplazar artefactos e instalaciones interiores, en algunos casos, incrementa de manera importante los costos de sustitución, haciendo que los usuarios enfrenten costos de cambio y, por ello, sólo sustituyan en los hechos una fuente energética por otra en ciclos largos, o alternatively dispongan de multiplicidad de artefactos para poder consumir los sustitutos cuando transitoriamente los precios sean convenientes, por ejemplo en calefacción. La existencia de estos costos de sustitución o sobre costos en artefactos generan una barrera de entrada que, también, posibilita ejercer poder de mercado sobre los clientes de la empresa concesionaria de distribución. Ello pone a los titulares de las concesiones de distribución de gas de red en posición de obtener rentas por sobre lo normal, donde el precio de venta al consumidor final excede con creces el costo medio de distribución.

En síntesis, arguye el Mensaje, se trata de un mercado con fallas reconocibles que justifican extraerlo de la sola institucionalidad de libre competencia de represión *ex post*, pero que no llega de modo general al punto de pasar directamente a una intervención regulatoria *ex ante*, especialmente en materias como el establecimiento de un mecanismo de fijación tarifaria administrado por los órganos competentes.

Así, el Ejecutivo considera adecuado para este mercado, salvo en el caso de la distribución de gas en la Región de Magallanes, un mecanismo de regulación híbrido que contemple una intervención tarifaria *ex post*, pero cuya activación requiere de la intervención de las autoridades competentes especializadas en este mercado de forma más directa que para el resto de los bienes y servicios donde existe competencia eficaz. De allí es que la ley, como resultado de la reforma que se propone, asuma que, por el hecho de verificarse que la empresa

concesionaria de distribución de gas de red haya sobrepasado las rentas que serían propias de un mercado competitivo, se está en presencia de una empresa que requiere de regulación tarifaria.

En tal sentido, finaliza el Mensaje, la eventual intervención *ex post* sería una amenaza regulatoria efectiva que alinearía el comportamiento de las empresas concesionarias de distribución en función de lo que serían conductas esperables en un mercado competitivo y garantizaría una protección directa y oportuna de los consumidores cuando los límites de rentabilidad sean sobrepasados.

3.- Estructura del proyecto de ley.

La iniciativa consta de tres artículos permanentes y nueve artículos transitorios.

Entre las principales modificaciones que consulta esta iniciativa legal, cabe mencionar las que siguen:

1) Se mantiene el régimen de libertad tarifaria regulada con tarificación eventual para los servicios de gas y servicios afines. Las empresas concesionarias de distribución estarán sujetas a un límite máximo de rentabilidad económica, el cual será controlado por la autoridad sectorial (la Comisión Nacional de Energía), a través del chequeo anual de rentabilidad. Para el caso de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena se contempla un régimen de tarificación permanente.

2) Se reduce la tasa de rentabilidad máxima permitida para las empresas concesionarias de servicio público de distribución. El proyecto de ley mantiene la estructura de la rentabilidad máxima permitida, equivalente a la Tasa de Costo de Capital (TCC), pero reduce dicho margen.

El proyecto original propone rebajar el *spread* o margen de rentabilidad por sobre la TCC permitido. Los cinco puntos porcentuales actuales por sobre la TCC –a juicio del Mensaje- serían excesivos, en atención a que los riesgos propios de la industria de distribución de gas están recogidos en la TCC aplicable a este tipo de empresas. Además, como el chequeo de rentabilidad no distingue entre tipos de clientes, al rebajar el *spread* se busca resguardar que se apliquen precios competitivos a todos los clientes de la empresa concesionaria de distribución. El GLP en determinados lapsos y en algunas zonas geográficas, ha dejado de ser un bien que discipline el precio del gas natural para aquellos clientes que ya se encuentran conectados a la red de distribución, por lo que la TCC más el *spread* estaría actuando como techo o límite permanente de los precios. Adicionalmente, se aumenta desde uno a tres años el horizonte de tiempo para calcular la rentabilidad de una empresa concesionaria de distribución, lo que reduce significativamente la incertidumbre y volatilidad a que pudiese estar sometida dicha empresa. Según explica el Mensaje, el margen de cinco puntos porcentuales que estableció la ley N° 18.856 se definió en un contexto económico donde prevalecían tasas de costo de capital para la industria de distribución de gas sustancialmente superiores al

piso establecido por la misma ley. No obstante, las condiciones económicas de la última década evidencian una tasa de costo de capital de la industria significativamente menor a aquellas que prevalecían veinticinco años atrás.

Con estos fines se propone que la TCC sea calculada por la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años en base a un estudio licitado y contratado por ella. Dicho estudio podrá ser observado y eventualmente sometido a discrepancias por las empresas concesionarias de distribución de gas de red ante el Panel de Expertos.

3) Se contempla un régimen de fijación tarifaria, que operará por el solo ministerio de la ley, en caso que una empresa concesionaria exceda la tasa de rentabilidad máxima permitida. Al efecto, se modifica la legislación vigente en cuanto a las consecuencias de sobrepasar el límite legal máximo de rentabilidad económica. Actualmente, sobrepasar la rentabilidad fijada para esta industria constituye únicamente una condición para activar una eventual consulta ante el TDLC respecto de si se debiera tarificar o no a los clientes residenciales de la empresa concesionaria de distribución que haya excedido dicho límite. El proyecto de ley establece que, constatado por parte de la Comisión Nacional de Energía que una empresa concesionaria haya excedido la tasa de rentabilidad económica máxima, en el marco de un proceso reglado y participativo, se activará por el solo ministerio de la ley un proceso de fijación tarifaria para dicha concesionaria.

4) Se establece la instancia de consulta ante el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) como mecanismo para volver a un régimen de libertad de precios. El proyecto contempla el derecho de la empresa concesionaria de distribución sujeta a tarificación a accionar de modo no contencioso ante el TDLC para solicitar que dicho tribunal ordene poner término al régimen de fijación tarifaria (una vez finalizado el respectivo período de vigencia de las tarifas reguladas). El Tribunal podrá acceder a dicha solicitud en el caso que estime que existen las condiciones de competencia que permitan volver a un régimen de libertad de precios (mecanismo de salida del régimen de vigencia de tarifas fijadas).

5) Se establece el procedimiento y metodología de fijación tarifaria para los servicios de gas y servicios afines. La idea es subsanar un vacío regulatorio respecto del procedimiento y metodología de fijación tarifaria aplicable en régimen o de manera permanente a la empresa distribuidora de gas de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena y, eventualmente, como consecuencia de un exceso de rentabilidad de una empresa concesionaria de distribución de gas de red en el resto del país.

Para efectos de establecer la metodología tarifaria, el proyecto diferencia dos componentes dentro de la tarifa de servicio de gas de red: el valor del gas al ingreso del sistema de distribución y el valor agregado de distribución del gas.

La metodología para la determinación del valor del gas al ingreso del sistema de distribución que se traspasará a tarifas deberá corresponder al valor de los respectivos contratos de compra o transporte,

salvo que la empresa concesionaria solicite a la CNE que se le reconozca el precio de mercado vigente al momento de la suscripción de dichos contratos.

El valor agregado de distribución se determinará en base a los costos indispensables de una empresa eficiente en su plan de inversión y explotación, utilizando la tecnología de mayor eficiencia disponible en el mercado, que aproveche las economías que puedan producirse con la provisión de otros servicios diferentes al regulado, y que posea una rentabilidad del proyecto igual a la tasa de costo de capital determinada para dicho proceso tarifario.

El valor agregado de distribución y la metodología para establecer el valor del gas al ingreso del sistema de distribución serán definidos sobre la base de un estudio de costos que deberá ser realizado por una empresa consultora contratada por la Comisión Nacional de Energía a través de un proceso de licitación pública. La empresa consultora deberá considerar los criterios de eficiencia antes señalados.

Las bases para la elaboración del estudio de costos del valor agregado de distribución y de la metodología para establecer el valor del gas al ingreso del sistema de distribución serán definidas por la Comisión Nacional de Energía. En las bases deberá explicitarse también la metodología de cálculo de la tasa de costo de capital. Las bases del estudio podrán ser observadas y sujetas a discrepancias por la empresa distribuidora y por los usuarios e instituciones interesadas ante el Panel de Expertos.

Las fórmulas tarifarias resultantes para la empresa concesionaria de distribución serán elaboradas por la CNE sobre la base del informe técnico definitivo, y fijadas mediante decreto supremo del Ministerio de Energía. Estas fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años y actuarán como tarifa garantizada.

6) Se incluye un mecanismo de compensación a los consumidores, en caso que una empresa concesionaria exceda la rentabilidad máxima fijada por ley. La empresa concesionaria de distribución de gas de red que haya excedido la rentabilidad deberá compensar a sus clientes, devolviendo el monto equivalente al exceso de rentabilidad obtenido, el cual se distribuirá entre ellos en proporción al volumen de gas facturado durante el último año calendario. Estas devoluciones se efectuarán descontando las cantidades correspondientes en la facturación más próxima, o en aquellas que determine la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a solicitud de la respectiva empresa concesionaria.

7) Se contempla un procedimiento de chequeo de rentabilidad, a cargo de la CNE, reglado y participativo. Además, se propone establecer a nivel legal la metodología de cálculo para el chequeo de rentabilidad, teniendo como parámetro el de una empresa real corregida con criterios de eficiencia. Para estos efectos, la Comisión licitará cuatrienalmente un estudio que fije los bienes eficientes de la empresa concesionaria y los criterios de eficiencia para la depuración de los costos de explotación de la misma, que se considerarán en los exámenes anuales de rentabilidad. De esta manera, se otorgará a las empresas concesionarias

certeza jurídica respecto al mecanismo y la metodología aplicables para efectos de chequear su rentabilidad, la cual será conocida *ex ante*.

Asimismo, se propone aumentar el período de tiempo que analizará el chequeo de rentabilidad, desde uno a tres años móviles, para lo cual se deberá considerar el promedio simple de las rentabilidades anuales correspondientes a dicho período.

Para la realización del chequeo anual, las empresas concesionarias deberán, durante el mes de abril de cada año, informar a la CNE sus costos e ingresos de explotación correspondientes a la actividad de distribución de gas de red y el Valor Nuevo de Reemplazo de sus instalaciones de distribución correspondientes al año calendario anterior en conformidad al Sistema de Contabilidad Regulatoria que la Comisión Nacional de Energía establezca. Por otra parte, se contempla la participación de las empresas concesionarias de distribución de gas de red en el proceso del chequeo de rentabilidad, estableciéndose que éstas podrán observar el Informe Preliminar que elabore la Comisión y eventualmente recurrir al Panel de Expertos.

8) En circunstancias que la actual legislación establece que quedarán sujetos a tarifas sólo los consumidores de una determinada zona de concesión que consuman mensualmente menos de 100 gigajoule, el proyecto de ley propone subir este límite a 10.000 gigajoule/mes, e incorporar una nueva categoría de consumidores cuyo consumo se encuentre entre los 2.000 y los 10.000 gigajoule/mes, quienes podrán optar entre la tarifa garantizada y precios libres, con una permanencia mínima de cuatro años en el respectivo régimen tarifario elegido. Los grandes clientes, es decir, aquellos con consumos mensuales sobre los 10.000 gigajoule/mes, estarán sujetos a precios libres sin posibilidad de optar por tarifas reguladas.

De esta manera, se pretende que todos los clientes residenciales, tanto individuales como condominios o edificios, y casi la totalidad de los clientes comerciales, queden sujetos a una tarifa garantizada. Asimismo, se extiende el derecho y la protección de una tarifa garantizada a parte de los clientes industriales en atención a que se entiende la existencia de un poder de mercado en dicho segmento por parte de la empresa concesionaria de distribución que haya superado el límite máximo de rentabilidad económica, considerando además la significativa diferencia existente entre los ingresos percibidos en dicho segmento y los costos de proveer el servicio de distribución a este tipo de clientes, el que resulta menor que en el sector residencial. Una pequeña parte de los clientes industriales más grandes, correspondiente, por ejemplo a la región Metropolitana, a más del 50% del volumen de gas consumido por este tipo de clientes, no podrán optar a tarifa garantizada, en atención a que se estima que ellos pueden decidir instalar directamente medios de generación energética alternativos o sustitutos, y por tanto, cuentan con un poder de negociación más equilibrado o poder de contrapeso frente a la empresa concesionaria de distribución.

9) Se regula por primera vez para la industria de distribución de gas de red una instancia de solución de controversias ante un órgano técnico e independiente, el que resolverá las discrepancias de manera vinculante tanto para las empresas concesionarias de distribución como para la autoridad. Al efecto, se propone la instancia del Panel de Expertos como mecanismo permanente para la resolución de discrepancias entre las empresas concesionarias de distribución de gas y la autoridad regulatoria en relación a las discrepancias relativas a (i) la metodología y cálculo de la TCC; (ii) los resultados del chequeo de rentabilidad anual y del informe cuatrienal de la Comisión que fije los bienes de la empresa concesionaria que serán considerados eficientes para efectos del chequeo de rentabilidad, y (iii) aquellas que surjan respecto a las bases técnicas del estudio de costos y los resultados de los respectivos procesos tarifarios. Para cumplir este propósito, se extiende la competencia del actual Panel de Expertos Eléctrico a materias de gas.

10) Por último, se adecuan definiciones legales para precisar las actividades de transporte y distribución y delimitar la distribución de gas sujeta a una concesión de servicio público de aquella no concesionada (por ejemplo, distribución de GLP por red), haciendo aplicables a ésta las exigencias legales de calidad y seguridad de servicio. Además, se actualizan y corrigen referencias a organismos que ya no existen y se precisan competencias genéricas entregadas a las autoridades, entre otros aspectos.

- - -

4.- Informe financiero.

Sostiene que para el presupuesto fiscal este proyecto implica un gasto anual en régimen de \$289.389 miles.

Miles de \$ de 2014			
Concepto de gasto	1° año aplicación	2° año aplicación	3° año aplicación y régimen
Gastos en personal	89.448	209.389	209.389
Bienes y servicios de consumo	160.000	280.000	80.000
Adquisición activos no financieros	4.000	0	0
- Mobiliario	1.400	0	0
- Equipos informáticos	2.600	0	0
Total gastos	253.448	489.389	289.389

En términos institucionales, agrega, el mismo costo se desglosa de la siguiente manera:

Miles de \$ de 2014			
Servicio	1° año aplicación	2° año aplicación	3° año aplicación y régimen
Comisión Nacional de Energía	207.292	444.233	244.233
Superintendencia de Electricidad y Combustibles	46.156	45.156	45.156
Total gastos	253.448	489.389	289.389

Enseguida, consigna que los mayores gastos en personal se refieren al incremento de la dotación de la CNE en tres nuevos profesionales niveles II y III, y de la SEC en un funcionario grado 6. Por su parte, los mayores gastos en bienes y servicios de consumo se asocian a estudios tarifarios de determinación de costo de capital y de chequeo de rentabilidad. Los gastos en mobiliarios y equipos se harán por una vez y se asocian a la contratación de los nuevos profesionales.

Finalmente, señala que el mayor gasto fiscal que irroque la aplicación de esta ley durante su primer año de vigencia se financiará con cargo al presupuesto del Ministerio de Energía, y en lo que faltare, con cargo a los recursos de la partida presupuestaria Tesoro Público, de la Ley de Presupuestos del Sector Público.

- - -

DISCUSIÓN EN GENERAL

Al iniciarse la discusión de esta iniciativa legal expuso ante la Comisión, en primer término, el **señor Ministro de Energía**.

El personero de Gobierno señaló que el gas natural (GN) es un hidrocarburo gaseoso de origen fósil, con predominio de metano, por sobre un 90%, y en proporciones menores etano, propano, butano y otros. Por otra parte, el gas licuado de petróleo (GLP) es un combustible gaseoso, el cual se obtiene como un derivado del procesamiento del petróleo crudo y gas natural, o también como un sub producto de la refinación de petróleo crudo, siendo sus principales componentes el propano y butano.

El mercado de distribución de gas, adujo, se estructura en gas licuado en cilindros, de red concesionado y no concesionado. Dicho mercado durante el año 2015 alcanzó en nuestro país los US\$3.850 millones en ventas. Sin embargo, los precios a público no son similares en todo el territorio nacional. Así, mientras el cilindro de 45 kg de gas licuado de petróleo tiene un valor de \$41.317 en Santiago, en Valparaíso llega a \$44.123. A su turno, la misma cantidad de gas natural tiene un costo de \$35.232 en la capital de la Región Metropolitana y uno de \$49.572 en la capital de la V Región. En tanto, el gas de red no concesionado de gas licuado de petróleo ostenta un importe de \$54.446 en Santiago y de \$56.944 Valparaíso.

Hoy, agregó, existen ocho empresas distribuidoras de gas de red operando en el país, considerando las concesionadas y no concesionadas. En el caso de las concesionadas, existe un actor que ostenta el 72% del mercado (METROGAS); en el de las no concesionadas, otro agente detenta el 50% del mismo (LIPIGAS). Se contabiliza más de un millón de clientes del servicio de distribución de gas de red: el 68% corresponde a redes concesionadas y el 32% a no concesionadas, según datos del año 2015. Las empresas de gas de red no concesionadas también distribuyen gas envasado, (GLP) en cilindros o bombonas.

El **Honorable Senador señor Prokurica** advirtió que, en circunstancia de que no todas las empresas tienen presencia en regiones, para una adecuada apreciación de las cifras entregadas se requerían antecedentes regionalizados acerca de la materia, aspecto que solicitó al Ejecutivo. Sobre la base de esta petición, el **Honorable Senador señor García-Huidobro** hizo hincapié en que la información debe distinguir entre clientes domiciliarios y clientes industriales.

El **señor Ministro**, luego de aclarar que los datos acompañados se refieren a consumo domiciliario, se comprometió a remitir los antecedentes en cuestión. Con todo, reiteró, se trata de un mercado de más de un millón de clientes que se caracteriza por la preeminencia del sector concesionado. En la evolución de la participación de ventas a nivel nacional del gas de red concesionado, no concesionado y envasado de GLP, prosiguió, se observa en el mercado residencial un aumento mayor del gas natural. Los factores que explican la diferencia de precios entre los tres tipos de combustible se relacionan con el precio libre: los precios del GN se encuentran limitados por la rentabilidad permitida para empresas distribuidoras y el mercado de GLP en cilindros es más competitivo por la posibilidad de intercambio de proveedor.

Ante una inquietud del **Honorable Senador señor Prokurica**, quien comentó que el valor del GLP depende del precio internacional del petróleo, el **Secretario de Estado** sostuvo que la Ley de Servicios de Gas, que data de 1931, adolece de una serie de deficiencias que terminan por distorsionar también los precios. En efecto, arguyó, contiene disposiciones obsoletas e imprecisas que sólo fueron ajustadas mínimamente en 1989 ante la inminente llegada del gas natural. Pero no regula ni la metodología ni el procedimiento de tarificación, ni el de chequeo de rentabilidad ni el de cálculo de la tasa de costo de capital (TCC). Tampoco contempla un mecanismo de solución de las controversias que se suscitan entre la autoridad regulatoria y las empresas distribuidoras de gas de red y de GLP por redes.

En ese contexto, arguyó, el mercado actual de distribución del gas de red es muy distinto al de 1989. En ese época el GN sólo se distribuía en la región de Magallanes y el gas de ciudad en las regiones Metropolitana, V y VIII, contando este mercado con cerca de 100 mil clientes. Hoy el GN se distribuye en las regiones II, IV, RM, V, VI, VII, VIII, IX y XII, a través de terminales de GN licuado y plantas satelitales de regasificación, con más de un millón de clientes.

Consultado por la **Honorable Senadora señora Allende** acerca de la diferencia de precio entre los distintos tipos de gas, el **señor Ministro de Energía** destacó que el GN es aproximadamente un 8% más barato que GLP envasado (cilindros) y 31% más módico que el GLP por redes.

A continuación, el personero subrayó que cuando alguna empresa excede el límite de rentabilidad máxima permitida, el Estado se encuentra inhibido de actuar por los vacíos de la legislación. En este sentido, apuntó, según los chequeos de rentabilidad de los años 2012, 2013

y 2014, la mayor empresa distribuidora del país superó el umbral de rentabilidad permitido. En razón de lo anterior, el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) resolvió que, atendidos los vacíos legales existentes, no era posible verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la Ley de Servicios de Gas para solicitar al Ministerio de Energía la fijación tarifaria. El problema medular radica en que los resultados del chequeo de rentabilidad que efectúa la CNE no pueden ser considerados para analizar la pertinencia de la tarificación.

Así, adujo, los consumidores quedan doblemente desprotegidos: por un lado, porque las empresas no pueden ser sometidas a regulación tarifaria (no obstante su rentabilidad excesiva) y, por otro, porque este exceso de rentabilidad no puede ser devuelto a los usuarios. Lo dicho, aun cuando la CNE continúa en su labor de monitoreo del mercado y de chequeo de la rentabilidad, en un ejercicio inoficioso al no tener ningún efecto.

En respuesta a la preocupación manifestada por el **Honorable Senador señor Prokurica**, quien estimó que debiera considerarse que éste es un mercado sin competencia, donde una empresa puede obtener una rentabilidad muy superior al resto, el **señor Ministro** aclaró que este mercado corresponde a un monopolio natural, que se constituye a partir de una concesión. Esto significa, dijo, que es un mercado imperfecto: si bien se entrega una concesión a un actor con un límite de rentabilidad, si se traspasa el límite establecido no se genera ninguna consecuencia desfavorable.

El personero de Gobierno señaló que las alzas de precios durante el año 2015 en la Región Metropolitana, no se condicen con bajas de costos. Si una empresa traspasa el límite de rentabilidad permitida y no se produce ninguna consecuencia, cuando cae el valor de los insumos la rebaja sólo se traspasa a algunos clientes, esto es, a los industriales, porque tienen capacidad de negociación. Sin embargo, se aumenta el valor a los residenciales para compensar la disminución de utilidades. Las altas rentabilidades traducen signos de un mercado imperfecto con elementos monopólicos, que tornan imperiosa una regulación que corrija las distorsiones.

Luego, el personero dio a conocer las conclusiones del estudio "*Improving Natural Gas Distribution in Chile* (P152065)", elaborado por el Banco Mundial, entre las que destacó las siguientes: comparativamente, nuestro país muestra altos precios de gas natural a cliente final, probablemente por márgenes excesivos; el transporte y distribución por redes de gas se caracteriza como un monopolio natural, lo cual causa una falla de mercado; adicionalmente, existe un número importante de participaciones cruzadas de los agentes, tanto a nivel vertical como horizontal.

Al tenor de tales conclusiones, el Banco Mundial propuso dos alternativas: la primera, efectuar una desintegración total de la industria, mediante la regulación de los monopolios naturales y el fomento de

la competencia a nivel de comercialización a cliente final; la segunda, propender a la regulación tarifaria de la distribución de gas a cliente final.

El representante del Ejecutivo precisó que, si bien el Banco Mundial consideró mejor la primera opción, reconoció que su implementación depende del nivel de desarrollo de la industria. Como fuere, añadió, cualquier alternativa requiere medidas para mayor transparencia de toda la cadena de suministro. En ese marco, el Gobierno ha optado por profundizar el actual esquema regulatorio de libertad tarifaria, pero sujeto a chequeo de rentabilidad sobre la base de empresa eficiente, lo que en la práctica implica un techo a las tarifas, similar a la segunda alternativa. En todo caso, la desintegración horizontal o vertical es un tema cuyo análisis y decisión corresponde al TDLC.

El **Honorable Senador señor Guillier** fue partidario de un estudio pormenorizado acerca de los efectos que tendría una eventual desintegración de la industria del gas y la regulación del monopolio existente en este sector de la economía.

El **Honorable Senador señor Bianchi**, ante la posibilidad de que nuestro país pueda abastecerse de gas desde Magallanes, incluso a precios menores a los pagados actualmente, instó por la conveniencia de que el Estado adopte alguna medida de incentivo a la producción nacional en esta materia.

El **Honorable Senador señor Prokurica** destacó que el principal objetivo del proyecto de ley sea proteger al consumidor final, manteniendo un sistema competitivo. El problema de este mercado, dijo, es que cuenta con un solo actor que supera el límite de rentabilidad, sin que la autoridad tenga atribuciones para sancionar esta situación. Lo anterior hace necesario, por una parte, conferirle dicha facultad sancionatoria a la autoridad y, por otra, contemplar mecanismos compensatorios en beneficio de los consumidores, pero manteniendo las condiciones del mercado basadas en las respectivas licitaciones y una transparente y justa fórmula de cálculo de rentabilidades.

El **Ministro de Energía**, si bien fue cauteloso en cuanto a la posibilidad de abastecer a todo Chile mediante el gas de Magallanes, resaltó el esfuerzo que se ha hecho en los últimos tres años por la ENAP para aumentar el presupuesto de exploración en esa zona del territorio nacional.

En otro orden de ideas, advirtió que regular el monopolio significaría que el dueño del puerto no podría tener gaseoducto.

El **Honorable Senador señor García-Huidobro** consideró fundamental avanzar en materia de exploración de nuevos yacimientos gasíferos.

Enseguida, sostuvo que no efectuar inversiones destinadas a expandir las redes de gas natural también aumenta el riesgo de afectar la salud de las personas en zonas saturadas. En ese marco, añadió,

esta iniciativa legal no puede constituirse en un desincentivo para la inversión. De allí es que sea fundamental, arguyó, el equilibrio entre una rentabilidad razonable y el incentivo a la inversión. Paralelamente, se debe insistir en la descontaminación urbana y en la eliminación o regulación de sus causas.

El **señor Ministro**, luego de informar que en meses venideros serán conocidos los resultados de las exploraciones realizadas por la ENAP, afirmó que este proyecto de ley es positivo para las empresas porque sabrán de antemano que, tratándose de un mercado regulado, sus rentabilidades se encuentran garantizadas dentro de un esquema legal establecido. Esa es la situación de normal ocurrencia en el derecho comparado, adujo, lo anormal es que hayan deficiencias en el modelo regulatorio que terminan afectando negativamente a la propia industria.

Consultado por las discrepancias que se han suscitado entre los actores de la industria y el Ministerio respecto del tratamiento de las denominadas “conversiones”, el personero de Gobierno indicó que, luego que la Superintendencia de Valores y Seguros avalara la posición de la CNE, la empresa desistió de sus acciones legales.

La industria, agregó, opinaba que los gastos de conexión y adecuación de instalaciones propiedad del cliente eran parte de sus activos. En el chequeo de rentabilidad de 2013 la valorización de estos gastos como activos representó en algunos casos hasta un 30% del valor nuevo de reemplazo total. La CNE no los consideró activos para el chequeo de rentabilidad, sino que gastos de comercialización. La SVS fiscalizó el tratamiento contable de estos desembolsos para la empresa METROGAS, y concluyó en abril de 2015 que no correspondía contabilizar como activos los desembolsos por concepto de conversión de artefactos, certificación, normalización, materiales de conversión y mano de obra asociada, registrados en la cuenta “Medidores y Reguladores”. Fue así que instruyó a la compañía que rehiciera sus estados financieros de 2014. Dado este escenario, la empresa recurrió de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, pero en abril de 2016 se desistió y allanó a la resolución de la SVS.

La resolución del TDLC, prosiguió, ratificó el camino legislativo para perfeccionar el funcionamiento del mercado de distribución de gas. Dicho fallo ratifica que la actual legislación es insuficiente porque no permite determinar legalmente ni la TCC de la empresa concesionaria ni la rentabilidad económica, en los términos del artículo 33 de la Ley de Servicios de Gas. Para el TDLC, como consecuencia de no haberse ejercido la potestad legislativa delegada, el marco jurídico aplicable al chequeo de rentabilidad y la determinación de la tasa de costo anual de capital es insuficiente y adolece de vacíos normativos. Además, los chequeos de rentabilidad efectuados por la CNE no pueden ser considerados para efectos de ejercer la potestad conferida al TDLC por el artículo 31 de la Ley de Servicios de Gas, en razón de lo cual se debe solicitar al Ministerio de Energía la fijación de tarifas.

El **Honorable Senador señor Bianchi**, luego de prevenir que cuando las empresas se desistieron por los activos en materia de conversiones recurrieron a la figura de los arrendamientos, particularmente en lo relativo a los medidores, abogó por la necesidad de que este proyecto de ley contemple la eliminación del cobro del arrendamiento.

El **Honorable Senador señor Prokurica** observó que la producción de gas no convencional ha significado un cambio muy relevante de la industria, porque ha permitido aumentar en casi 18% el volumen de reserva a nivel mundial.

Por otra parte, dijo, los mercados concesionados tienen virtudes y defectos. Así, mientras el usuario siente que la autoridad está preocupada de evitar actos abusivos que lo perjudican, el concesionario tiene asegurado un ingreso. Esta última circunstancia determina que el concesionario sea reacio a incorporar cambios tecnológicos, lo que impide rebajar los costos. En este sentido, cobran relevancia los incentivos que puedan establecerse en esta iniciativa legal para que los concesionarios realicen los cambios tecnológicos que se requieran.

El **señor Ministro de Energía** sostuvo que el proyecto de ley contiene ideas para incentivar la competencia, mejorar la calidad del servicio y asegurar que se produzcan inversiones. El trabajo pre-legislativo que se hizo a su respecto, adujo, contó con asesoría experta y se desarrolló mediante un proceso participativo. Tal asesoría correspondió al Centro de Regulación y Competencia de la Universidad de Chile y al Banco Mundial, que trabajaron junto a un equipo de expertos. Además, se constituyó un grupo intergubernamental, coordinado por la CNE, con la participación de esta Comisión, la SEC y los ministerios de Energía y de Economía. Se efectuaron reuniones permanentes con empresas del sector, con la asociación gremial de distribuidores para análisis técnico y con nuevos interesados en ingresar al mercado del gas en Chile. El corolario de esta labor fue el Seminario Internacional del Banco Mundial “Alternativas Futuras en la Regulación mercado del Gas”, realizado en septiembre de 2014, que tuvo una alta convocatoria.

A continuación, el **Secretario Ejecutivo de la CNE** explicó que el actual procedimiento de chequeo de rentabilidad, que tiene un carácter anual y está a cargo de la CNE, está destinado a fijar la TCC por el Ministerio de Energía. Se trata de resoluciones recurribles ante el TDLC, que pueden derivar en tarificación del Ministerio de Energía. El proyecto de ley establece un informe cuadrienal para TCC e informe de fijación de bienes eficientes de la empresa para dicho cuatrienio. Luego, se emite un informe técnico preliminar, el cual puede ser objeto de observaciones por la empresa. El informe técnico definitivo es discutible ante el Panel de Expertos, determinándose la TCC más fijación de bienes y criterios eficientes. En cuanto al chequeo de rentabilidad, se fijan los costos en ingresos de explotación y VNR. El informe preliminar anual de rentabilidad puede ser observado por la empresa. El informe definitivo de rentabilidad es recurrible ante el Panel de Expertos, emitiéndose un informe definitivo de

rentabilidad anual. En caso de existir exceso de rentabilidad, se procede a la tarificación, pudiendo recurrirse ante el Panel de Expertos.

El proyecto, añadió, mantiene el régimen de libertad tarifaria, con límite un máximo de rentabilidad, que se rebaja en 2% (baja en el spread) y fija la rentabilidad máxima en la TCC más tres puntos porcentuales. En la Cámara de Diputados se eliminó el piso de 6% de la TCC que contenía originalmente el proyecto, aspecto que se repondrá vía indicación. La TCC será calculada por la CNE cada cuatro años, con instancia de observaciones y eventuales discrepancias ante el Panel de Expertos. Pero habrá una excepción al régimen de libertad tarifaria en la Región de Magallanes, donde habrá tarificación permanente.

Consultado por el **Honorable Senador señor Prokurica** sobre la importancia de establecer un piso para la TCC, el **Secretario Ejecutivo de la CNE** afirmó que en este tipo de industria, con grandes inversiones, es habitual que los procesos sean de largo plazo y requieran apalancamiento. No tener piso podría generar un aumento de costo. En ese entendido, el número propuesto –a juicio del Ejecutivo- es razonable en el contexto de la economía nacional.

El **Secretario de Estado** recordó que al fundarse la eliminación del piso en la Cámara de origen, se argumentó que no debía garantizarse una rentabilidad en circunstancias que la obtención de utilidades corresponde al riesgo propio de una inversión.

El **Secretario Ejecutivo de la CNE** precisó que si una empresa excede el límite máximo de rentabilidad en la zona de concesión, se activa el proceso de tarificación. Constatado el exceso de rentabilidad se congelarán los precios hasta la entrada en vigencia de las nuevas tarifas reguladas. El personero agregó que, vía indicación, se precisará que la zona de concesión corresponderá a una región del país. Asimismo, se permitirá una holgura del 0,2% sobre la rentabilidad máxima: la empresa podrá optar por no ser tarificada, pero con una multa correspondiente a la devolución del exceso más un 50%. Adicionalmente, se establece un mecanismo de compensación a consumidores en caso de exceso de rentabilidad de una concesionaria (la devolución se efectuará mediante un descuento directo en la cuenta del cliente o en dinero efectivo, con un recargo de 50%, según decida el consumidor).

Ante una inquietud del **Honorable Senador señor Prokurica** relativa a la forma de determinar que una empresa traspasó el límite de rentabilidad permitida, el **Secretario Ejecutivo de la CNE** acotó que aun cuando el proceso de chequeo de rentabilidad lo hará el organismo a su cargo, podrá ser observado por la empresa. Posteriormente, ésta podrá recurrir al Panel de Expertos a fin de obtener un dictamen obligatorio para las partes.

Consultado por el **Honorable Senador señor Pizarro** acerca del plazo para recurrir ante el referido Panel, el **Secretario Ejecutivo de la CNE** indicó que el Panel debe resolver en treinta días, desde la presentación. En cuanto, al fortalecimiento del proceso anual de chequeo

de rentabilidad, destacó que se trata de un procedimiento reglado, participativo y revisable ante el Panel de Expertos. Como se aumenta el período de análisis de uno a tres años móviles, se promediarán las rentabilidades anuales correspondientes a dicho período. La metodología de cálculo establecida en la ley se basa en información entregada por una empresa real, pero corregida con criterios de eficiencia por parte de la CNE, en consideración a costos, ingresos y activos provenientes únicamente de la actividad de distribución.

En lo que atañe a los gastos para conectar clientes (conversiones), el personero dijo que podrán ser considerados como costos amortizables en cinco años. Los bienes eficientes se fijarán cada cuatro años y los costos e ingresos de explotación anualmente. Por vía de indicación se incorporará una norma especial para valorizar el gas al ingreso del sistema de distribución en caso de empresas relacionadas.

También, se amplía el universo de clientes sujetos a “tarifa garantizada”. Al efecto, se distinguen los clientes por tipo de consumo (residencial, comercial e industrial), quedando sujetos a tarifa garantizada todos los clientes residenciales y comerciales, independientemente de su nivel de consumo, y los industriales con consumos hasta 5.000 GJ/mes (el límite de la ley vigente es de menos de 100 GJ/mes).

En lo que concierne al procedimiento y metodología de fijación tarifaria, dijo que comprende tarifas calculadas por la CNE sobre la base de un estudio de costos licitado. Las empresas tienen derecho a observar o discrepar ante el Panel de Expertos tanto las bases del estudio, como el informe de la CNE con los resultados. Los consumidores tendrán derecho a recibir los tipos de servicios de gas por parte de la empresa concesionaria, según las condiciones de calidad y precio establecidas para cada uno de ellos en el decreto respectivo, no pudiendo la empresa concesionaria negar esta tarifa al consumidor que lo solicite. Las tarifas regirán durante cuatro años.

La metodología de tarificación tiene dos componentes: el valor del gas al ingreso del sistema de distribución (VGISD) y el valor agregado de distribución (VAD). Mediante indicación se incorporará una norma especial para valorizar el gas al ingreso del sistema de distribución en caso de empresas relacionadas. El VAD de una empresa eficiente admite ciertas correcciones fundadas en el costo total de largo plazo del servicio de distribución de gas en un horizonte de planificación de quince años.

Ante una inquietud del **Honorable Senador señor Prokurica**, referida a la conveniencia de fijar siempre el precio de mercado para evitar que las empresas incurran en colusión, el **Secretario Ejecutivo de la CNE** arguyó que, aun siendo tal opción razonable, si se tuviera una consideración especial acerca de que un valor se aleja del de mercado, la sola regulación de libre competencia permite identificar un abuso de posición dominante. Por eso, los incentivos están puestos para que los precios sean acordes a las condiciones de mercado.

La **Honorable Senadora señora Allende** hizo presente la necesidad de que esta iniciativa legal contemple normas especiales sobre costos por corte y reposición de servicio, a objeto de precaver los abusos que se cometen en contra de los usuarios en esta materia. Complementando esta aprensión, el **Honorable Senador señor García-Huidobro** requirió información de detalle en relación con los cobros que realizan las empresas por concepto de corte y reposición de servicio.

El **Secretario Ejecutivo de la CNE** precisó que el valor por corte y reposición es libre, no tiene regulación alguna, por lo que las empresas lo determinan. En todo caso, añadió, a propósito del VAD se incluyen rubros como costo por corte y reposición y cobro por medidores.

A continuación, apuntó que el mecanismo de salida del régimen tarifario está gatillado por la excesiva rentabilidad. La empresa sujeta a tarificación podrá recurrir al TDLC antes del término de vigencia de las respectivas tarifas, para que éste se pronuncie acerca de si la falta de condiciones de competencia justifican mantener un régimen de regulación de precios o si se debe volver a un régimen de libertad tarifaria.

Luego, el personero destacó que se extiende el ámbito de aplicación de la Ley de Servicios de Gas a la distribución de gas de red no concesionada, en especial respecto de exigencias de calidad y seguridad de servicio. Vía indicación se facilitará el cambio de proveedor para profundizar la competencia y se prohibirán pactos destinados a “captura” de clientes o consumidores.

Para fomentar la inversión, dijo el personero, se establece un régimen transitorio que permita expandir la distribución de gas de red a lo largo de todo el país. La rebaja en el límite de rentabilidad (spread) se aplica escalonadamente. Y se repondrá vía indicación que los gastos de comercialización (conversiones) efectuados en los últimos diez años a la vigencia de la ley podrán amortizarse para el chequeo de rentabilidad. Asimismo, se incorporará una norma que fomente la inversión y expansión de la red: al efecto, no se aplicará la rebaja en el límite de rentabilidad por quince años a aquellas zonas de concesión nuevas y a las expansiones de las existentes que hayan iniciado su construcción en los últimos quince años y que lo inicien en los próximos diez.

La idea del Ejecutivo, sostuvo el personero, es incorporar enmiendas –mediante indicación- en los siguientes aspectos:

1) Para el resguardo de la confidencialidad de cierta información sensible del proceso de chequeo de rentabilidad, se eliminarán los planes de expansión públicos y se restringirá la posibilidad de que terceros interesados discrepen de informes.

2) En el régimen tarifado, se determinará explícitamente el plan de expansión para la empresa modelo y sus costos se traspasarán a tarifa sólo cuando cada obra entre en operación.

3) Se adaptarán disposiciones aprobadas en el proyecto de ley sobre transmisión eléctrica (Boletín N° 10.240-08), en materia de requisitos para registro de terceros participantes en los procesos regulatorios, criterios para presentar discrepancias, atribuciones en industria del gas y financiamiento del Panel de Expertos.

4) Se extenderá para la Región de Magallanes la posibilidad de clientes libres industriales con consumos por sobre los 5.000 GJ/mes, pero excluyendo generación eléctrica y GNC para transporte vehicular, los que quedarán sujetos a tarifa garantizada. Además, en esta región las tarifas congeladas hasta el primer decreto tarifario serán indexadas durante ese período según IPC.

5) Se excluirá del alcance de esta ley las instalaciones ubicadas en campos de producción de hidrocarburos para producción, procesamiento y captación de gas de la ENAP.

6) Se considerará un plazo para regularizar concesiones sobre actividades que debieran ser concesionadas, tal como los gasoductos de transporte de la ENAP en Magallanes.

Consultado por el **Honorable Senador señor García-Huidobro** respecto de la forma en que se utilizarán los estanques de GLP por compañías distintas, el **Secretario Ejecutivo de la CNE** indicó que actualmente la compañía distribuidora dueña del estanque se hace cargo del propio. El proyecto dispone que el distribuidor deba hacerse cargo del correspondiente estanque. Por lo tanto, una empresa que no es dueña del estanque podrá retirarlo e instalar uno propio, o bien, negociar con la compañía dueña por su uso. Con todo, se requerirá un período de transición para materializar este cambio.

Consultado por la **Honorable Senadora señora Allende** sobre el destino de los estanques que quedan obsoletos, el **Secretario Ejecutivo de la CNE** acotó que los estanques se inspeccionan cada diez años y, una vez que caen en obsolescencia, se deben destruir por razones de seguridad.

Finalmente, el personero comentó que diversas medidas contenidas en el proyecto de ley se implementarán en forma gradual para no perjudicar las inversiones. Así, por ejemplo, la reducción del *spread* se hará mediante tablas, y los gastos de comercialización o de promoción se amortizarán en cinco o en diez años desde su ejecución en un período móvil, si es que la compañía ha hecho otro cálculo en el pasado. Además, se propondrá agregar una norma que no aplique la reducción de rentabilidad de cinco a tres a las inversiones hechas en concesiones nuevas o en zonas de concesiones antiguas sin red.

Con motivo de su exposición ante la Comisión, el **Gerente General de INTERGAS** señaló que la compañía que representa, que es una empresa nueva y un emprendimiento regional, se ubica en una zona difícil en la que se verifica una alta competencia y rivalidad en beneficio de los usuarios del sur. La empresa, agregó, que ha construido 550

kilómetros de redes (en Temuco, Chillán y Los Ángeles) y cinco plantas de gas, ha conectado hasta ahora a 15.000 clientes, muchos de los cuales han dejado de consumir leña, lo que ha contribuido a la descontaminación. INTERGAS, precisó, no tiene relaciones de propiedad con empresas de gas u otras energías, y compite abiertamente con todas. Tampoco tiene clientes industriales ni grandes consumos de gas ni contempla propiedad relacionada con gasoductos. Además, no cuenta con acceso directo al terminal GNL de Quintero. Finalmente, sólo vende el 1,4% del gas que se comercializa en Santiago.

Consultado por la **Honorable Senadora señora Allende** acerca del origen de los capitales invertidos en esta empresa, y por el **Honorable Senador señor Prokurica** respecto a si ésta es la única inversión que los dueños del capital tienen en nuestro país, el **Gerente General de INTERGAS** explicó que la inversión en esta empresa alcanza a los US\$90 millones provenientes básicamente de capitales italianos. Inició sus operaciones el año 2000 y es la primera empresa en invertir para entregar opción de energía moderna en zonas donde el 80% de la energía residencial proviene de la leña (que constituye una competencia desleal por la nula regulación de sus externalidades negativas).

Enseguida, sostuvo que el proyecto de ley en discusión no considera la realidad de empresas como la que representa ni la de otros emprendimientos regionales, e incurre en un error al eliminar el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) como órgano judicial especializado para resolver si un actor opera como monopolio y ha sobrepasado el límite de rentabilidad legal. Lo anterior implica la fijación arbitraria de precios sin posibilidad de defensa legal, aspecto garantizado por la Constitución.

La iniciativa legal, añadió, es especialmente equívoca al considerar parámetros para la evaluación de las rentabilidades que desatienden las especificidades propias de cada empresa. Esto afecta a la comunidad a la que se busca proteger, por cuanto impide el desarrollo de nuevos emprendimientos y la posibilidad de que otras zonas tengan gas por red, e incentiva la expansión de energía de menor calidad con deficiencias de regulación. Todo ello conducirá a la aparición de grandes empresas que dominarán el mercado.

En opinión del personero, es necesario revisar la circunstancia de que el proyecto de ley no considere a las instalaciones internas como activos. En el caso de INTERGAS, esta situación aumenta artificialmente la rentabilidad en dos puntos. Por otra parte, el proyecto carece de normas que regulen las graves externalidades negativas de la leña y de otros energéticos comparables al gas natural, como el GLP, la parafina, el petróleo y el carbón. Tampoco regula las relaciones de propiedad de los directorios y no considera la realidad de las regiones, el tamaño de las empresas, las economías de escala, las diversas condiciones para compra de gas a grandes proveedores y la competencia efectiva.

En ese marco, adujo, sería preferible mantener ley de gas actual, perfeccionándola y complementándola en aquellos aspectos

que se requieran. En especial, señaló, debe considerarse una metodología de fijación tarifaria, un chequeo de rentabilidad, un procedimiento de fijación de la tasa de costo de capital (TCC) y una instancia de solución de controversias ante el Panel de Expertos. En caso contrario, debería reponerse el TDLC e incluir normas sobre inversiones de puesta en marcha; activación de instalaciones internas, e inversiones a costo real, entre otros elementos. De esta manera se evitará desincentivar inversiones, considerando que el gas natural tiene importantes beneficios sociales y es un instrumento que favorece el desarrollo. El personero hizo hincapié en que la iniciativa legal no se pronuncia sobre el grado de rivalidad que enfrenta una empresa o si hubo prácticas contrarias a la libre competencia o fue afectada en su normal desenvolvimiento, ni acerca de la relación de lo anterior con su rentabilidad.

La supresión del TDLC, arguyó, se basa en una mera presunción: a saber, que el exceso de rentabilidad obedecería a una infracción a la libre competencia, que correspondería sancionar con fijación tarifaria y con devolución de dinero a los clientes. Esta idea, según dijera, sería contraria al ordenamiento jurídico, que reconoce el derecho a desarrollar libremente una actividad económica lícita, debiendo constatarse determinadas causales -entre ellas, infracción a la libre competencia- para su restricción. En esta materia no resulta admisible que se coarte un derecho fundamental fundándose en meras presunciones.

Esta iniciativa legal supone que toda empresa de gas por red, en cualquier circunstancia, es monopólica. Al respecto, aclaró que INTERGAS nunca ha sido un monopolio. Por el contrario, ha enfrentado múltiples sustitutos y competencia, incluso desleal y con ventajas indebidas, permitidas por el Estado. Es el caso de la leña y otros combustibles similares (pellets, aserrín, desechos, etc.) que pueden usarse sin regulación ni fiscalización de la SEC en 200.000 mil estufas, cocinas y calderas. También la parafina, electricidad, energía solar y geotérmica; balones de gas; gas a granel (camiones); gas por redes sin concesión; gas natural por red; petróleo domiciliario en camiones; petróleo industrial; desechos de petróleo o aceites usados; GNL en camiones, y carbón. La dura competencia que ha enfrentado INTERGAS, añadió, le significó ganar 18.000 clientes y perder 2.600, y también perder consumos.

Por otra parte, este proyecto omite evaluar factores importantes como la madurez empresarial, la intensidad de la competencia, la difícil realidad regional, la inexistencia de grandes consumos industriales y la falta de integración. En ese contexto, a INTERGAS se le limita la rentabilidad a 9% (en rigor 7% por no considerar instalaciones interiores como activo) sólo en base a una cifra ficticia y sin haberse probado que sea un monopolio ni apreciado su particular realidad empresarial y regional, aspectos que llevan a una rentabilidad de -31% después de quince años.

Además, el límite de rentabilidad es incoherente con energéticos sustitutos, que tienen libertad de precios y mínima regulación técnica en favor de clientes. Así, los costos sociales de la leña alcanzan al menos a US\$5.000 millones al año, debido a la contaminación,

incendios, improductividad, evasión tributaria, desincentivo, aislación e ineficiencia energética, destrucción de bosque nativo, afectación del turismo y disminución de la calidad de vida.

El **Honorable Senador señor García-Huidobro**, luego de abogar por un análisis que pondere las características regionales, manifestó su preocupación por las decisiones de inversión que podrían verse afectadas si el proyecto de ley se aprueba en su forma actual, y fue de opinión de examinar el precio promedio que los hogares pagan por concepto de consumo energético.

El **Gerente General de INTERGAS** expresó si el proyecto no se corrige se hará necesario revisar las políticas de la empresa, aunque esta situación es de competencia de sus accionistas extranjeros. En cuanto al precio promedio, comentó que –a pesar de tener los costos de compra más altos de gas en Chile- poseen la tarifa más baja en calefacción, siendo sólo 30% a 40% más cara que la leña seca. INTERGAS, dijo, ha celebrado dos contratos de compra de gas y tiene vedado el acceso al terminal de Quintero por no ser socio, sin perjuicio de que posteriormente pudo acceder a través de la ENAP. En Temuco se hará una operación similar por medio de ENDESA.

A continuación expuso el **Director Ejecutivo de la Asociación de Empresas de Gas Natural (AGN)**, quien señaló que esta asociación nació en 2002 para velar por el desarrollo de la industria del gas natural, promover el uso de este recurso energético en nuestro país y constituirse como interlocutor del sector privado ante las autoridades y la comunidad nacional. Actualmente la entidad se encuentra en proceso de ampliación a otros sectores de la industria (relativamente nueva y con altos riesgos asumidos por el sector privado). Su cadena de valor comprende una serie de actividades, desde la llegada del gas natural (GN) hasta su consumo. El GN mejora la competitividad del país y la calidad de vida de la población, es una solución a la contaminación y favorece el crecimiento, la inversión y el empleo (hoy implica más de 1.100 puestos de trabajo). Además, es un combustible moderno para la industria local y para la generación de energía eléctrica.

El GN contribuye a diversificar la matriz energética, permitiendo US\$620 millones de ahorro en empresas. A su vez, no genera contaminación al interior de los hogares, evitando enfermedades respiratorias y el riesgo de mortalidad asociado. Por lo tanto, es una alternativa energética cómoda, segura y confiable, que hace posible un ahorro en los hogares que alcanza US\$2.321 millones. El GN ha contribuido a reducir la contaminación ambiental, al ofrecer una alternativa energética que emite menos contaminantes (alternativa limpia para el sector industrial y la generación eléctrica), lo que permite llegar a US\$166 millones de ahorro en descontaminación.

Enseguida, sostuvo que si se reemplazara un 50% del uso actual de leña por GN se generaría un beneficio social que, en términos de salud, representaría más de US\$870 millones anuales. Sin embargo, el gas natural representa hoy sólo el 11% del consumo energético

de los hogares en nuestro país. Además, la distribución de GN tiene mayor incertidumbre que otros servicios públicos, como electricidad y agua, debido a la baja densidad habitacional, reducido consumo unitario y altos costos de despliegue de red. Sin perjuicio de lo anterior, esta industria se hace cargo de los costos de inversión y operación para que sólo una parte de los clientes se conecten (voluntariedad de la conexión y presencia de sustitutos). En ese marco, si bien se invierte en una red que asume un 100% de conexión, esto no ocurre porque los consumidores escogen el combustible según su nivel de consumo. Para altos niveles de consumo el GN compite con el diésel, mientras que para aquellos muy bajos el GN compite con la electricidad. De esta forma existe una asimetría regulatoria con los combustibles con los que compite como el GLP, la parafina (en lo relativo a la normalización de la instalación y discriminación de tarifas), la leña (por falta de fiscalización) y el diésel (impuesto específico al uso vehicular).

En otro orden de ideas sostuvo que, aunque ha habido debate respecto de la rentabilidad del sector, la historia muestra rentabilidades exiguas para inversiones de este tipo. Así, si en vez de haber invertido en esta industria los accionistas de estas empresas lo hubiesen hecho en instrumentos financieros del Banco Central sin riesgo, los retornos hubiesen sido mayores. Chile tiene precios a cliente residencial similares a otros países que importan GNL y no lo subvencionan. Además, el GN es más barato que sus alternativas (salvo la leña) y se hace cargo de los costos de despliegue de red y de conversiones (esto es, las conexiones y adecuaciones al hogar y a los artefactos a los estándares SEC, con obtención de sello verde).

Consultado por los **Honorables Senadores señores Prokurica y García-Huidobro** si la diferencia de precio entre el GN y el diésel responde sólo a un efecto tributario y si la inversión inicial en otros países es realizada únicamente por privados, respectivamente, el **personero de AGN** aseveró que sin el impuesto específico el GN es competitivo con el diésel, considerando además que con la masificación del gas sus tecnologías son cada vez más accesibles. Por ejemplo, dijo, tratándose del uso de gas en taxis las ventajas económicas comparativas con la gasolina son evidentes, por lo cual se debe motivar a los propietarios de estos vehículos a convertirlos. En circunstancias que los mayores enemigos del medioambiente en las grandes urbes son el diésel y la leña, la estructura tributaria de nuestro país incentiva el uso del diésel. Después de la crisis con Argentina, comentó, este mercado se ha reactivado, lo que permitirá contar con gas vehicular en muchas regiones del país. Los datos que AGN maneja provienen de la consultora independiente ECONSULT, y tienen carácter público. Seguidamente, afirmó que en todos los países del mundo, salvo en EEUU, la inversión inicial de la red correspondió al Estado y más tarde se privatizó (constituye, por lo mismo, un subsidio encubierto).

A continuación, el personero hizo presente que, si bien la legislación actual tiene vacíos que deben ser completados y requieren corregirse para dar certeza jurídica, se hace necesario perfeccionar la iniciativa legal en lo que respecta a metodología y procedimiento para el chequeo de rentabilidad; cálculo de TCC, y mecanismo y procedimiento de tarificación, cuando proceda. Cuando ello ocurra el proyecto de ley será una

oportunidad para que la industria realice inversiones que permitan llegar con un combustible competitivo a un mayor número de hogares y empresas, y contribuir a mejorar la calidad del aire de las ciudades de Chile. En ese entendido, dijo, las indicaciones anunciadas por el Ejecutivo se orientan en la dirección correcta, pero son insuficientes para asegurar el desarrollo de la industria. Se requiere garantizar las inversiones para extender los beneficios del GN a más consumidores.

En concreto, añadió, reponer el piso de rentabilidad del 6% es todavía insuficiente, comparado con otros sectores (como el sanitario o el de transmisión eléctrica) en que es de 7%. Además, se debe mantener el límite de rentabilidad en 11%. Para favorecer el desarrollo del sector y permitir que el gas llegue a nuevos sectores, especialmente a los segmentos socio-económicos más bajos, se deben mantener las conversiones en la base de activos. También, es preciso que el proyecto asegure que, antes de iniciar cada proceso de chequeo anual de rentabilidad, las distribuidoras conozcan las reglas y criterios que *a posteriori*, una vez terminado el ejercicio, la CNE utilizará para determinar la rentabilidad alcanzada. Asimismo, es oportuno: crear un Panel de Expertos Energéticos, como ente que dirimirá las discrepancias del sector, incorporando explícitamente especialistas en gas (los sectores de distribución eléctrica y gas tienen importantes diferencias que justifican especialistas diferenciados); aclarar que la verificación, recepción o revisión de una instalación sólo hará responsable a la empresa de gas de acuerdo a las reglas generales, tal como lo dispone la legislación actual, y establecer que el GLP distribuido por redes –en condominios y edificios- no podrá discriminar precios a clientes similares.

Al concluir, el personero reiteró la necesidad de que el proyecto de ley reconozca los riesgos propios de esta actividad y genere los incentivos para que la industria pueda realizar las inversiones que permitan llegar con un combustible limpio y competitivo a un mayor número de empresas y hogares.

Ante inquietudes de los **Honorables Senadores señores Prokurica y García-Huidobro** relativas a la forma de garantizar un piso mínimo justo de rentabilidad y el parecer de AGN sobre la exclusión del TDLC en el proyecto de ley, respectivamente, el **Director Ejecutivo de AGN** explicó que para efectos del chequeo de rentabilidad la legislación considera una TCC más un *spread*. Si la TCC fuese ser cero se permitiría sólo la rentabilidad del *spread*. Por otra parte, recordó que en un contexto constitucional de libertad de asociación se ha formulado invitación a actores vinculados a distintos eslabones del mercado con el objeto de crear un gran gremio del gas. En cuanto al TDLC, indicó que se trata de un órgano judicial y que es necesario el control de la condiciones de competencia en el mercado por el organismo adecuado.

Enseguida, efectuó su exposición el **Gerente General de METROGAS S.A.**

El personero destacó que a través de los terminales de GNL y los contratos de suministro, Chile hoy tiene asegurado

el abastecimiento del gas natural, desde los mercados internacionales. En ese marco, esta empresa ha sido reconocida por doce años consecutivos con el primer lugar en satisfacción de clientes, y ha desarrollado programas de responsabilidad corporativa que generan aportes concretos a las familias y la comunidad donde está presente, mediante la capacitación de más de 50.000 alumnos en eficiencia energética, invirtiendo y asumiendo los riesgos para llevar los beneficios del gas natural a más de 620 mil hogares.

La introducción del GN en el país, dijo, ha ocasionado importantes beneficios ambientales, económicos y de calidad de vida. Por eso es fundamental masificar el uso de este combustible para llegar a más hogares, tanto de la Región Metropolitana como de regiones. Al efecto, es imprescindible reemplazar la leña y biomasa por el gas natural para calefacción domiciliaria. Dentro de biomasa se incluyen los pellets y todo tipo de madera más trabajada, excluyéndose la leña sin certificación.

La distribución del GN es una actividad con mayores desafíos que otros servicios públicos. En esta industria se asumen los costos de inversión y operación para un servicio universal, arguyó, pero sólo se conectan una parte de los clientes, dado que existen sustitutos (a diferencia de otros servicios públicos, como electricidad y agua potable). Adicionalmente, existen otros tres factores que dificultan el desarrollo de la industria del GN: la baja densidad poblacional, donde 91% de las viviendas en regiones son casas; el bajo consumo de gas, pues sólo un 8% de hogares conectados a red de gas natural utilizan calefacción, y el alto costo de red y conversión (mano de obra y permisos). Esto justifica que la TCC de la distribución de GN sea mayor a la de otros servicios públicos que tienen 7%.

Se han realizado importantes inversiones para el desarrollo del GN. Así, todas las redes y válvulas se instalan enterradas, con materiales y estándar de construcción de clase mundial. La inversión sobrepasa los US\$1.400 millones (las redes y obras representan aproximadamente el 70%). La principal barrera para conectar los hogares al GN es la conversión, la cual tiene un valor de \$600 mil por casa y representa un 30% de la inversión. Pero METROGAS tiene las tarifas más baratas del mercado, específicamente en lo referente a consumos de cocina y agua caliente, así como para calefacción hogareña.

Un chequeo de rentabilidad eficaz requiere de normas estables en el tiempo y criterios conocidos antes de cada ejercicio. El TDLC dictaminó en 2015 que la actual legislación en materia de gas era insuficiente para determinar el cálculo de la rentabilidad. Sin embargo, en octubre de 2014 la CNE publicó el chequeo de rentabilidad de los años 2012 y 2013, excluyendo las conversiones de la base de activos (lo que implicó modificar los criterios vigentes). Excluir las conversiones de la base de activos –que representan un 30%- hace que la rentabilidad pueda aumentar hasta cinco puntos porcentuales. Más allá de las discrepancias técnicas, adujo, lo importante es que las normas y criterios aplicables a un chequeo de rentabilidad sean conocidos antes de iniciar cada ejercicio.

Para desarrollar la industria del GN, tal como se plantea en la Agenda de Energía, se necesitan grandes inversiones. Al

efecto se requiere un proyecto de ley que contemple: reponer el piso de la TCC en un nivel acorde al riesgo del negocio, el cual es mayor a otros servicios públicos (el piso debería ser superior al 7%); mantener el límite (TCC mínima + *spread*) de rentabilidad máxima de 11%; reconocer las conversiones en la base de activos o generar un mecanismo que incentive a la empresa a asumir estos costos; considerar criterios que otorguen certeza y previsibilidad en los chequeos de rentabilidad, y uniformar a nivel normativo, tributario y regulatorio con otros combustibles, tales como GLP, diésel, parafina y leña.

En lo que atañe a reponer el piso de TCC y mantener rentabilidad máxima, el personero explicó que la tasa no tiene establecido un piso. En caso de tarificación, ésta debe reflejar el riesgo del negocio. Sin embargo, se genera incertidumbre para el desarrollo de las inversiones, por lo cual se propone fijar un piso para la TCC adecuado al nivel de riesgo de la actividad de distribución de gas natural (7%), superior a otros servicios regulados. Cuando el proyecto de ley baja la rentabilidad máxima permitida no reconoce las reglas con que se han efectuado las inversiones, ni genera incentivos para otras nuevas. En este sentido, planteó mantener el límite (TCC mínima + *spread*) de rentabilidad máxima en 11%.

En lo relativo a reconocimiento de las conversiones, precisó que esta iniciativa legal elimina las conversiones del VNR y las considera como gasto en un período acotado, generando el traslado de este costo al cliente, lo que crea una barrera de entrada, especialmente para los estratos sociales más bajos. Por tal razón, sugirió considerar las conversiones dentro del VNR o incluir algún mecanismo alternativo que permita recuperarlas.

Respecto de la certeza en el chequeo de rentabilidad, apuntó que existe desconocimiento de los criterios de manera previa al ejercicio que impiden la adecuada gestión de la empresa, por lo que es necesario establecer una metodología que permita, antes de cada ejercicio, conocer con certeza el cálculo de rentabilidad máxima, de manera que cada empresa se pueda gestionar de forma adecuada.

Respecto de la necesidad de nivelar la relación con otros combustibles, dijo que actualmente existen importantes diferencias en el tratamiento a otros combustibles en los ámbitos normativos, tributarios y regulatorios. Por esta razón, propuso extender las exigencias del gas natural a los otros combustibles, en el ámbito que les corresponda.

El Honorable Senador señor García-Huidobro previno acerca de la contaminación intradomiciliaria que causa una estufa a parafina mal calibrada, pero abogó por la conveniencia de contar con mediciones estacionales y que se relacionen con los meses críticos.

La Honorable Senadora señora Allende fue partidaria de que las instalaciones de GN en los edificios puedan corresponder a distintas empresas, para precaver actividades monopólicas.

El **Honorable Senador señor Prokurica**, quien fuera de opinión que la conversión constituye un gasto necesario para producir renta, consultó acerca de los criterios que se han propuesto en esta materia.

El **personero de METROGAS S.A.** señaló que el proceso total de certificación bordea los \$800.000, mientras que en calefacción es del orden de 10 UF. Por otra parte, afirmó que la empresa que representa está capacitada para realizar instalaciones en un edificio y la ecuación económica es mejor si se integran todos los departamentos del conjunto. Luego, señaló que el costo del gas a empresas es menor al domiciliario, mientras el 80% de consumo industrial queda dentro de esta regulación, para efectos del chequeo de rentabilidad. No obstante, se debe observar la realidad por cada empresa. Así, la diferencia en valor se da por dos factores, esto es, ser competitivo contra combustibles sustitutos. En términos de venta, gas residencial y el industrial se encuentran equiparados, donde el consumo de este último es más regular. En cuanto a la conversión, afirmó que ésta constituye gastos de comercialización y debió absorberse de esa manera, sin perjuicio que lo importante es reconocer que existen y que se requiere consensuar un mecanismo para incentivar a las compañías a conectar más clientes.

El **Honorable Senador señor Pizarro** señaló que la conversión genera una distorsión respecto de la rentabilidad. Al respecto, consultó si, al iniciarse la discusión en esta materia, ésta se encontraba contemplada. Posteriormente, inquirió acerca de las perspectivas de la empresa en la zona sur del país, cuáles son las metas de cobertura y crecimiento en la Región Metropolitana y en la VI Región, y a qué segmento social se apunta.

El **Gerente General de METROGAS S.A.** contestó que inicialmente en la contabilidad regulatoria estaban consideradas las conversiones. Posteriormente, esta opción se cambió en 2014. La empresa está pidiendo nuevos permisos de concesión en 16 comunas, tanto en el norte como en el sur del país, específicamente en la I, III y X Regiones. Existe un plan a diez años con condiciones conocidas de inversión destinadas a duplicar la empresa: de 600 mil clientes se pretende alcanzar 800 mil más. Finalmente, aclaró que la empresa apunta a todos los sectores socioeconómicos.

Por su parte, el **Gerente General de INTERGAS** acotó que, en circunstancias que existen 500 kilómetros de redes en Los Ángeles y Temuco, el servicio se distribuye en los sectores más altos y los más bajos.

El **Honorable Senador señor Prokurica** resaltó que el hecho que gatilla este proyecto de ley es que una empresa transgrede la norma de rentabilidad. El gas será el combustible del futuro. Si se pretende proteger a los consumidores en los aspectos económicos y de contaminación, el Estado debió invertir para evitar el deterioro ambiental en ciudades del sur. La norma de límite de rentabilidad dista de una concepción fundada en la libre competencia y el mercado regulado. Además, no

resguarda a consumidores solamente mediante el tema de la rentabilidad, considerando que éste es un esquema antiguo que no responde a la realidad, siendo necesario dar otra mirada.

A continuación, intervino el **Gerente General de GAS SUR S.A.**

El personero, luego de comentar que esta empresa distribuye gas natural hace más de 150 años y tiene presencia en las comunas del Gran Concepción y de Los Ángeles en la Región del Biobío, informó que la compañía abastece con gas natural a más de 33.000 hogares, a través de 767 kilómetros de red, con el apoyo de casi 400 colaboradores. Dentro de las regiones del sur de Chile, la del Biobío es una de las mayores emisoras de material particulado (MP). Los hogares de esta Región enfrentan grave riesgo de salud debido a la alta concentración de MP 2,5. En la zona sur, el 80% del aporte de MP 2,5 anual corresponde a leña, el 10% a transporte y el 10% a industria. En ese contexto, dijo, la mayor penetración de GN es una solución al grave problema de contaminación que afecta a esta zona del país.

El GN es fuente de energía limpia, establecido por el Protocolo de Kioto como el combustible más amigable con el medio ambiente. Además, genera menores niveles de material particulado, NOX1 y SO22 que la leña y el diésel, con una disponibilidad de reservas potenciales de gas de hasta 250 años. Además, es un combustible cómodo, cuyo suministro es continuo y los consumidores se olvidan del relleno de estanques y la compra de cilindros. Es seguro, no requiere almacenamiento y evita la entrada de extraños al hogar. Es confiable porque garantiza el pago sólo de lo que se consume a través de medidor y una vez consumido. Así, el GN mejora la calidad de vida de las familias y permite reducir emisiones al sustituir combustibles más contaminantes, considerando que la leña puede contaminar hasta 6.600 veces más que el gas natural.

Para equilibrar la matriz energética regional, adujo, es necesario nivelar la situación respecto de los combustibles alternativos. El GN representa hoy sólo el 11% de la matriz energética residencial nacional y el 5% de la correspondiente a la región del Biobío. Para lograr este objetivo el marco regulatorio debe apoyar la inversión. La propuesta de valor de Gas Sur es competitiva frente a combustibles alternativos.

Los desafíos asociados al negocio de distribución de gas por red radican en la baja densidad poblacional en la Región del Biobío (el 94% de las viviendas son casas); los reducidos consumos de gas natural (sólo un 7% de los clientes utiliza gas para calefacción); la falta de consideración de las externalidades negativas, y los altos costos de desarrollo de redes (construcción y gestión de permisos). Es necesario que la normativa legal facilite la expansión del gas natural en el sur de Chile con el objeto de potenciar la gasificación de la región, incentivando la inversión.

Al efecto, propuso un tratamiento simétrico para el GN y combustibles alternativos, como la leña. La idea consiste en equilibrar la matriz energética regional y solucionar el problema de contaminación. En

lo referente a las conversiones sugirió considerarlas activos, por cuanto incentiva a hacerse cargo de ellas.

Por otra parte, hizo hincapié en la necesidad de garantizar la tasa de rentabilidad mínima equivalente a la de otros servicios básicos, por lo cual fue de opinión de mantener el límite de rentabilidad regulatoria actual, que permite absorber el riesgo de largo plazo de las inversiones. En lo relativo al chequeo de rentabilidad, propuso realizarlo por la totalidad de las zonas de concesión, lo que otorgará certeza *ex ante* de los parámetros para calcular rentabilidad regulatoria y permitirá aprovechar economías de escala de la empresa para beneficio de los hogares.

Ante una pregunta del **Honorable Senador señor Pizarro** acerca de la forma en que se efectúa hoy el chequeo de rentabilidad, el **personero de GAS SUR S.A.** explicó que esa operación se hace por empresa, mientras que en el proyecto se establece por zonas de concesión.

El **Honorable Senador señor García-Huidobro** sugirió establecer un tratamiento especial en materia tributaria para las zonas saturadas, en lo que respecta al reconocimiento de conversiones. Enseguida, consultó si los planes de inversión se mantienen inalterables con esta normativa y si se ha podido rentabilizar la inversión de los últimos diez años y en cuánto tiempo.

La **Honorable Senadora señora Allende** consideró de toda conveniencia establecer qué porcentaje de la población se abastece actualmente de GN y cuánto de ese porcentaje se ocupa para calefacción.

El **Director Ejecutivo de AGN** aclaró que la actual legislación, que se encuentra vigente desde 1931 pero con una gran modificación realizada en 1989, permitió desarrollar este mercado.

Con motivo de su exposición, el **Presidente del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC)** señaló que el proyecto contempla modificaciones sustanciales en la materia. En cuanto a la tarificación del servicio de distribución de gas en red, informó que la regulación actual contempla que el suministro de gas de red se encuentra sometido a un régimen de libertad tarifaria, dispuesto en el artículo 30° de la Ley de Servicios de Gas. Esta norma se encuentra sujeta a dos excepciones, a saber: (i) el suministro de gas en la XII Región de Magallanes y de la Antártica Chilena (artículo 34°), y (ii) la fijación de tarifas para los concesionarios de distribución de gas en otras regiones por parte del Ministro de Energía (artículos 31° a 33°).

De conformidad con el artículo 31° de la LSG, agregó, la fijación tarifaria por parte del Ministerio de Energía se efectúa previa solicitud de la Comisión Resolutiva, cuyo continuador legal -según el artículo 2° transitorio de la ley N° 19.911- es el TDLC. Este órgano jurisdiccional puede solicitar la tarificación cuando se demuestre que, con el sistema tarifario que haya establecido la empresa concesionaria para el servicio público de distribución de gas, los ingresos de explotación que se

produzcan a lo largo de un año calendario le permiten obtener una tasa de rentabilidad económica superior en cinco puntos porcentuales a la tasa de costo anual de capital definida en el artículo 32°. En virtud de lo anterior, para que proceda la fijación tarifaria la rentabilidad de la empresa concesionaria debe superar cierto umbral legal.

Adicionalmente a dicho chequeo de rentabilidad, adujo, la legislación faculta al Tribunal para considerar otros antecedentes al momento de emitir su resolución. Lo anterior permite que la fijación tarifaria sólo se implemente en aquellos casos en que las condiciones de competencia del mercado no sean suficientes para garantizar un régimen de libertad de precios, que es el único caso en que la determinación de los precios por el mercado puede ser reemplazado por la regulación en un sistema económico de mercado.

Enseguida, recordó que el rol que se le asigna al TDLC para determinar la procedencia de la fijación tarifaria en el servicio de distribución de gas en red no es una particularidad de la LSG. Diversas legislaciones sectoriales otorgan al TDLC potestades análogas, precisamente para garantizar que la fijación tarifaria sólo se lleve a cabo en el evento que las condiciones de competencia imperantes sean insuficientes. Así ocurre respecto de los servicios de telecomunicaciones (inciso segundo del artículo 29 de la Ley General de Telecomunicaciones); los servicios asociados a la distribución eléctrica y no consistentes en suministros de energía (artículo 147 de la LGSE), y ciertas prestaciones efectuadas por empresas de servicios sanitarios (inciso segundo del artículo 12 A del D.F.L. N° 70/1988, que establece el régimen de tarifas de servicios sanitarios).

La LSG no sólo asigna un rol al TDLC para la fijación tarifaria, sino también para, en su caso, dejar sin efecto dicha tarificación. Así, el inciso segundo del artículo 31° de dicho cuerpo legal señala que en cualquier momento, si las condiciones o regulaciones del mercado fueran suficientes para volver a asegurar un régimen de libre competencia, la Comisión Resolutiva podrá emitir, de oficio o a petición de parte, una resolución dejando sin efecto la fijación de precios por parte del Ministerio para los suministros de gas que se encuentren en tal situación en virtud de una resolución anterior a ella. En conclusión, la actual regulación exige efectuar un análisis de las condiciones de competencia tanto al momento de establecer el régimen de fijación tarifaria como al momento de ponerle término.

El magistrado recordó que la única oportunidad en que se solicitó al TDLC un pronunciamiento, en ejercicio de la potestad conferida por el artículo 31° de la LSG, correspondió al proceso no contencioso rol NC-426-14, iniciado en virtud de una presentación de la Municipalidad de Maipú. El TDLC rechazó la solicitud de la corporación edilicia al estimar que, atendidos los vacíos legales de la legislación, no era posible determinar legalmente la rentabilidad económica de METROGAS para los años 2012 y 2013 y, por consiguiente, tampoco era factible establecer si la empresa había superado o no el umbral legal de rentabilidad.

En lo pertinente a la presente discusión legislativa, sostuvo, en dicha oportunidad el TDLC señaló que el artículo 31 de la LSG también dispone que, al emitir su resolución, este Tribunal podrá considerar los antecedentes adicionales que estime pertinentes. De esa forma, el referido artículo impone a este Tribunal dos niveles de análisis, de carácter sucesivo y copulativo, para efectos de solicitar al Ministerio de Energía la fijación tarifaria para una determinada zona de concesión del servicio de distribución de gas. El primer nivel es financiero y comprende el chequeo de rentabilidad de la empresa concesionaria para el servicio público de distribución de gas. Concluido ese nivel, este Tribunal queda habilitado para abocarse al conocimiento del asunto relacionado propiamente con la libre competencia, consistente en determinar si la insuficiencia de las condiciones de competencia en el mercado justifica o no una regulación tarifaria.

Para el TDLC la regulación tarifaria es una medida excepcional en nuestro derecho, por lo que el legislador no la hizo depender únicamente de la existencia de ciertos niveles de rentabilidad –que no son necesariamente ilícitos–, sino del análisis de competencia en el mercado efectuado por este Tribunal. Es tal la relevancia de las condiciones de competencia, para efectos de la regulación tarifaria del servicio de distribución de gas, que el citado artículo 31 contempla que este Tribunal podrá emitir, de oficio o a petición de parte, una resolución dejando sin efecto la fijación de precios si las condiciones o regulaciones del mercado fueran suficientes para volver a asegurar un régimen de libre competencia.

El señor Presidente del TDLC arguyó que, a diferencia de la actual legislación, el proyecto de ley en estudio establece que el proceso de fijación tarifaria deberá iniciarse necesariamente si el Informe Definitivo de Rentabilidad Anual demuestra que la rentabilidad económica promedio de los últimos tres años de la empresa concesionaria excede una determinada tasa máxima, de acuerdo con el inciso primero del artículo 31° propuesto por el proyecto de ley. El análisis de las condiciones de competencia imperantes no es necesario para la fijación tarifaria, por lo que el TDLC ya no intervendría en la decisión de tarificar. En cambio, el proyecto de ley sí mantiene el análisis de las condiciones de competencia para efectos de poner término al régimen de fijación tarifaria. Los incisos tercero y cuarto del artículo 31° propuesto, plantean que la empresa concesionaria podrá solicitar al TDLC que se ponga término a la fijación tarifaria, en atención a la suficiencia de las condiciones o regulaciones del mercado. En tal caso, la fijación tarifaria no concluiría inmediatamente, sino que al terminar la vigencia del respectivo decreto tarifario, esto es, cuatro años.

Es un aspecto novedoso del proyecto, señaló, la posibilidad de que el TDLC decida poner término al régimen de fijación tarifaria, y establecer además medidas preventivas, correctivas o prohibitivas que tengan por objeto asegurar condiciones de competencia en el o los mercados de que se trate. Desde un punto de vista procesal, el proyecto explicita que el procedimiento aplicable es el contemplado en el artículo 31° del D.L. N° 211, que fija normas para la defensa de la libre competencia, y que en contra de la respectiva resolución procederá el recurso de reclamación. El magistrado recordó que la Excma. Corte Suprema informó

favorablemente sobre este punto, indicando que la competencia otorgada al TDLC sería concordante con los números 2) y 5) del artículo 18° del D.L. N° 211. Sin embargo, ese Alto Tribunal reparó acerca de la pertinencia del recurso de reclamación contra la resolución que pone término al régimen de fijación tarifaria, indicando que el proyecto estaría haciendo aplicable un recurso que no sería procedente, según las reglas generales. En tal sentido, dijo, sería más razonable sujetarse al régimen general de recursos aplicable a todos los informes que debe dictar el Tribunal, en virtud de la atribución que le confiere el artículo 18, N° 5, del D.L. N° 211. Actualmente, los informes sólo son susceptibles del recurso de reposición.

En el proyecto de ley de reforma al D.L. N° 211 (Boletín N° 9.950-03) se propone hacer procedente el recurso de reclamación a su respecto. Esta situación fue reparada por la Excm. Corte Suprema en su informe a esta iniciativa de ley en consideración a que, como lo ha señalado el Tribunal Constitucional, los informes revisten el carácter de actos administrativos habilitantes establecidos por el legislador, por la vía de disponer que se evacúen cuando se requiere un dictamen eminentemente técnico. En tales condiciones, no resulta coherente con la satisfacción de una exigencia legal, de carácter técnico, establecer un medio de impugnación respecto del contenido de ese presupuesto habilitante para ante un tribunal superior estrictamente jurisdiccional.

Independientemente de lo que se establezca en definitiva por el legislador, acotó, parece más adecuado aplicar el mismo régimen de recursos a los diversos informes que debe dictar el Tribunal en virtud de leyes especiales. Lo más razonable sería que el régimen sea el de un recurso de ilegalidad para ante la Excm. Corte Suprema, a fin de evitar, por una parte, conferir atribuciones de orden administrativo y no jurisdiccional a dicha Corte, y, por otra, establecer un control de legalidad a la actuación del Tribunal en estas materias, considerando que se trata de una atribución que no tiene el carácter de propiamente jurisdiccional.

En cuanto a la necesidad de efectuar un análisis de competencia para regular tarifas, aseveró que es del todo conveniente que se exija efectuar un doble análisis de condiciones de competencia - previo a la fijación tarifaria y como causal de término de la misma- versus un análisis de condiciones de competencia sólo como causal de término.

A continuación, el magistrado estimó de toda lógica que el TDLC participe en la determinación de los servicios que quedan sujetos a fijación tarifaria y que tal determinación deba basarse en razones de competencia y no en el mero hecho de que se logre una cierta rentabilidad, la que no es necesariamente algo negativo. Así, todas las empresas, aun en los mercados competitivos, luchan por obtener mayores rentabilidades: por ejemplo, a través de mejoras tecnológicas o reducciones de costos, que permitan cobrar precios más bajos, o bien, por la vía de prestar mejores servicios a los consumidores, que permitan obtener su preferencia. Ello no sólo no es condenable, sino que, por el contrario, es precisamente lo que se busca en una economía de mercado: es el efecto natural de la competencia.

Si las empresas compiten precisamente para obtener mayores ganancias, el problema está en el origen de las utilidades. Por esta razón es necesario efectuar un análisis de competencia antes de determinar una regulación tarifaria, pues en una economía de mercado como la nuestra la regla general es la libertad de precios. Sólo en virtud de una ley y cuando estamos en presencia de empresas cuyo poder de mercado puede ocasionar prácticas abusivas, es aceptable regular tarifas.

En general, las alternativas para que la ley establezca la regulación tarifaria son dos: (i) monopolios naturales con gran poder de mercado, en que no podrán haber condiciones de competencia -carga de interconexión en telecomunicaciones, servicios sanitarios, distribución de energía eléctrica, etc.- o, (ii) cuando no necesariamente se requerirá la regulación, evento en que ésta dependerá de un análisis previo de competencia, el que en muchos casos se encomienda por el legislador al TDLC -servicios de telecomunicaciones, servicios asociados a distribución de energía eléctrica, gas natural, etc.-.

En ningún caso la regulación tarifaria debe gatillarse exclusivamente por el hecho de que una empresa logre una determinada rentabilidad, pues el deseo de ganancia del empresario es precisamente lo que lo lleva a asumir riesgos y emprender. Esto significa que no puede condenarse la ganancia por el sólo hecho de existir. Lo que resulta razonable es que la existencia de una alta rentabilidad gatille el inicio del análisis de competencia que permita discernir si se justifica o no la regulación tarifaria.

En lo relativo al término del régimen de fijación de tarifas, apuntó que solo se puede producir cada cuatro años, al expirar el respectivo período tarifario -artículo 38° inciso tercero del proyecto propuesto-. Considerando el dinamismo de los mercados, podría evaluarse dar efecto inmediato de la resolución del TDLC, lo cual se establece en la regulación vigente.

En lo que respecta a la calificación de nuevos servicios como servicios afines, observó que la regulación actual establece que la tarificación efectuada por el Ministerio de Energía afectará tanto al suministro de gas como a los servicios afines. Sin embargo, la norma no define estos últimos, ni señala cuál será la autoridad encargada de determinarlos. Asimismo, el proyecto de ley dispone que la fijación tarifaria no sólo afecta al suministro de gas por red, sino también a los servicios afines. Para estos efectos, el proyecto de ley define a los servicios afines como los servicios prestados a clientes o consumidores por una empresa de distribución de gas, o por un tercero por cuenta de ésta, asociados al servicio de distribución o suministro de gas. Adicionalmente, se establece que constituyen servicios afines la instalación, intervención y mantenimiento de arranque de medidor y matriz interior, instalación, reparación, mantenimiento, verificación, cambio y arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, término del servicio, envío de boleta o factura a una dirección especial.

Tratándose de nuevos servicios –esto es, aquellos no singularizados en la ley–, podrán ser calificados como servicios afines por

el TDLC, quedando en consecuencia sujetos al régimen de fijación tarifaria. El TDLC -mediante resolución, a solicitud de la Superintendencia o de cualquier interesado- podrá calificar como tales nuevos servicios afines y sujetarlos a fijación tarifaria. De esta forma, la potestad propuesta parece similar a aquellas otorgadas a este Tribunal respecto de la industria de servicios sanitarios y la de distribución de energía eléctrica. La diferencia radica en que la norma propuesta no indica que el TDLC deba realizar un análisis de las condiciones de competencia en las que se prestarían los servicios a ser calificados como afines -calificación parece automática-, lo que no parece adecuado.

Posteriormente, el magistrado destacó la inconveniencia de que ciertos servicios afines queden de pleno derecho sujetos a fijación tarifaria, pese a que podrían prestarse en condiciones competitivas. Las condiciones de competencia en los mercados relevantes de tales servicios pueden ser independientes a las condiciones de competencia del servicio principal de suministro de gas. Por lo tanto, la calificación de un servicio como afín y sujeto a fijación tarifaria no debe ser automática por el TDLC, sino que requiere necesariamente un análisis de competencia.

En relación con la naturaleza de la atribución del Tribunal, recordó que la Excma. Corte Suprema informó negativamente sobre este punto, sosteniendo que la nueva función que la iniciativa otorga al TDLC excedería aquellas que por su naturaleza le competen, esto es, prevenir, corregir y sancionar atentados contra la libre competencia. Esta es una atribución que no tiene una naturaleza propiamente jurisdiccional, corresponde a aquella establecida en el artículo 18, N° 5, del D.L. N° 211 (informes que le sean encomendados al Tribunal en virtud de leyes especiales). Existen diversas leyes especiales que requieren informe acerca de las condiciones de competencia que hagan necesaria la regulación tarifaria (telecomunicaciones, servicios eléctricos, sanitarios y gas), o leyes especiales que establecen que el Tribunal debe establecer las condiciones en que se deben efectuar licitaciones cuando lo que se licita es un monopolio (por ejemplo, licitaciones de puertos en carácter de mono-operador).

La empresa concesionaria sujeta a fijación de tarifas podrá solicitar al TDLC, en conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 31 del decreto con fuerza de ley N° 1, del Ministerio de Economía, de 2004, el término del régimen de fijación tarifaria. En el caso que este tribunal considere que las condiciones o regulaciones del mercado son suficientes para restituir el régimen de libertad de precios, podrá ordenar al Ministerio poner término al régimen de fijación tarifaria una vez finalizado el período de vigencia del decreto tarifario respectivo.

La resolución que ponga término al régimen de fijación tarifaria podrá establecer además medidas preventivas, correctivas o prohibitivas que tengan por objeto asegurar condiciones de competencia en el o los mercados de que se trate, las que se aplicarán en la oportunidad que determine el TDLC. En contra de esta resolución podrá deducirse el recurso de reclamación, que deberá ser fundado y podrá ser interpuesto por cualquiera de los intervinientes en el proceso.

Consultado por la **Honorable Senadora señora Allende** si se piensa, junto a la CNE y el Ministerio de Energía, evaluar más antecedentes en relación al monopolio y libre competencia en el sector del gas y si esta iniciativa debiera tramitarse sólo en la medida que exista certeza de la inexistencia de libre competencia, el **señor Presidente del TDLC** comentó que la búsqueda de más antecedentes en relación al monopolio y libre competencia sólo puede hacerse a solicitud de parte interesada y no de oficio. El procedimiento seguido en esta materia ante el TDLC, a propósito de METROGAS, terminó sin que se pudieran analizar las condiciones de competencia, por cuanto faltaba que se dictase la normativa que permite establecer la metodología para calcular la rentabilidad de la empresa y la TCC. Tampoco se pueden analizar las condiciones de competencia fuera de un procedimiento seguido ante el tribunal, porque éste no tiene en general facultades para actuar de oficio, salvo cuando quiere dictar una instrucción general o realizar una proposición normativa, mientras que este caso se refería a un informe de leyes especiales.

El **Honorable Senador señor Pizarro** interrogó acerca del modo en que se han dado los supuestos de una situación monopólica, en circunstancias que los propios actores han señalado que han debido realizar importantes inversiones y competir con sustitutos, como la leña, que constituyen competencia desleal. El punto es que aun cuando existan varios operadores podría darse una condición monopólica.

El **Honorable Senador señor Prokurica** acotó que este proyecto de ley introduce modificaciones significativas en la actual legislación del sector, desde el momento en que plantea que el procedimiento se origina bastando que se sobrepase la rentabilidad permitida. En este sentido, manifestó su preocupación acerca de la posibilidad de que esta iniciativa de ley, con la finalidad de propender a una adecuada defensa de los intereses de los usuarios y la libre competencia, termine generando inequidades desde el punto de vista jurídico.

El **señor Presidente del TDLC** consideró que, si bien el servicio de distribución de gas natural se aproxima a un monopolio natural, sólo será posible lograr un grado mayor de certeza en esta materia una vez que se escuche a todos los actores que intervienen en el sector. De esta forma, se debe evaluar primero cuál es el grado de impacto que tienen en este mercado las fuentes energéticas sustitutas, como la leña o el gas licuado. Por de pronto, no existen antecedentes suficientes para afirmar que existe monopolio. Por otra parte, METROGAS también participa en la propiedad de empresas de gas licuado, lo cual agrega un nuevo elemento que distorsiona el análisis de competencia. Así las cosas, en las circunstancias actuales sólo se puede afirmar que este es un mercado complejo que tiene características monopólicas, y que presenta algún grado de sustitución. Sería deseable que los supuestos bajo los cuales se formuló la política del Gobierno en esta materia, pudieran ser corroborados en procesos seguidos ante el TDLC. En ese marco, arguyó, la opinión del TDLC es mantener el actual sistema de regulación.

El Honorable Senador señor García-Huidobro hizo hincapié en la delicada situación que se vive en muchas regiones del país, a raíz de la contaminación. En este sentido, resaltó la importancia de la existencia de inversión en este ámbito. Se requieren incentivos, una rentabilidad razonable y sana competencia. Al respecto, manifestó dudas respecto de la procedencia de establecer un límite de fijación tarifaria. Enseguida, preguntó si tiene sentido eliminar al TDLC en la fase previa de la fijación tarifaria; si este método se encuentra en concordancia con la normativa general que en materia de libre competencia posee nuestro país, y si es jurídicamente adecuado establecer una fijación tarifaria y una limitación a la rentabilidad empresarial, utilizando como único método la superación del referido límite.

El señor Presidente del TDLC abogó por mantener en el TDLC la atribución de fijar tarifas. Añadió que, si bien es factible después de veinte años cambiar las reglas del juego, ello debe hacerse luego de chequear si las condiciones bajo las cuales se fijaron los incentivos para invertir se cumplieron o no.

A continuación, hizo su presentación el **Profesor de la Facultad de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Chile, señor Tomás Menchaca**, quien señaló que, siendo el problema de la rentabilidad de carácter técnico, el aspecto de fondo es si el régimen de libertad tarifaria -el cual no se modifica en este proyecto de ley- debe concluir o no con una determinada rentabilidad. La base de una economía de mercado es que cada empresa quiera obtener rentabilidades altas. En ese marco, la rentabilidad es legítima o ilegítima en función de su causa: si es por un abuso de posición dominante en el mercado, es ilegítima; si obedece a eficiencia o desarrollo tecnológico, es legítima. En la regulación actual la regla general es el régimen de libertad tarifaria, con ciertas excepciones: el suministro de gas en la XII Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, y la fijación de tarifas para los concesionarios de distribución de gas en otras regiones por parte del Ministro de Energía.

El artículo 31 de la LSG dispone que la fijación tarifaria por parte del Ministerio de Energía se efectúa previa solicitud de la Comisión Resolutiva –hoy el TDLC-. Éste puede efectuar dicha solicitud de tarificación cuando, a lo menos, se demuestre que la empresa haya obtenido una tasa de rentabilidad económica superior en cinco puntos porcentuales a la tasa de costo anual de capital definida en el artículo 32° del mismo cuerpo legal. Además de dicho chequeo de rentabilidad, se faculta al Tribunal para considerar antecedentes adicionales al momento de emitir su resolución. Así, la fijación tarifaria se implementa únicamente en aquellos casos en que las condiciones de competencia del mercado no sean suficientes para garantizar un régimen de libertad de precios. Este es el único caso en que la determinación de los precios por el mercado puede ser reemplazado por la regulación en un sistema económico de mercado (regulación para la competencia).

La actual regulación, explicó, exige efectuar un análisis de las condiciones de competencia, tanto al momento de establecer el régimen de fijación tarifaria como al momento de ponerle término. Así, en

cualquier momento, si las condiciones o regulaciones del mercado fueran suficientes para volver a asegurar un régimen de libre competencia, la Comisión Resolutiva podrá emitir, de oficio o a petición de parte, una resolución dejando sin efecto la fijación de precios por parte del Ministerio para los suministros de gas que se encuentren en tal situación en virtud de una resolución anterior a ella. Conceptualmente la legislación vigente es correcta, pues establece el único criterio para regular tarifas en una economía de mercado, esto es, que las condiciones de competencia del mercado no sean suficientes para garantizar un régimen de libertad de precios. Sin embargo, contiene vacíos al no permitir determinar legalmente la TCC y la rentabilidad económica de la empresa.

El TDLC, en su Informe N° 12/2015, señaló que la regulación tarifaria es una medida excepcional en nuestro derecho, por lo que el legislador no la hizo depender únicamente de la existencia de ciertos niveles de rentabilidad que no son necesariamente ilícitos, sino del análisis de competencia en el mercado efectuado por este Tribunal. La relevancia de las condiciones de competencia para efectos de la regulación tarifaria del servicio de distribución de gas es tal que este Tribunal podrá emitir, de oficio o a petición de parte, una resolución dejando sin efecto la fijación de precios si las condiciones o regulaciones del mercado fueran suficientes para volver a asegurar un régimen de libre competencia.

El proyecto de ley en discusión, adujo, adolece de un grave error, por cuanto la rentabilidad no es *per se* ilícita. A diferencia de la regulación vigente, esta iniciativa legal establece que el proceso de regulación tarifaria deberá iniciarse necesariamente si el Informe Definitivo de Rentabilidad Anual demuestra que la rentabilidad económica promedio de los últimos tres años de la empresa concesionaria excede una determinada tasa máxima, esto es, 3% sobre la tasa de costo de capital *versus* 5% actual. El análisis de las condiciones de competencia imperantes no es necesario para la fijación tarifaria, por lo que el TDLC ya no intervendría en la decisión de tarificar el proyecto de ley. La iniciativa sí mantiene el análisis de las condiciones de competencia para efectos de poner término al régimen de fijación tarifaria.

En cuanto al régimen de recursos, dijo, el proyecto explicita que el procedimiento aplicable es el contemplado en el artículo 31° del D.L. N° 211, y que en contra de la respectiva resolución procederá el recurso de reclamación. En la actualidad no procede respecto de informes exigidos en leyes especiales. La mejor solución es que se aplique la regla general para informes de leyes especiales.

En lo relativo a la necesidad de efectuar análisis de competencia, acotó que es lógico que el TDLC participe en la determinación de los servicios que quedan sujetos a fijación tarifaria. Tal determinación debe basarse en razones de competencia y no en el mero hecho de que se logre una cierta rentabilidad, la que no es necesariamente algo negativo. Asimismo, añadió, parece razonable que la existencia de una alta rentabilidad gatille el inicio del análisis de competencia que permita discernir si se justifica o no la regulación tarifaria.

Todas las empresas, aun en los mercados competitivos, luchan por obtener mayores rentabilidades y si lo hacen y con ello aumentan su rentabilidad (por ejemplo, a través de mejoras tecnológicas o reducciones de costos que permitan cobrar precios más bajos, o por la vía de prestar mejores servicios a los consumidores que permitan una mayor preferencia de los consumidores), no sólo no es condenable, sino, por el contrario, es precisamente lo que se busca en una economía de mercado, es el efecto natural de la competencia. Las empresas compiten precisamente para obtener mayores ganancias. El problema no está en las ganancias sino en el origen de las mismas.

Por tal razón, en sintonía con la aseverado por el Presidente del TDLC, adujo que las alternativas para que la ley establezca la regulación tarifaria son sólo dos: monopolios naturales con gran poder de mercado, en que no podrán haber condiciones de competencia, y cuando no necesariamente se requiere regulación y ésta depende de un análisis previo de competencia, el que en muchos casos se encomienda por el legislador al TDLC.

Enseguida, hizo su exposición **el Profesor de Derecho de la Competencia y exministro del TDLC, señor Javier Velozo**, quien afirmó que, en el proyecto de ley en estudio, no existen cambios sustanciales en la naturaleza e intensidad de la regulación. En efecto, el mercado de distribución de gas actualmente es regulado. La intensidad regulatoria no es total, tratándose de una intervención estatal parcial. Agregó que existe una libertad limitada en materia de tarifas, que cede en beneficio de los consumidores. En esta materia la iniciativa legal no realiza ninguna modificación sustancial o conceptual.

Aclaró que el sentido del proyecto de ley es precisar conceptos y, además, hacer operativa y eficaz la regulación en materia tarifaria, delimitando potestades, metodologías y el detalle de procedimientos y parámetros. Añadió que establece mecanismos eficientes de resolución de controversias entre el regulador sectorial y las empresas sujetas a regulación. El TDLC, sucesor legal de la Comisión Resolutiva Antimonopolios, puede solicitar la tarificación de una empresa en una determinada zona de concesión, sólo invocando el exceso de rentabilidad permitida. Asimismo, actualmente puede el mismo Tribunal dejarla sin efecto si las condiciones o regulaciones del mercado fueran suficientes para volver a asegurar un régimen de libre competencia.

En el proyecto de ley el hecho que origina la tarificación parcial lo califica una autoridad más idónea para hacerlo, por especialización y mejor y más oportuno acceso a la información relevante. El TDLC (que, funcionalmente, tanto en la actual legislación como en la iniciativa legal es un organismo administrativo y no jurisdiccional) no es la autoridad administrativa más adecuada para constatar y calificar el nivel de rentabilidad de una empresa. Este Tribunal conserva la potestad para poner fin al régimen de tarificación parcial, si las condiciones de mercado y regulatorias así lo permiten, para lo cual es el organismo público más idóneo. En suma, no existe un cambio del hecho que causa la tarificación parcial, sino que sólo de la autoridad administrativa con la potestad pública para

gatillar la regulación. Ello con el objeto de brindar oportuna y efectiva protección a los consumidores frente a una rentabilidad de, a lo menos, un 9%, cifra inusual incluso para mercados oligopólicos. Además implica que la amenaza de tarificación sea seria y afecte realmente los incentivos de las empresas.

En cuanto a las condiciones económicas estructurales que justifican regulación del mercado de distribución de gas mediante redes, precisó que aquellas por las que este mercado ha estado siempre sujeto a regulación son, entre otras, la infraestructura de las empresas distribuidoras de gas mediante redes, cuando no puede duplicarse de forma eficiente. Por ello, estas instalaciones entregan poder de mercado a sus propietarios. Además estas instalaciones originan economías de red, con efectos económicos similares a las economías de escala, en lo que se refiere a las ventajas que otorga a la empresa incumbente frente a competidores potenciales.

A continuación, explicó que la distribución por medio de redes como las utilizadas para el GNL (al igual que los casos del agua o la electricidad) enfrenta economías de densidad, que tienen efectos económicos similares a las economías de escala, que son las que originan los monopolios naturales. Esto significa que a mayor cantidad de clientes y a mayor consumo de los mismos más barato resulta para la empresa distribuidora proveer de gas a los consumidores.

La existencia en el área de concesión respectiva de más o menos energéticos que pueden ser sustitutos cercanos o lejanos del GNL, si son de mayor costo que este último, sólo implica establecer un límite máximo del precio que la distribuidora de gas puede cobrar a sus clientes y no necesariamente evita el exceso de rentabilidad. Los clientes de las distribuidoras de gas deben enfrentar costos de cambio significativos a la hora de reemplazar el GNL por otro energético, debido a que deben adaptar sus artefactos a cada combustible, lo que morigera la capacidad de los sustitutos de disciplinar a dichas distribuidoras. En suma, estamos frente a un servicio que desde la óptica jurídica es un servicio público que se presta en un mercado que presenta fallas persistentes y que, por consiguiente, requiere la intervención correctiva del Estado.

En otro orden de cosas, advirtió que no debe perderse de vista el avance sustantivo en materia de certeza jurídica y participación de interesados que consagra el proyecto de ley y que, a su juicio, debiesen alejar cuestionamientos respecto a la legitimidad procedimental del sistema de tarificación parcial que consagra. Es así como el período de análisis de rentabilidad se aumenta a tres años móviles; las metodologías de cálculo de rentabilidad y de tarificación son normadas con el mayor detalle posible; es posible observar el estudio licitado por la CNE para la determinación de la TCC y, en caso de existir discrepancias al respecto entre regulador y regulados, someterlas a un Panel de Expertos independiente; los regulados pueden observar el Informe Preliminar que elabore la CNE en el Chequeo de Rentabilidad y, eventualmente, recurrir al Panel de Expertos; en la regulación de las tarifas se contempla que, tanto en la determinación del valor de ingreso del gas al sistema (VGISD) como del

valor agregado de distribución (VAD), que las bases de licitación de los estudios respectivos podrán ser observadas por las empresas distribuidoras y, eventualmente, las discrepancias resueltas por el Panel de Expertos. Lo mismo se contempla respecto del Informe Técnico que, en base a los mencionados estudios, elabore la CNE.

Además, en caso que la empresa regulada considere improcedente la regulación de tarifas, dadas las condiciones de funcionamiento del mercado, puede acudir al TDLC para poner fin al régimen de fijación parcial de precios.

En cuanto a la regulación de precios, afirmó que ésta es parcial y constituye la consagración de un derecho para los consumidores. Se tarifican clientes comerciales, residenciales y algunos industriales, en determinadas zonas de concesión. Pero no se regulan todos los precios de las empresas distribuidoras: sólo se establece una tarifa garantizada, que no es otra cosa que el derecho de los consumidores a recibir ciertos tipos de servicios de gas por parte de la empresa concesionaria, según las condiciones de calidad y precio establecidas para cada uno de ellos en el decreto respectivo.

A continuación, expuso la **Profesora de la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad Alberto Hurtado, señora Andrea Butelmann.**

La académica sostuvo que el foco del proyecto de ley en estudio se encuentra en el chequeo de rentabilidad. En efecto, conserva la libertad tarifaria, con rentabilidad máxima (TCC+3% y no 5%), donde la TCC sería calculada por la CNE cada cuatro años, con estudio licitado, manteniéndose una tasa mínima de 6% (6%+3%). Asimismo, las discrepancias se plantean ante el Panel de Expertos; la CNE efectuaría un chequeo de rentabilidad basado en criterios de eficiencia, apoyándose en un estudio que se licitaría cada cuatro años; chequeos anuales de rentabilidad, pero considerando los valores promedio de los últimos tres años; el Ministerio de Energía ejerce la potestad tarifaria ante exceso de rentabilidad, sin pronunciamiento previo del TDLC; la concesionaria tendría el derecho a solicitar al TDLC el término de la fijación tarifaria por condiciones de competencia y, en caso de sobrepasar rentabilidad, se contempla un mecanismo de devolución para consumidores. En consecuencia, pasa a ser un sector con tarifas reguladas, donde las fórmulas tarifarias serían fijadas mediante decretos supremos con vigencia de cuatro años, con TCC (sin el margen adicional de 3 %).

En cuanto a la TCC, destacó que el objetivo es emular un mercado perfectamente competitivo o eliminar rentas extranormales. Es decir, el inversionista debe recibir una retribución por su inversión que lo deje indiferente entre esta inversión y sus alternativas. No más ni menos, dijo. A una inversión se le exige que pague el costo alternativo, que se puede descomponer en: a) lo que ganaría en una inversión exenta de riesgo (por ejemplo, un instrumento de deuda del Banco Central, que sólo incluye el riesgo país); b) la prima que exige el inversionista

por el riesgo que implica esa inversión específica (mientras más riesgosa sea la actividad, mayor la rentabilidad que se exige para invertir en ella).

La prima de riesgo se calcula con el modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), que supone que los inversionistas acceden a una canasta óptimamente diversificada de activos riesgosos con rentabilidad (por ejemplo lo que paga la Bolsa –IPSA- que es la prima por riesgo de esa canasta). Es necesario saber cuánto se le exigirá a una inversión en particular y si se le exigirá más o menos que a esa canasta perfectamente diversificada. La respuesta es que depende de la forma en que fluctúe el rendimiento de ese activo con respecto al de la canasta. Esa interacción se resume en un parámetro denominado β , que muestra cómo varía la rentabilidad de la inversión bajo análisis con la rentabilidad de la canasta de inversiones. Si las fluctuaciones de la rentabilidad de la industria del gas tienen signo contrario a las fluctuaciones del rendimiento de la canasta, β será negativo. A esa inversión se le exigirá un rendimiento menor, puesto que tiene la virtud de reducir el riesgo del inversionista. Si, por el contrario, las fluctuaciones tienen el mismo signo que las del mercado y son más pronunciadas, β será mayor que uno y se le exigirá a la inversión en distribución de gas una rentabilidad mayor a la de mercado, puesto que agrega riesgo a la cartera.

En lo que atañe a incentivos y eficiencia, el problema de la regulación siempre es la asimetría de información: las empresas declaran mayores costos para obtener mayores tarifas. Pero el incentivo a invertir de más en los casos de regulación tarifaria sólo hay en la medida que la TCC sea menor a la calculada por el regulador. En el caso del chequeo de rentabilidad los incentivos son aún más perversos, puesto que en caso de sobrepasarla se debe devolver parte de los ingresos. Entonces el inversionista no sólo tiene incentivos a declarar mayores inversiones sino que a hacerlas, aunque sean ineficientes, puesto que cualquier rentabilidad es mejor que devolver el dinero. Por ello, es muy importante que el chequeo se haga con criterios de eficiencia.

Enseguida, hizo hincapié que cada cuatro años se determinan las inversiones (físicas) existentes que se considerarán eficientes para el siguiente cuatrienio. Lo mismo ocurre con las inversiones incrementales eficientes en redes de distribución para el mismo cuatrienio, basado en un plan de expansión que proponga la empresa. Luego, año a año la empresa decidirá si invierte, tal como quedó definido en el estudio cuatrienal o bien de otra forma. Cualquier inversión en redes que esté contenida en dicho estudio, se reconocerá como eficiente en los chequeos de rentabilidad anuales. Si realiza otra inversión, quedará sujeta a la evaluación anual si es una inversión eficiente o no. Las demás inversiones en activos que no sean redes, serán analizados anualmente respecto de si son o no eficientes. Sin perjuicio que las inversiones físicas quedan definidas *a priori* para el cuatrienio, la valorización se hará anualmente a VNR para chequear la rentabilidad.

En lo que respecta a la inversión y costos en el chequeo de rentabilidad, aclaró que en inversiones lo que más han reclamado las empresas es la exclusión de las conversiones, adaptaciones

en la casa y los aparatos a gas del cliente para poder cambiarse. Dicen que son necesarias para atraer clientes. De esta forma, se explica un 80% de la diferencia en valor de inversiones entre la autoridad y la propuesta por METROGAS (20% del VNR en 2012 y 30% en 2013). La CNE respondió que sólo podrían considerarse aquellos bienes de la zona de concesión que estén destinados a entregar el servicio de distribución de gas de red y que al mismo tiempo sean de propiedad de la empresa distribuidora. Las conversiones corresponderían a un esfuerzo comercial y podrían estimarse – aunque no es claro hasta qué punto- como parte de los costos de explotación de la empresa concesionaria eficiente, pero no es inversión. La CNE indica que su criterio sería un estándar internacional y estaría en concordancia con la normativa relevante de distintos países latinoamericanos.

Este tipo de esfuerzos comerciales se asemeja a lo que ocurre en el mercado de la telefonía móvil, en los casos en los que las empresas entregan a precios convenientes terminales móviles que se pagan por el cliente durante la vigencia del contrato. Son entonces, a la vez, esfuerzos de captación y de fidelización de clientes que no tienen por qué financiar el resto de ellos. No se pueden alegar externalidades de red.

En el resto de las inversiones, el estudio utilizado es sumamente conservador, pues no cuestiona las cantidades físicas y respeta la mayoría de los costos unitarios propuestos por la empresa METROGAS y, en algunos casos, los aumenta. Por lo demás, estimó un alto precio del gas, según lo ordena la legislación actual, y no considera la plusvalía de los bienes raíces y descuentos por volumen a la escala de la empresa. Los permisos y el costo de las servidumbres fueron asignados por los consultores porque la empresa no pudo acreditarlos. En ese marco sostuvo, es probable que la rentabilidad haya sido todavía mayor.

La profesora de la UAH recordó que, en relación a la necesidad de tarifcar el sector, el TDLC –con motivo de la causa no contenciosa Rol ERN N° 18-2013- señaló que, sin perjuicio de que la información allegada al expediente era mínima, no tenía motivos para descartar que el GN pueda ser considerado como sustituto del GLP a granel, en gran parte de los mercados geográficos nacionales. Lo anterior, aun cuando esa relación de reemplazo no funcione de manera inversa.

Según dijera, el GLP no sería un sustituto, probablemente por costos de cambio, como en un edificio de departamentos que optó por GN. Como las empresas de GLP son dueñas de METROGAS, la competencia es débil. Por restricciones de seguridad se impide usar el estanque de una empresa de GLP (a granel) con el gas de otra, por lo cual este no es sólo un problema de METROGAS. En todos los países es un servicio regulado, ya que la competencia en industria de redes es muy cara. En la especie, se está proponiendo sólo un chequeo de rentabilidad y las empresas invirtieron conociendo esa restricción, aunque nunca se haya efectuado el chequeo.

El Honorable Senador señor García-Huidobro fue partidario de especificar quién realizó la inversión en aquellos países donde se regula esta materia (si el Estado o los privados), y cuánto se

demora en promedio el Panel de Expertos en emitir un fallo. Su mayor preocupación radica en que esta iniciativa legal no constituya un desincentivo a la inversión, sino que estimule la competencia y beneficie a los usuarios.

El **Honorable Senador señor Prokurica** previno acerca de la complejidad del sistema de tarificación basado en una determinada rentabilidad máxima. En tal sentido, sostuvo que podría ser más razonable replicar lo que se hace en el mercado eléctrico, donde el usuario domiciliario tiene precio fijo y el resto negocia libremente. Al respecto, sostuvo la necesidad de evaluar el modo en que se regula el gas en el derecho comparado. Por otra parte, manifestó su inquietud por los efectos que podría tener la exclusión en esta materia del TDLC y la presencia de la ENAP en el mercado como actor, especialmente en lo que concierne a eventuales conflictos de intereses y libre competencia.

El **Honorable Senador señor Guillier** resaltó la importancia de aportar experiencia comparada. Opinó que este sistema implica la decisión del usuario de cambiar de medio de calefacción, el cual necesita una garantía mínima para adoptar dicha decisión. Así, preguntó cuál es el mecanismo comparado más eficiente y si existe algún estudio que permita hacer un análisis del impacto en la reducción de otros costos, como son calidad de vida y salud pública.

La **Honorable Senadora señora Allende**, quien advirtió que en este debate no se ha hecho referencia a eventuales compensaciones en favor de los usuarios, sostuvo que el costo en salud para el Estado es muy superior a cualquier medida que se esté tomando para sustituir la leña. Estratégicamente, la única posibilidad de solucionar este problema es derivar hacia el gas y abandonar la leña.

Por otra parte, destacó que la libre competencia genera menores costos y permite más opciones a los consumidores, siempre y cuando no exista colusión. Acciones de esta última clase, arguyó, distorsionan el mercado y constituyen un incentivo perverso.

Cabe mencionar que los miembros de la Comisión discutieron los alcances que tendría para el erario nacional, en términos de salud pública, la sustitución con fines residenciales e industriales de combustibles contaminantes –como la leña o la parafina– por otros limpios y amigables con el medio ambiente, como el gas natural, en especial en zonas que padecen importante contaminación por material particulado.

En razón de lo anterior, acordó oficiar al Ministerio de Salud recabando información sobre el costo anual que tiene la atención de salud y la prestación de servicios asociados a causa de episodios críticos y de pre-emergencia y emergencia ambiental en ciudades altamente polucionadas, como Santiago, Temuco y Coyhaique. Esta petición se formalizó mediante oficio N° ME/79/2016, de 7 de julio del año en curso.

Idéntica solicitud se formuló a la Biblioteca del Congreso Nacional, mediante oficio N° ME/80/2016, de la misma fecha.

La **señora Butelmann** precisó que, aun cuando la información referida a quién hizo la inversión en los países donde se regula la distribución de gas no es medular, la inversión inicial en los sectores de agua y electricidad correspondió usualmente al Estado para pasar después a privados, y se tarifica como si la hubiesen hecho estos últimos, retribuyéndoseles la rentabilidad en atención a su capital. En cuanto a la tarificación, señaló que no existe un cambio de reglas para los inversionistas: el motivo de la eficiencia de la tarificación es bajar los precios para llegar a un punto óptimo de consumo. Dado que un monopolio cobra precios altos, la gente consume menos de lo óptimo. La tarifa fija implica un incentivo para ser eficiente y reducir costos.

Por otra parte, la académica precisó que la devolución no es una multa. En el contencioso de un tribunal se fijan multas. Una vez determinado el abuso, la gente podrá pedir su indemnización correspondiente.

El **Presidente del TDLC** hizo presente que la participación del Estado a través de la ENAP en el mercado del gas, donde también participan privados, puede justificarse por algún fin distinto, como el caso del Banco Estado que cumple un fin social y compite con bancos privados. A la inversa ocurre una situación similar, donde en monopolios estatales se busca participación privada, como sucedió en su momento con la Caja de Crédito Prendario, donde se estimó que el Estado juega un rol al evitar abusos, y Correos de Chile.

En cuanto a las compensaciones, el **señor Menchaca** opinó que el cambio sustancial que contiene el proyecto de ley, de carácter grave, es que supone que por el mero hecho de obtener una rentabilidad se comete una ilegalidad que justifica la tarificación, debiéndose devolver lo cobrado a los consumidores, mediante compensaciones. Sin embargo, para determinar que la rentabilidad se obtuvo de forma ilegítima se requiere un juicio contencioso, donde se demuestre que existe un abuso de posición dominante. Por el mero hecho de existir una determinada rentabilidad no hay una infracción al derecho de la libre competencia. Una tesis contraria no tiene parangón en el derecho comparado. La discusión real dice relación con establecer si hay aquí un monopolio natural que no tiene sustituto y que merece ser regulado, o bien si cabe efectuar un análisis para regular el mercado por problemas de competencia. Es mala señal establecer que la rentabilidad *per se* es una infracción.

En lo que concierne a la idea de incorporar al Panel de Expertos en materia de gas, consideró un avance positivo establecer este mecanismo como modo de resolver discrepancias porque el TDLC no puede ejercer esa función (sólo interviene en la decisión previa acerca de si debe regularse o no el correspondiente mercado).

El **señor Velozo** expresó que el legislador es quién determinará si debe regularse el mercado. El Panel de Expertos no reemplazará al TDLC. Incluso, al día siguiente de que se gatille la regulación, la empresa correspondiente podrá recurrir al Tribunal para solicitar que se

levante la regulación. Esta modificación busca una protección más efectiva, rápida y oportuna de los consumidores.

Respecto a la expansión de redes, aseveró que de cien mil clientes existentes en el año 1989 hoy existe cerca de un millón (un 70% son clientes de gas de red). Luego, precisó que el Panel de Expertos demora treinta días hábiles entre que se presenta la discrepancia y ésta se resuelve.

A continuación expuso el **Gerente General de GASVALPO S.A.**

Con motivo de su intervención, el personero comentó que la propiedad de esta empresa, que nació en Valparaíso y cuenta con más de 160 años de existencia, corresponde a fondos de pensión australianos. Agregó que la compañía no tiene relación con ninguna otra en Chile ni participa accionariamente en el Terminal de GNL Quintero. Sus zonas de concesión actuales se encuentran en las regiones de Valparaíso (Ventanas, Quintero, Concón, Viña del Mar, Valparaíso, Casablanca, Quilpué, Villa Alemana, Quillota, La Cruz, La Calera y Llay Llay) y de O'Higgins (Codelco El Teniente). Con todo, se encuentra en expansión en las regiones de Coquimbo y del Maule, y en la comuna de Los Andes. La labor de la empresa ha tenido buena recepción de las autoridades y la comunidad, que reconocen los beneficios del GN. Los altos costos de conexión por normalización de instalaciones en el interior de los hogares son pagados por GASVALPO (que suministra combustible a aproximadamente el 15% del total de clientes de GN en Chile).

Ante consultas de los **Honorables Senadores señora Allende y señor García-Huidobro**, referidas a si dicho 15% considera clientes residenciales o industriales por separado y si existe diferencia entre vender a granel o en balón, el **Gerente General de GASVALPO** afirmó que ese porcentaje alude a clientes en general, donde el 80% corresponde en volumen a clientes industriales y el 20% a residenciales. Luego, recordó que el GN también se distribuye por redes, utilizando espacios públicos. Así, las empresas de gas licuado, para retener a clientes, varían la tarifa en favor de aquél que pretende retener. Pero, dijo, el gas licuado en balones es más económico.

Posteriormente, hizo presente la fuerte competencia que se da con el GNL en camiones para las industrias, con siete comercializadores. El problema es que las acciones de retención del gas licuado no se encuentran sujetas a la misma regulación y existe variedad de precios de combustibles alternativos, con una relevante presencia de leña en Talca y Los Andes (cuyo comercio artesanal muestra muy bajo precio). En esta materia, añadió el personero, si bien hay conciencia del problema medioambiental y de salud que genera la leña, se advierte poca disposición a pagar por evitarlo. En cuanto a las redes de distribución no concesionadas, se suministra gas licuado a barrios completos ocupando bienes nacionales de uso público, lo que genera asimetría regulatoria.

El GN tiene múltiples sustitutos y competidores en el segmento industrias. Tratándose de combustibles alternativos, como diésel, gas licuado, *fuel oil* 5 y 6, leña, biomasa y electricidad, los competidores son, entre otros, Copec, Gasco, Abastible, Lipigas, Enx y Enap. Tratándose de GNL en camiones (o móvil), los competidores más importantes son Gas Stream, Copec, Gasco, Abastible, Lipigas, Enx, Enap, Metrogas y Endesa.

En lo que atañe a los competidores en el segmento residencial, los combustibles alternativos corresponden a gas licuado en estanques, cilindros, redes no concesionadas, leña, pellets, parafina y electricidad, y las empresas que los suministran son Gasco, Abastible, Lipigas, Copec, Shell, Petrobras, Chilquinta y Conafe, entre otros. Salvo por la electricidad, ninguno de estos competidores está sometido a regulación como la distribución de gas natural.

Ante una inquietud de la **Honorable Senadora señora Allende** acerca de las razones por las cuales los usuarios se desconectan del GN, el **Gerente General de GASVALPO** explicó que en circunstancia que en los últimos cinco años se han conectado 17.000 clientes, se han desconectado de las redes otros 6.000. La causa principal la constituye la captura de clientes por otros combustibles, como el gas licuado.

Enseguida, informó que algunos de los riesgos asociados a la distribución de gas natural por redes en Chile (caso de GASVALPO) se vinculan con los siguientes aspectos: contratos de suministro y de transporte de gas a largo plazo y con obligaciones de pago a todo evento; intensivo en activo fijo, donde se hace una gran inversión inicial sin tener clientes asegurados; diferencias de escala, donde sólo una distribuidora tiene volúmenes de venta que permiten el uso directo del terminal de GNL Quintero; 80% del volumen total corresponde a clientes industriales, con contratos a corto plazo (negociación permanente), y uso de combustibles alternativos de bajo costo (principalmente *fuel oil* 6), lo cual limita sus tarifas (no tienen costos de cambio). A lo anterior se suma la competencia de GNL en camiones, que no se encuentra regulada; la posibilidad que tienen los clientes en general de cambiar de combustibles en forma total o parcial, sustituyendo algunos de sus equipos o artefactos; un bajo consumo residencial, pues sólo el 15% de las casas usa gas natural para calefacción, y la asimetría regulatoria, ya que se aumenta la regulación a una industria que se encuentra en esa condición y se mantiene desregulado al resto de los oferentes.

En ese marco, arguyó, la recuperación de la inversión respecto de un cliente residencial típico con un consumo promedio de 25 metros cúbicos mensuales y una cuenta de \$19.000, se extiende por quince años. Una conexión fuera de la propiedad, con permisos municipales, redes de distribución, pavimentos, medidor, etc., tiene un costo promedio por cliente de US\$1.100. El proyecto de ley, si bien reconoce este costo como inversión, no lo reconoce en relación con las conexiones dentro de la propiedad del cliente, con redes interiores, conversión de artefactos, ventilaciones y certificación, que tiene un valor promedio por cliente de

US\$600. Todas estas inversiones corresponden a activos completamente inmovilizados.

Consultado por el **Honorable Senador señor Prokurica** acerca de si en el chequeo de la rentabilidad por la CNE se aplica el mismo procedimiento que sirve para el cálculo de la renta por el Servicio de Impuestos Internos (SII), el **personero de GASVALPO** aclaró que se trata de procedimientos distintos. Así, desde el punto de vista contable se reconoce como una inversión y es un activo, por cuanto se cataloga como inversión necesaria para conectar al cliente, aunque no lo reconozca la CNE como tal, sin perjuicio que en la contabilidad regulatoria seguirá apareciendo de esa forma. En consecuencia, el umbral de clientes a conectar bajará, porque deberá buscarse aquellos de mayor consumo para que paguen la inversión que se está haciendo. Mediante indicación se quiere reconocer este gasto para que sea amortizable en cinco años y no en uno, sin perjuicio que no sea suficiente en el contexto de la realidad regional.

Enseguida, destacó los aspectos positivos del proyecto de ley en estudio, a saber:

- a) Completa un vacío legal estableciendo un procedimiento para el cálculo de rentabilidad anual y otro de tarificación.
- b) Define un Panel de Expertos independiente para la solución de controversias con resoluciones vinculantes.
- c) Otorga certeza a las distribuidoras respecto del procedimiento para el chequeo y tarificación.
- d) Regula en algunos aspectos a las empresas que distribuyen gas licuado por redes no concesionadas.

En cuanto a sus puntos negativos, señaló:

- i. Parece legislar para toda una industria sólo en razón de la situación particular de una empresa, lo cual desconoce la distinta realidad y tamaño de las compañías regionales.
- ii. Asume como dato de partida que esta industria es un monopolio.
- iii. Elimina el rol del TDLC, tarificando automáticamente sin considerar si hay o no libre competencia en un mercado (el Panel de Expertos no reemplaza al TDLC).
- iv. Rechaza considerar como inversiones las conversiones (esto es, el 16% de las inversiones históricas), lo que implica para el caso de GASVALPO un aumento en la rentabilidad regulatoria de 1,2 puntos porcentuales.
- v. Mantiene al GLP desregulado, aun cuando se utiliza en más del 80% de los hogares del país.

vi. Incurrir en asimetría regulatoria respecto de otros servicios públicos que sí corresponden a monopolios.

A la luz de tales objeciones críticas, el personero propuso las siguientes modificaciones al texto del proyecto de ley: restablecer el piso de 6% en la TCC; diferenciar la TCC por tamaño de empresa; mantener un spread del 5% por sobre TCC; restituir la participación del TDLC, debido a que sobrepasar la rentabilidad máxima permitida no necesariamente es muestra de un mercado sin competencia; regular al GLP que se distribuye por redes no concesionadas; considerar las conversiones como inversión, incluidas las históricas; establecer un chequeo de rentabilidad por regiones; limitar la fijación tarifaria exclusivamente a clientes residenciales y comerciales; incorporar la calidad del servicio dentro de las variables a considerar para el chequeo de rentabilidad y la fijación tarifaria, y eliminar las asambleas públicas para la obtención de permisos municipales.

Finalmente, adujo que, en circunstancias que GASVALPO está comprometida con el desarrollo de la industria del gas natural, encontrándose en pleno proceso de expansión a dos nuevas regiones del país, para que esta industria siga siendo exitosa se necesita mantener la cooperación público-privada, a través de la modificación de la iniciativa legal en aquellos aspectos que podrían afectar las actuales condiciones de inversión. Asimismo, dijo, es urgente corregir las asimetrías regulatorias con el gas licuado, normar la leña y exigir el cumplimiento de las normativas ambientales.

El **Honorable Senador señor Prokurica** fue partidario de esclarecer cuál es el organismo público que debe realizar la fiscalización en materia de leña.

El **Honorable Senador señor García-Huidobro** previno que existiendo en su circunscripción senatorial 17 comunas declaradas zonas saturadas, el GN es una alternativa para mejorar tal estado de cosas. Para ello es preciso también incentivar a que el máximo de empresas puedan competir, llegando a los usuarios residenciales. En este sentido, el señor Senador expresó su preocupación en orden a que esta iniciativa legal en vez de incentivar la inversión produzca un efecto contrario.

El **Honorable Senador señor Horvath** señaló que en rigor la leña es una ERNC, no un combustible. Cuando la leña está seca y proviene de bosques manejados y se utiliza en artefactos adecuados, es un energético no contaminante y competitivo.

La **Honorable Senadora señora Allende** abogó por la conveniencia de regular el GNL en camiones.

Al momento de contestar las inquietudes, el **Gerente General de GASVALPO** sostuvo que el organismo fiscalizador en materia de leña debiera ser la secretaría regional ministerial de salud correspondiente.

Luego, reiteró que en caso de no modificarse el actual texto del proyecto de ley, los clientes elegibles para ser conectados bajo la actual regulación no lo serán con la nueva, lo que alterará la cantidad de usuarios y la extensión de redes. Lo que se quiere es traspasar más beneficios a los clientes, teniendo en consideración la situación en Santiago, donde las tarifas van a disminuir con esta nueva regulación. En su opinión, la única forma de desplazar a la leña es regulándola (si se exigiera que se encuentre seca y que provenga de bosques tratados tendría otro costo). En cuanto al GNL en camiones, que no se encuentra regulado y apunta principalmente a clientes industriales, existe un activo estacionado que puede dirigirse a distintos consumidores.

A continuación, expuso el **Gerente General de GASCO Magallanes**.

El personero señaló que, en circunstancias que en 1945 se descubre petróleo en Magallanes, en 1950 se crea la ENAP y hacia fines de la década de los 60 se inicia la construcción de la red de transporte y distribución de GN en esa Región, este combustible comenzó a reemplazar a sus alternativos, como el carbón, la leña y el gas licuado. En 1981 GASCO se adjudica la concesión de distribución de gas natural en la Región de Magallanes y le compra a la ENAP la infraestructura de distribución, que comprendía 715 kilómetros de redes, con todos los sistemas y equipos necesarios para entregar el servicio a aproximadamente unos 20.000 clientes. En 1997 se inaugura el gasoducto Gas Andes y se inicia la distribución de gas natural en la zona central. Previamente se habían dictado normativas para regular los aspectos técnicos y de seguridad de la distribución del gas natural.

En 2002, prosiguió, se inician los cortes de gas desde Argentina y a partir del 2004 el corte fue casi total y permanente. Junto con este escenario se hizo evidente la menor disponibilidad de reservas de gas por parte de la ENAP. Entonces, se implementan CEOP en la Región para incentivar la exploración, pero los bajos precios desincentivan esfuerzos privados y estatales en el sector del gas, priorizándose el petróleo. En el 2010 los primeros intentos por comenzar a “sincerar” el precio del gas gatillaron una crisis. Escenarios recientes de incertidumbre de disponibilidad de gas para la Región (ENAP) se estarían revirtiendo con los resultados exploratorios y productivos de yacimientos no convencionales de estos últimos años. El punto medular, dijo, es que para Magallanes el GN es altamente sensible en lo social y político.

La provisión y distribución de GN en la Región de Magallanes cuenta en el año 2016 con 54.000 clientes, en 1.400 kilómetros de redes. La distribuidora cuenta con precios fijados por ley, siendo el último proceso tarifario en 2005. Las inversiones entre 2011 y 2016 alcanzaron a US\$16 millones. En cuanto a los consumos promedios, en invierno es de 1500 Mm3/d, y en verano de 700 Mm3/d, con una tarifa cliente residencial, a junio de 2016, de \$84/m3 (c/IVA). Esto es, aproximadamente US\$3,4/MMBtu).

El personero, enseguida, aseveró que 160.000 personas que viven en la Región de Magallanes son abastecidas por la ENAP como proveedor y GASCO Magallanes como distribuidor. El consumo de GN es principalmente para uso residencial y comercial. En otras regiones el mayor consumo de gas natural lo tiene la industria, mientras en Magallanes es residencial. El abastecimiento de GN es principalmente por producción local.

Según dijera, el proyecto de ley debe reconocer las particularidades regionales. Así, la Región de Magallanes enfrenta riesgos significativos y diferentes a los del resto del país, como el de continuidad de suministro, que requiere infraestructura y sistemas de respaldo para ser mitigado. En la regulación se debe considerar la sensibilidad política y social de una zona de alta dependencia al gas natural, con altos consumos y una enorme incidencia en la economía regional. La TCC para Magallanes debiese reflejar el riesgo de la actividad de distribución de gas natural en la Región, el cual sería al menos equivalente al de otros servicios regulados del 7%.

En cuanto a la responsabilidad de instalaciones interiores, hizo presente que la verificación y recepción o revisión de una instalación hará responsable a la empresa de gas por los accidentes que puedan ocurrir, de acuerdo a las normas legales generales que le sean aplicables. Actualmente para validar el buen estado de las instalaciones interiores se cumple y se procede según lo estipulado en la reglamentación vigente. En Magallanes la empresa distribuidora no realiza conversiones ni otros trabajos en la propiedad de sus clientes. Ampliar la responsabilidad de la empresa a las instalaciones interiores implicaría extender una obligación que sería impracticable, pues requeriría el control permanente de las modificaciones de instalaciones de 54.000 hogares. En esta materia la responsabilidad de una empresa distribuidora de gas debiera ser equivalente a la responsabilidad que le compete a una empresa de otros servicios, como el de distribución eléctrica. En efecto, añadió, la verificación y recepción o revisión de una instalación no puede acarrear responsabilidad para la empresa por los accidentes que puedan ocurrir.

En cuanto a las tarifas aplicables durante el nuevo proceso tarifario, acotó que los precios cobrados por las empresas distribuidoras a sus clientes por el servicio de gas y servicios afines, a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, en la XII Región de Magallanes y la Antártica Chilena, tendrán el carácter de máximos hasta la fecha de entrada en vigencia del decreto tarifario respectivo, y se entenderán transitoriamente aplicables aquellos que estaban vigentes al 1 de enero de 2015. Estos precios máximos se indexarán durante todo el período en que se apliquen, de conformidad a la fórmula que establezca la CNE, sobre la base de una propuesta de la empresa distribuidora.

Las nuevas tarifas se establecerán desde el momento en que comience a regir el nuevo proceso de tarificación, y no implicarán en ningún caso una reliquidación que afecte las tarifas de gas domiciliario e industrial en la Región de Magallanes, con el fin de evitar las alzas retroactivas. El texto de la iniciativa legal sólo elimina la posibilidad de

aplicar eventuales alzas retroactivas, pero deja abierta la de utilizar eventuales devoluciones retroactivas si es que las nuevas tarifas resultasen menores a las transitorias aplicadas durante el proceso. En este sentido, el personero propuso que la tarifa transitoria, desde la entrada en vigencia de esta ley hasta la del decreto tarifario, se indexe según una fórmula definida en conjunto con la CNE y sin aplicar retroactividad.

Enseguida, precisó que la fórmula de indexación de la tarifa deberá incorporar todas las variables que afecten los costos de la empresa, por ejemplo el aumento del impuesto a la renta en el 2017 y 2018. En caso de una disminución de tarifas, la empresa tendrá que absorber los menores ingresos durante todo el período que tome la discusión del proyecto de ley y el proceso tarifario, sin posibilidad de reaccionar al respecto. En el evento de un aumento de tarifas, no existe viabilidad política para implementarlo.

En lo relativo a incorporar el concepto de cliente libre en la Región de Magallanes, el profesional propuso extender a Magallanes la norma que define como clientes libres a los consumos industriales sobre los 5.000 GJ/mes, pero excluyendo generación eléctrica y GNC para transporte vehicular, los que estarán siempre sujetos a tarifa garantizada. La exclusión sería sólo para generación eléctrica concesionada y no para autogeneración. En su opinión, esta modificación permitiría crear un mercado más eficiente para parte del gas que se produzca en la Región, con precios que reflejen los actuales costos y que incentiven aumentos de producción por parte de ENAP y CEOPS. Además, permitiría viabilizar proyectos y aportar competitividad a industrias existentes o futuras que se quieran instalar en la Región, pues podrían acceder a un energético con mejor precio que sus alternativos.

Luego, el personero sostuvo que la TCC para Magallanes debiese reflejar el riesgo de la actividad de distribución de gas natural en la Región, el cual sería al menos equivalente al de otros servicios regulados del 7%. Agregó que la verificación y recepción o revisión de una instalación no puede acarrear responsabilidad para la Empresa por los accidentes que puedan ocurrir. En este orden de ideas, sugirió que la tarifa transitoria -desde la entrada en vigencia de esta ley hasta la del decreto tarifario- se indexe según una fórmula definida en conjunto con la CNE y sin aplicar retroactividad. La fórmula de indexación de la tarifa deberá incorporar todas las variables que afecten los costos de la empresa, por ejemplo el aumento del impuesto a la renta en el 2017 y 2018. Por último, propuso crear un mercado de clientes libres a precios eficientes, permitiendo rentabilizar toda la cadena de valor y que el cliente final acceda a energía a menores precios.

En lo que atañe al consumo de gas en Magallanes, el **Honorable Senador señor García-Huidobro**, quien abogó por incrementar los niveles de eficiencia energética y de uso racional de los recursos gasíferos disponibles, estuvo por crear consciencia en la población acerca de la significativa ayuda que le entrega el resto del país, con miras a mejorar los estándares de responsabilidad en el uso del gas.

Consultado por el **Honorable Senador señor Horvath** respecto a la capacidad de GASCO Magallanes para inyectar gas a la red argentina y a la forma de pago de las licitaciones correspondientes, el **Gerente General de la empresa distribuidora** explicó que en materia de subsidio existe una escala de diferenciación para clientes con un consumo bajo los 25.000 metros cúbicos. Añadió que los contratos tienen una vigencia anual, renovable. En lo que respecta al uso eficiente del gas, destacó que se están haciendo campañas sobre el particular, en distintos ámbitos.

En cuanto a la inyección de gas a la red argentina, afirmó que la empresa está en condiciones de asumir esta labor, en su rol de distribuidor. Se ha requerido a la ENAP como proveedor respecto de su condición para inyectar los excedentes que se encuentren en la Región de Magallanes, en el extremo sur de Argentina, para entregarlo en un área ubicada más al norte.

Seguidamente, expuso el **Presidente de la Organización de Consumidores y Usuarios de Chile (ODECU)**.

El representante de los consumidores, luego de destacar que el mercado de distribución de gas domiciliario por redes ha tenido un desarrollo importante en los últimos años con cerca de un millón de clientes, recordó que si bien la legislación permite a las empresas del sector obtener hasta 11% de rentabilidad, han alcanzado en la práctica hasta el 16,9% en el año 2013.

En su opinión, existe monopolio en el mercado de la distribución en red. Los altos precios del gas en el país, en comparación con el resto del mundo, ha llevado a las autoridades a realizar una propuesta para regular la fijación tarifaria del mercado de distribución en red reduciendo la rentabilidad del 11% actual a 9%. Estas empresas requieren la adjudicación de una concesión. Las compañías de transporte de gas natural tienen la obligación de dar acceso abierto, y las empresas de distribución la de entregar el servicio de suministro de gas natural dentro de sus respectivas zonas de concesión.

No obstante, acotó, la mayoría de los habitantes de edificios que tienen más de seis pisos no tiene la posibilidad de optar por un suministro de gas que no sea el que ofrece la empresa que opera en su área geográfica. Al respecto, previno que el artículo 102 del decreto supremo N° 222, de 1995, establece que los cilindros de gas licuado se permiten sólo dentro de edificios colectivos de habitación de no más de seis pisos, máximo de veinticinco viviendas sociales con acceso común y ubicados en gabinetes ventilados especialmente diseñados al efecto.

En lo que concierne a la integración vertical, el personero sostuvo que el sector está compuesto por siete compañías de distribución, tres comercializadoras y seis compañías de transporte por ducto. En el mercado del gas natural la única compañía que distribuye este producto en la Región Metropolitana es METROGAS, propiedad de Gasco (51,84%), Copec (39,83%) y Trigas (8,33%). De este modo, el segmento del GNL es dominado por la empresa Gasco, propietaria del 51% de Metrogas y

del 100% de Gas Sur y de Gas Magallanes. Otros participantes en el control de Metrogas son Abastible (40%) y Lipigas (8,3%).

Luego, adujo que hubo asesores del área de hidrocarburos de la CNE que afirmaron, en el taller “Alternativas para el futuro de la regulación del mercado del gas”, organizado por la CNE y el Banco Mundial, que la integración vertical entre las empresas del sector puede ser una forma de eximirse de ciertas regulaciones que se aplican a una etapa de la industria, como la distribución a clientes finales.

En relación con el “*interlocking*”, esto es, a la existencia de directores comunes entre empresas competidoras, aseveró que queda en evidencia lo que ocurre en METROGAS, donde los accionistas son Gasco, Abastible y Lipigas, los cuales, en estricto rigor, son competidores y de propiedad de distintos grupos económicos, pero son socios en la misma distribuidora (en consecuencia, su directorio tiene representantes de cada una de las sociedades).

Al concluir, el personero fue proclive a la idea contenida en el proyecto de ley de fijar un mecanismo claro y simple para compensar a los consumidores en caso de exceso de rentabilidad, ordenándole a la empresa devolver lo cobrado a través de un descuento directo en la cuenta de gas del cliente o en dinero en efectivo. Sin embargo, dijo, la mejor forma de proteger a los consumidores cautivos frente a estos monopolios es mediante la tarificación: se ha demostrado que establecer límites a la rentabilidad es insuficiente. Para que el mecanismo sea eficaz, la tarificación debe efectuarse de inmediato y tan pronto se constate el exceso de rentabilidad, sin necesidad de recurrir ante el TDLC.

El **Secretario Ejecutivo de la CNE** indicó que la distribución de GN es un servicio de carácter público que requiere ciertos grados de protección del consumidor, en lo que respecta a calidad y seguridad del servicio. El punto es definir si es necesario regular su precio. Los técnicos están contestes, por un lado, en que la infraestructura, en un marco de redes concesionadas, es una instalación esencial debido a que no puede duplicarse de una manera eficiente, y, por otro, que existen economías de escala y de densidad que permiten pensar que en este sector de la economía se reúnen las características de un monopolio.

Acerca de la presión de eventuales sustitutos sobre los precios, el profesional sostuvo que no se produce una alineación respecto a lo que podría ser un mercado perfecto. El exceso de rentabilidad muestra, por el contrario, que se está produciendo una renta monopólica. Para determinar si una renta es monopólica se hace una comparación sobre una base científica, esto es, la TCC más el *spread*. El concepto técnico de TCC corresponde a la retribución razonable o justa que una industria requiere, en función del riesgo sistemático del país y el inherente al negocio.

El **Honorable Senador señor García-Huidobro** recordó que una empresa, durante tres años consecutivos, superó el límite de rentabilidad, no así el resto de las compañías. El proyecto de ley pretende

evitar la ocurrencia de la situación señalada, propendiendo a una rentabilidad razonable.

Al respecto, la **Honorable Senadora señora Allende** consideró oportuno, como antecedente para el análisis, evaluar la incidencia en el mercado de distribución, en términos porcentuales, de la empresa que traspasó el límite de rentabilidad.

El **Honorable Senador señor Prokurica** expresó su preocupación por la disparidad de criterios regulatorios existentes entre los mercados del gas y los de la energía eléctrica y el agua potable, aun cuando también son servicios públicos. En su opinión, el sistema propuesto es deficiente en cuanto a la protección de los consumidores y para las empresas. Por último, estimó de toda conveniencia propender a un chequeo de rentabilidad por región.

El **señor Secretario Ejecutivo de la CNE**, luego de aludir a la cantidad de clientes en el mercado del gas en nuestro país, sostuvo que hoy, si bien no existen dudas respecto de las características monopólicas que se dan en el sector, podrían darse algunas condiciones de competencia. Con todo, añadió, para resolver el conflicto entre protección al consumidor y un marco general de libertad tarifaria, se plantea fijar un exceso de rentabilidad (como presunción fuerte de que hay sustitutos amenazando y disciplinando precios) como elemento clave que gatillará la tarificación.

A diferencia de la distribución de la energía eléctrica, arguyó, donde nadie distinto puede prestar el servicio, si los sustitutos estuviesen disciplinando precios no debería haber rentas monopólicas y exceso de rentabilidad. En el mercado del gas existe una cantidad importante de consumidores cautivos, porque los costos de cargo son significativos. Respecto a simetría en regulación entre GN y GLP, el proyecto de ley ha avanzado en esta materia, no pudiendo haber una discriminación de precios por edificios, en el caso del GLP. Por otra parte, el tratamiento de conversiones se encuentra totalmente resuelto, no sólo porque a nivel regulatorio se ha definido de manera permanente, sino porque, independientemente del criterio del regulador, el tema quedó zanjado por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

El **gerente general de GASVALPO** precisó que los costos relativos a adaptación de artefactos y de instalación son de cargo de la empresa. No es suficiente amortizar estos costos a cinco años pues, en atención a los niveles reales de consumo, el costo se recupera recién dentro de quince años. En cuanto a los edificios, sus moradores pueden cambiarse de combustible con la opinión favorable del 75% de los copropietarios.

El **Secretario Ejecutivo de la CNE** hizo presente que el proyecto de ley contempla la no discriminación de precios. Las conversiones tienen un tratamiento de gasto amortizable hasta por cinco años, dentro de lo que la compañía pueda definir. Merced a una norma transitoria, las conexiones de los últimos diez años podrán amortizar esos gastos durante un período móvil de igual duración. Por otra parte, añadió, el

Ejecutivo está dispuesto a avanzar en chequeo de rentabilidad por región y considera razonable que en algunos lugares se mantenga el GLP.

Respecto a Magallanes, el personero previno que no habrá retroactividad. El proceso tarifario reconoce la exigencia de seguridad y calidad del servicio, en función de la realidad de cada empresa. Los cilindros no son regulados, existiendo en este ámbito condiciones de competencia y mercado perfecto.

A continuación, expuso el **Director de ECONSULT, señor Gonzalo Sanhueza**.

El especialista señaló que, en circunstancias que el concepto de rentabilidad económica busca medir el rendimiento que entrega una inversión en una determinada actividad o empresa, existen diversas formas de medirlo, entre ellos, los indicadores de rentabilidad económica, como el retorno sobre activos, el retorno del flujo de caja de la inversión, el valor presente neto y la tasa interna de retorno (TIR).

A su turno, agregó, el concepto de rentabilidad exigida o de equilibrio alude al retorno que obtendrían los inversionistas si destinarán los recursos a otra inversión con igual riesgo. El modelo para determinar el costo de capital consiste en que la TCC (retorno exigido o de equilibrio) es igual a la tasa de libre riesgo más riesgo sistemático, multiplicado por el premio de riesgo de mercado. La rentabilidad económica esperada de las inversiones determinará la inversión futura del sector. De esta manera, si dicha rentabilidad es menor a la TCC se incentiva la inversión, mientras que si es mayor ésta se desincentiva.

En cuanto a la tasa de rentabilidad económica máxima, explicó que el sentido de la norma es evitar que las empresas de distribución de gas, en caso que tengan algún poder monopólico, cobren tarifas sobre las de equilibrio a sus clientes. El riesgo es que si la rentabilidad máxima no permite alcanzar en promedio la tasa de costo de capital, la inversión del sector será inferior a su óptimo. Hay diversos factores de riesgo:

1. Los proyectos cuando parten tiene rentabilidades muy bajas o negativas, y sólo en el tiempo van mejorando su rentabilidad, por lo que podría no alcanzarse la TCC promedio.

2. Considerando que existen combustibles sustitutos, contrario a lo que ocurre en los mercados de otros servicios básicos, si se dan shocks negativos a la industria, por caída de demanda (altas temperaturas), caída de precios de sustitutos, entre otros, la rentabilidad bajará en esos años y no necesariamente alcanzará a compensarse con los años buenos.

3. Si se dan shocks negativos a la economía, como una recesión, podrían no alcanzarse las rentabilidades de equilibrio o exigidas por los inversionistas.

Según el profesional, las rentabilidades de los negocios son variables, pudiendo darse largos períodos bajo o sobre el equilibrio. Estos períodos son mayores a tres años, por lo que un promedio por igual período no soluciona el problema asociado a la volatilidad de los retornos. Además, si se limita la rentabilidad máxima disminuye significativamente la rentabilidad promedio.

Enseguida, el economista afirmó que la industria de distribución de gas no ha alcanzado los retornos de equilibrio. Al respecto, dijo que un estudio de ECONSULT estimó la TIR acumulada en 3,6% a 2013. Esta baja rentabilidad acumulada se explica en parte por el largo período de maduración de las inversiones, los shocks negativos a la industria y la competencia de otros combustibles. Incluso con rentabilidades máximas de 9% o 11% a futuro, arguyó, la industria convergerá lentamente a su retorno de equilibrio.

En cuanto a la tasa mínima de costo capital (TMCC), adujo que en régimen de libertad tarifaria no existe tasa mínima garantizada. La TMCC se emplea para fijar precios en régimen regulado. Como las inversiones en la industria de distribución de gas por redes son de largo plazo, son irreversibles pues no se pueden dedicar a otro uso. Los inversionistas comprometen su capital y el financiamiento a plazos largos (existen bonos de hasta sesenta años en el mercado). Se constituye un riesgo adicional para el inversionista si cada cuatro años se determina el costo de capital, porque la TCC puede disminuir significativamente entre períodos de fijación, lo cual compromete la solvencia financiera de las empresas. Por eso, en otras industrias de servicios básicos donde incluso los riesgos son más bajos debido a su poder monopólico, como la de servicios sanitarios y la de transmisión eléctrica, existen TCC mínimas. El personero destacó que en períodos de cuatro años se han verificado variaciones de hasta cuatro puntos porcentuales. En otras industrias de servicios básicos, el regulador estableció una TCC mínima. Considerando que la industria del gas natural es más riesgosa, si la rentabilidad esperada es menor al 7% los inversionistas podrían optar por invertir en el mercado de aguas o transmisión eléctrica (en los sectores sanitario y de transmisión eléctrica la tasa mínima es de 7%).

El profesional sostuvo que un aspecto clave de la determinación de la rentabilidad económica de una empresa es la definición del activo. En este ámbito, dijo, y sobre la base de las presentaciones de las empresas, se observa cierta discrepancia acerca del trato que debe darse a las conversiones, las cuales para este proyecto de ley son un gasto en comercialización eficiente asociado a la captación y conexión de nuevos clientes.

Sobre la estabilidad del marco regulatorio, recordó que, en circunstancia que los inversionistas utilizan toda la información disponible para tomar decisiones, el marco regulatorio es un elemento clave. Modificarlo supone cambiar las reglas del juego de los inversionistas y alterar los fundamentos de sus decisiones de inversión. Como esta iniciativa legal cambia las reglas para las inversiones anteriores al proyecto, se afecta la

rentabilidad *ex post* que tendrán las inversiones realizadas y, por tanto, la evaluación de inversiones futuras.

Luego, el Director de ECONSULT analizó la situación actual de la industria, señalando que en un esquema de libertad tarifaria la rentabilidad económica de la industria ha sido inferior a su TCC. Así, la rentabilidad económica acumulada promedio anual de la industria fue de 3,6% hasta el año 2013, cuando la industria ha invertido más de US\$2.000 millones.

El riesgo de fijar una tasa de rentabilidad económica máxima que impida que la industria alcance la TCC es un desincentivo a la inversión. Es un riesgo bajar el *spread* de cinco a tres puntos porcentuales. La volatilidad que muestran los factores que determinan el costo de capital (como la tasa libre de riesgo, el riesgo sistémico y el premio por riesgo), hace necesario establecer una tasa de costo de capital mínima, que fije un límite inferior a la tasa de rentabilidad económica máxima. En industrias monopólicas con menor riesgo que la industria de distribución de gas dicha tasa es de 7%. En consecuencia, esta última tasa es un piso para la fijación de la que corresponda en la industria del gas. Como fuere, previno, se debe contemplar un mecanismo de transición al nuevo marco legal para las inversiones que se han realizado bajo la regulación anterior.

El **Honorable Senador señor Prokurica** consultó por el promedio del flujo negativo en el negocio del gas a largo plazo, a nivel mundial.

El **Honorable Senador señor García-Huidobro**, junto con compartir lo expuesto por el señor Sanhueza en materia de inversión, destacó, en lo que atañe al problema ambiental, que una solución viable en zonas saturadas es promover la utilización del gas. La inversión dependerá de la tasa de rentabilidad, sin perjuicio de que se pagará el costo en salud.

El **Honorable Senador señor Pizarro**, en relación con el estudio del año 2013 elaborado por ECONSULT (en el que se muestra una tasa de retorno de 3,6%), preguntó por el modo en que han evolucionado los factores de cálculo a la fecha y su incidencia en el resultado de la investigación. Asimismo, inquirió si este estudio fue solicitado por los agentes del mercado.

Al momento de responder, el **Director de ECONSULT** aclaró que la industria del gas es muy distinta en el mundo, por cuanto existen países productores, otros importadores por mar y otros conectados a redes de gas. Así, es difícil determinar el promedio mundial del flujo negativo. En Chile, donde el gas está llegando a lugares donde no existe una cultura en esta materia, no se sabe cómo puede reaccionar el consumidor, cuando no hay una industria madura sino incipiente. En consecuencia, sería conveniente dejar los espacios para que el mercado regule la rentabilidad. Además, se debe considerar la probabilidad de

ocurrencia de un shock negativo, como sucedió con la crisis de gas argentino, que constituyó un evento inesperado.

El proyecto de ley en discusión, adujo, constituye un avance para la industria, debido a que aclara las reglas de funcionamiento del mercado del gas. Sin embargo, existen riesgos al afectarse dos parámetros que permitieron el desarrollo de la industria. Estos parámetros son la TMCC y la diferencia entre el costo de capital y la tasa máxima, la cual anteriormente era de 5% y ahora es de 3%. Dicho 5% disminuye el riesgo, en términos que se puede alcanzar en promedio la rentabilidad exigida o de equilibrio.

En cuanto al estudio elaborado el año 2013 por la consultora que dirige, indicó que se hizo a requerimiento de la industria para calcular su rentabilidad. Al efecto, se calcularon todas las inversiones realizadas y los retornos en los flujos de caja, lo que permitió determinar la rentabilidad promedio. En lo que respecta al cálculo al año 2016 es posible que éste haya mejorado, deduciéndose que la rentabilidad debió subir. Agregó que si bien todo proyecto tendrá un inicio negativo, es complejo prever los shocks que podrían sufrir la industria o la economía.

El **Secretario Ejecutivo de la CNE** opinó que la señal que ha entregado este proyecto de ley es favorable en materia de inversión. Desde 2015 existen 25 nuevas solicitudes de concesión, mientras que entre los años 2010 y 2013 no hubo y en 2014 se registraron tres de estas solicitudes. En este tipo de negocios, adujo, es necesario asegurar tasas mínimas, motivo por el cual el Ejecutivo repondrá vía indicación la de 6%, contenida en la actual regulación. La TCC para 2014 fue 5,78% y en 2015 de 5,77%, razón por la cual el *spread* se bajó de 5% a 3%. En todo caso, para gatillar más inversiones se pretende contemplar normas como el *spread* transitorio de 5% para inversiones nuevas por quince años. En cuanto a las conversiones, sostuvo que según la SVS se trata de desembolsos que no satisfacen la definición de activos, sino de gasto por un servicio accesorio que puede ser cobrado, independientemente del suministro de gas. Posteriormente, fue partidario de no aludir al promedio de rentabilidad de la industria porque las realidades de las compañías son muy distintas.

Ante una inquietud de la **Honorable Senadora señora Allende** referida a si las 25 nuevas solicitudes de concesión tienen un plazo para materializar las inversiones, el **Secretario Ejecutivo de la CNE** explicó que si bien corresponde a las empresas concretar su plan de inversiones bajo supervisión de la SEC, no existe un plazo para responder a eventuales requerimientos que se les formulen.

El **Ministro de Energía** hizo presente que los indicadores más sustantivos en la materia son los que han informado las propias empresas, respecto de sus planes de inversión para los próximos cinco años. Con todo, actualmente se monitorean proyectos de distribución de gas de cañería.

El **Honorable Senador señor Guillier** estuvo por considerar a propósito de este proyecto de ley el contexto de los avances

significativos que han tenido las ERNC y el aumento del rigor de las normas ambientales. A la luz de tales factores, dijo, debiera existir una política pública para incentivar este tipo de energías.

Consultado por el **Honorable Senador señor García-Huidobro** respecto del fundamento para que el plazo del *spread* sea de quince años, el **Secretario Ejecutivo de la CNE** aclaró que es el tiempo que se estima demora en retornar la inversión tratándose de esta clase de negocios.

Seguidamente, hizo su exposición el **Fiscal Nacional Económico**.

Al comenzar su intervención, el señor Fiscal, luego de comentar que la FNE es experta en libre competencia y no en regulaciones, recordó que hasta ahora el mercado del gas no ha sido revisado exhaustivamente por los órganos de libre competencia. En razón de lo anterior, se abstuvo de aludir al desafío que presenta un cambio regulatorio, para concentrarse en la posible participación de los órganos de libre competencia en la regulación del gas.

La industria del GN, dijo, comprende la producción, importación, transporte, distribución y comercialización de este combustible. La producción nacional sólo se encuentra en la Región de Magallanes, existiendo importación en las demás regiones, con descarga, almacenamiento y regasificación de GNL en los terminales Quintero y Mejillones. El transporte se realiza entre gasoductos y camiones cisterna, mientras la distribución es efectuada por Lipigas (II Región); Metrogas (RM y VI Región); GasValpo y Energas (V Región); GasSur e Intergas (VIII y IX Región) y Gasco Magallanes (XII Región). Tanto en el mercado del GN como en el del GLP, hay relaciones de propiedad entre las distintas empresas que en ellos participan.

La regulación opera cuando hay una falla de mercado, como en los monopolios naturales, *ex ante* y de intervención continua. Los desafíos son poner fin a la captura del regulador, eludible, imperfecta, con objetivos distintos y eces a emular la competencia. Por otra parte, en la competencia los organismos intervienen cuando se afecta o puede afectar la libre competencia en los mercados, funciona *ex post* y caso a caso, y sus desafíos se producen cuando un órgano decisorio puede no comprender bien el mercado, existe imprecisión respecto a lo que se puede hacer o no, y se enfoca en la competencia.

El GN y GLP son funcionalmente bienes sustitutos, pero que, en los hechos, no se comportan como tales, como ocurrió en los años 2009 y 2014. Además, no existen estudios de demanda actualizados. Respecto del *interlocking* entre empresas competidoras, informó que existe un alto nivel de relaciones de propiedad entre las empresas que participan en los mercados de GN y GLP, tanto a nivel vertical como horizontal.

Existe en la actualidad en el mercado de la distribución de gas un “vacío legal”, porque el D.F.L. N° 323 no contiene parámetros técnicos-económicos ni procedimientos que permitan a la autoridad proceder a la fijación tarifaria. El chequeo de rentabilidad sólo se podría regular por disposición legal y no por resolución administrativa. Así, no es posible determinar legalmente la rentabilidad económica de estas empresas.

El actual sistema es de libertad tarifaria, y se encuentra sujeto a una tasa máxima de rentabilidad económica reducida. La aplicación de regulación (procedimiento y metodología de fijación tarifaria), en caso de sobrepasar las rentas que serían propias de un mercado competitivo, establece el mecanismo para determinar la TCC. Además, se fortalece el proceso anual del chequeo de rentabilidad, con un horizonte de tres años móvil. Las empresas tienen derecho a observar o discrepar ante el Panel de Expertos, tanto de las bases del estudio como del informe de la CNE. Desaparece el filtro de condiciones de competencia del TDLC para ingresar a la regulación tarifaria y existe el derecho a consultar al referido Tribunal el término del régimen de fijación tarifaria, en caso que existan condiciones de competencia que garanticen dicho régimen.

La rentabilidad, arguyó, no es *per se* ilícita, sino que es precisamente lo que lleva al empresario a asumir riesgos y emprender. El proyecto de ley no diferencia según los eventuales sustitutos que enfrenta la empresa por condiciones geográficas y el grado de maduración de los mercados.

A juicio del señor Fiscal, es más fácil utilizar sólo la regulación que un sistema híbrido, si bien es acertado involucrar al Panel de Expertos en la determinación de la rentabilidad y no al TDLC. No obstante, previno, el uso de la rentabilidad puede ser un gatillo sensible. Se podría incorporar otro filtro adicional de condiciones de competencia, aunque ello pueda complejizar todavía más el sistema.

El Honorable Senador señor García-Huidobro expresó su preocupación por la conveniencia de reemplazar al TDLC por el Panel de Expertos en el proyecto de ley.

El Director de ECONSULT indicó que un estudio reciente de 2015, sobre sustitución entre GLP, GN y otros combustibles, concluyó que el mercado del gas es competitivo y que una buena medición de rentabilidad, como la que se propone en esta iniciativa legal, con un espacio más amplio para la rentabilidad máxima, sería un buen diseño. Si al final de cierto período la rentabilidad fuere superada, se procede a regular.

Consultado por la **Honorable Senadora señora Allende** en lo que atañe al resultado de las reuniones que sostuvieron funcionarios de la CNE con la comunidad de Magallanes, el **Jefe del Departamento de Hidrocarburos de la CNE** señaló que hubo una buena recepción de la comunidad a los planteamientos del Ejecutivo, en la medida que habrá un proceso de tarificación con reglas claras y alta participación ciudadana. En cuanto al proyecto de ley, se aclaró que se refiere sólo a la

distribución del gas y no a su valor. Además, se anunciaron las indicaciones que se presentarían relativas a Magallanes, que atienden a la realidad regional. Por último, se informó a la comunidad que la mantención y reparación de medidores será de cargo de las empresas y no de los usuarios.

Requerido por la **Honorable Senadora señora Allende** acerca del monto del subsidio considerado para 2017, el **Secretario de Estado** señaló que este aspecto se someterá a consideración del Congreso con ocasión del proyecto de ley de Presupuestos del Sector Público. Para el año 2016 el costo del subsidio alcanzó los US\$96 millones, lo cual –en su opinión- es regresivo y constituye una barrera de entrada para otras energías. No existen incentivos para la eficiencia energética. La idea del Ejecutivo, dijo, es que, utilizando los mismos recursos, este subsidio no sea una barrera a la entrada de otras energías, no sea regresivo e incentive la eficiencia energética.

La **Honorable Senadora señora Allende** advirtió que los criterios señalados por el Secretario de Estado han sido rechazados en otras oportunidades por la comunidad de Magallanes. El **Jefe Ministerial** enfatizó que la fórmula se basa en que la solución debe venir desde y con la comunidad de Magallanes.

Por último, el señor Ministro manifestó la amplia disposición que existe en el Ejecutivo para considerar, en conjunto con los miembros de la Comisión, las alternativas que permitan alcanzar un amplio acuerdo en relación con el contenido de la iniciativa, y que habrán de expresarse en las indicaciones correspondientes.

A continuación, la señora Presidenta declaró cerrado el debate.

- Sometida a votación la idea de legislar en la materia, fue aprobada por la unanimidad de los miembros de la Comisión, Honorables Senadores señora Allende y señores García-Huidobro, García Ruminot, Guillier y Pizarro.

Cabe consignar que el **Honorable Senador señor García-Huidobro**, al momento de fundar su voto, señaló concurrir a la aprobación en general de esta iniciativa de ley, en el entendido que el Ejecutivo ha manifestado su plena disposición a considerar las impugnaciones y planteamientos críticos hechos a su contenido prescriptivo, con miras a la búsqueda de fórmulas normativas que permitan acercar posiciones y alcanzar un entendimiento en los puntos objeto de controversia.

- - -

TEXTO DEL PROYECTO

En concordancia con el acuerdo anteriormente expresado, vuestra Comisión de Minería y Energía recomienda aprobar en

general el proyecto de ley de la Honorable Cámara de Diputados, cuyo texto es el siguiente:

PROYECTO DE LEY:

“Artículo 1°.- Introdúcense en el decreto con fuerza de ley N°323, de 1931, del Ministerio del Interior, ley de Servicios de Gas, las siguientes modificaciones:

1. Modifícase el artículo 1° en el siguiente sentido:

a) Intercálase en el inciso primero, a continuación de la palabra “distribución”, la siguiente frase: “de gas de red concesionada y no concesionada, la comercialización de gas”.”.

b) Elimínase el numeral 2 del inciso segundo.

c) Elimínase del numeral 7 del inciso segundo la frase “y los artefactos de gas licuado”.

d) Elimínase del numeral 8 del inciso segundo la frase “y de gas licuado”.

2. Modifícase el artículo 2° en el siguiente sentido:

a) Sustitúyese en el numeral 1 la oración “gas obtenido del carbón, nafta o coke, propano y butano en fase gaseosa y cualquier otro tipo o mezcla de los anteriores” por la siguiente: “gas licuado de petróleo en fase gaseosa y cualquier otro tipo de fluido gaseoso combustible”.

b) Elimínase en el numeral 2 la expresión “producir,” y reemplázase la frase “suministrar gas” por la oración “comercializar gas por redes concesionadas y no concesionadas”.

c) Incorpórase en el numeral 5, a continuación de las expresiones “servicio público”, la siguiente frase final: “o de una red no concesionada hasta la entrada del medidor, o regulador de servicio, según corresponda”.

d) Incorpórase en el numeral 10, a continuación de la frase “según corresponda”, la expresión “, que sean propiedad del concesionario”.

e) Intercálase en el numeral 12, letra b), entre la palabra “consumos” y la coma la frase “y servicios afines”.

f) Agréganse, a continuación del numeral 15, los siguientes numerales 16 a 24 nuevos:

“16. De acuerdo a su giro y uso del gas, los clientes o consumidores se clasificarán en la siguiente forma:

Cliente o consumidor residencial: cliente o consumidor con suministro de gas de red que lo utiliza para el funcionamiento de equipos de uso doméstico en sus residencias particulares o de uso comunitario.

Cliente o consumidor comercial: consumidor con suministro de gas de red que lo utiliza principalmente para el funcionamiento de oficinas, locales, establecimientos o negocios en que se realizan operaciones comerciales, profesionales o de atención al público, con fines de comercio. Se incluyen aquellos clientes que elaboren productos propios para su venta directa y aquellos que vendan productos por cuenta de terceros.

Cliente o consumidor industrial: consumidor con suministro de gas de red que lo utiliza principalmente para el funcionamiento de equipos destinados a procesos productivos, en empresas o establecimientos en que la distribución de sus productos se realiza primordialmente mediante terceros.

Otros consumidores: consumidor con suministro de gas de red que lo utiliza para fines distintos a los definidos anteriormente.

17. Servicios Afines: los servicios prestados a clientes o consumidores por una empresa de gas, o por un tercero por cuenta de ésta, asociados al servicio de gas, tales como la instalación, intervención y mantenimiento de arranque de medidor y matriz interior, instalación, reparación, mantenimiento, verificación, cambio y arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, término del servicio, envío de boleta o factura a una dirección especial.

18. Comisión: la Comisión Nacional de Energía.

19. Ministerio: el Ministerio de Energía.

20. Panel: Panel de Expertos establecido en el Título VI del decreto con fuerza de ley N°4/20.0018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley General de Servicios Eléctricos, el cual se someterá a dicho cuerpo legal en todo lo que le sea aplicable, en especial respecto a su integración, carácter vinculante de su dictamen, financiamiento y plazos.

21. Empresa transportista: la entidad que presta el servicio de transporte de gas mediante redes de transporte.

22. Empresa distribuidora: la entidad que presta el servicio de gas mediante redes de distribución de gas, con o sin concesión.

23. Empresa comercializadora: la entidad que presta el servicio de gas utilizando exclusivamente redes de transporte o distribución de terceros.

24. Empresa concesionaria o concesionario: entidad que goza de una o más concesiones para prestar el servicio público de distribución de gas de red o de transporte de gas de red, según corresponda.”.

3. Sustitúyese la denominación del Título II por la siguiente: “De las concesiones de servicio público de distribución de gas y de redes de transporte de gas.”.

4. Reemplázase el artículo 3° por el siguiente:

“Artículo 3°. Para establecer, operar y explotar el servicio público de distribución de gas de red, y las redes de transporte de gas de red, las empresas deberán obtener una concesión de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 7°, a quienes se les reconocerán los derechos y se le impondrán las obligaciones señaladas en la presente ley.”.

5. Elimínase el artículo 4°.

6. Reemplázase el artículo 6° por el siguiente:

“Artículo 6°. La solicitud de concesión deberá presentarse a la Superintendencia, con copia al Ministerio, debiendo contener todos los antecedentes y documentos necesarios para su otorgamiento, los que se establecerán mediante un Reglamento.”.

7. Reemplázase el artículo 7° por el siguiente:

“Artículo 7°. Las concesiones de servicio público de distribución de gas de red y las de transporte de gas serán otorgadas mediante decreto supremo del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, previo informe de la Superintendencia.

El decreto que otorgue la concesión deberá publicarse por el concesionario en el Diario Oficial, en el plazo de treinta días corridos contado desde la fecha de su total tramitación y reducirse a escritura pública dentro de los treinta días siguientes a la fecha de su publicación.”.

8. Elimínanse los artículos 8°, 9° y 10.

9. Modifícase el artículo 11 en el siguiente sentido:

a) Sustitúyese el inciso primero por el siguiente:

“Artículo 11. Si un tercero solicitare una concesión de servicio público de distribución de gas en la periferia de una concesión existente y hasta 50 kilómetros de esta periferia, en una región donde la empresa concesionaria no tuviera establecido el servicio de distribución de gas, la Superintendencia notificará a la empresa concesionaria para que en el plazo de veinte días declare si se interesa por establecer dicho servicio de distribución en esa región. Si la empresa concesionaria declarare que se

interesa, deberá proceder, dentro del plazo de noventa días, a la presentación de un plan de inversiones con un cronograma de fechas y montos específicos, como a su vez, de los planes y fecha estimada del inicio de la construcción de las obras, de acuerdo con las disposiciones de esta ley y las disposiciones legales y reglamentarias vigentes. Si así no lo hiciere dentro del plazo recién establecido, la declaración de interés de la empresa concesionaria quedará sin efecto, caso en el cual, el tercero solicitante tendrá el derecho preferente para adjudicarse la concesión en la correspondiente periferia.”.

b) Intercálase en el inciso final, a continuación de la palabra “Empresa” la expresión “concesionaria”.

10. Reemplázase en el artículo 14 la frase “no constituyen monopolio”, por la expresión “no otorgan derechos exclusivos.”.

11. Modifícase el artículo 16 en el siguiente sentido:

a) Sustitúyese, en el inciso primero, la expresión “Empresa” por “empresa concesionaria”.

b) Sustitúyese, en el inciso segundo, la frase “Gobierno, oída la Dirección” por la siguiente: “Ministerio, previo informe de la Superintendencia”.

12. Modifícase el artículo 17 en el siguiente sentido:

a) Sustitúyese en el inciso primero, la expresión “Los concesionarios” por “Las empresas concesionarias”.

b) Incorpórase en el inciso segundo, antes de la conjunción “Si”, la siguiente oración: “Previamente a otorgar o denegar la autorización respectiva, el Alcalde convocará a una audiencia pública del Concejo Municipal para oír a los afectados por las obras en las que se discutirá la pertinencia de ellas.”.

c) Sustitúyese en el inciso segundo la frase “resolverá el Gobierno, oyendo a la Dirección” por la siguiente: “la empresa concesionaria podrá recurrir a la Superintendencia para que resuelva.”.

d) Sustitúyese en el inciso final la frase inicial “Siempre que los concesionarios presenten a la Dirección” por la siguiente: “Las empresas concesionarias que presenten a la Superintendencia”.

13. Modifícase el artículo 18 en el siguiente sentido:

a) Intercálase, en el inciso primero, a continuación de la expresión “Ministerio de Energía”, la siguiente frase “, bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”.”.

b) Modifícase el inciso segundo en el siguiente sentido:

i. Sustitúyese las expresiones “Corte de Apelaciones” y “Corte” por la palabra “Superintendencia”.

ii. Elimínase la palabra “respectiva”.

iii. Reemplázase la expresión “concesión” por “empresa concesionaria”.

iv. Agrégase entre la expresión “caso fortuito” y el punto seguido la frase “dentro de los noventa días corridos siguientes de transcurridos dichos plazos.”.

v. Sustitúyese la expresión “Presidente de la República” por la siguiente frase “Ministro de Energía mediante decreto supremo expedido “por orden del Presidente de la República”.”.

c) Agrégase en el inciso tercero, a continuación de su punto final, la siguiente oración: “El costo de los retiros que afectaren bienes de uso público será de cargo del exconcesionario.”.

d) Modifícase el inciso final en el siguiente sentido:

i. Sustitúyese la expresión “Presidente de la República” por “Ministro de Energía”.

ii. Intercálase entre la preposición “a” y la frase “los artículos 20” la frase “lo dispuesto en”.

14. En el artículo 19, inciso primero:

a) Intercálase entre las expresiones “la condición de que el” y “Presidente de la República” la frase “Ministro de Energía bajo la fórmula por orden del”.

b) Intercálase entre la expresión “los artículos” y el número “46” el número “24”, seguido de una coma.

15. En el artículo 21, inciso segundo:

a) Sustitúyese la expresión “el concesionario” por la expresión “la empresa concesionaria”.

b) Sustitúyese la expresión “al nuevo concesionario” por la expresión “a la nueva empresa concesionaria”.

16. Sustitúyese en el artículo 22, inciso segundo, letra b), la palabra “concesionario” por la frase “empresa concesionaria”.

17. Reemplázase el artículo 23 por el siguiente:

“Artículo 23. Las empresas concesionarias estarán obligadas a prestar el servicio de gas para luz, fuerza, calefacción o cualesquiera otros fines, a quien lo solicite dentro de las zonas de servicio de su concesión, siempre que se trate de consumos compatibles con la capacidad y seguridad de sus instalaciones.

Las empresas concesionarias no podrán exigir al interesado en la prestación del servicio ningún pago o garantía para realizar la conexión desde la matriz de distribución hasta la línea oficial de la propiedad del consumidor, siempre que exista matriz de gas frente al predio del interesado, salvo en los casos a que se refiere el artículo 26. Si no existiere una matriz frente al predio, la solicitud de matriz se tratará como lo indica el artículo 25.

En caso de negativa de la empresa concesionaria a suministrar un servicio, el interesado podrá recurrir a la Superintendencia, la que, previa audiencia de la empresa, resolverá si ésta debe o no suministrar el servicio, en conformidad con las disposiciones de la presente ley y de la ley N°18.410.

Las empresas distribuidoras de gas y las empresas comercializadoras estarán obligadas a proporcionar a los clientes o consumidores la información relativa a las condiciones de prestación de sus servicios y la información generada por la prestación de éstos, conforme a lo establecido en el Reglamento.”.

18. Reemplázase el artículo 24 por el siguiente:

“Artículo 24. Son zonas de servicio para los efectos del artículo anterior:

1) Las calles, plazas y caminos donde ya tengan red de distribución las empresas concesionarias existentes, zona que se identificará en el plano de la ciudad respectiva y que se protocolizará al ratificarse la concesión.

2) La zona que se identificará en el plano de la ciudad respectiva y que se protocolizará al otorgar la concesión a una nueva empresa y que abarque la zona que ésta planifique cubrir con su red de distribución.

Las zonas de servicio a que se refieren los números 1 y 2 podrán ser modificadas cada cuatro años por el estudio cuatrienal señalado en el artículo 33. Sin perjuicio de lo anterior, se entenderá que es parte de la zona de servicio de la empresa concesionaria aquella en la que ésta extiende sus redes de distribución.

En el caso de las empresas concesionarias sujetas a fijación tarifaria, esta modificación sólo procederá durante el proceso de fijación tarifaria al momento de definirse el plan de expansión de

la empresa. En dicho caso, las redes proyectadas se considerarán parte de la zona de servicio desde el momento en que debiesen entrar en operación de acuerdo al cronograma establecido por el respectivo decreto tarifario, independientemente del avance físico de las obras, iniciándose desde ese momento la obligación de servicio del concesionario en el respectivo sector.

La Superintendencia podrá ordenar al concesionario la realización de las obras proyectadas según el cronograma predefinido por el respectivo decreto tarifario en caso que éstas no entren en operación en la fecha correspondiente.

Si vencido el plazo otorgado por la Superintendencia para realizar las obras asociadas a la zona de servicio, incluyendo las eventuales prórrogas por caso fortuito o fuerza mayor, el concesionario niega el servicio a algún interesado, el Ministerio podrá solicitar a la Superintendencia que declare el incumplimiento grave de las obligaciones de la concesión, aplicándose lo dispuesto en el artículo 18.”.

19. Modifícase el artículo 25 en el siguiente sentido:

a) Sustitúyese en el inciso primero el vocablo “Empresas” por la expresión “empresas concesionarias”.

b) Elimínase el inciso segundo.

20. Modifícase el artículo 26 en el siguiente sentido:

a) Sustitúyese en los incisos primero, segundo y final la expresión “Empresa” por “empresa distribuidora”.

b) Sustitúyese en el inciso segundo la expresión “apelar” por “reclamar”.

21. Sustitúyese en el artículo 27, inciso primero, la expresión “Empresa” por “empresa distribuidora” y la expresión “de vida o propiedades” por “para las personas o cosas”.

22. Reemplázase el artículo 28 por el siguiente:

“Artículo 28. Las empresas de gas deberán revisar las instalaciones de gas previo a otorgar el suministro, así como en cualquier momento a requerimiento de la Superintendencia. Sin perjuicio de lo anterior, por su propia iniciativa o a petición de un consumidor o cliente, las empresas de gas podrán revisar las instalaciones de gas para comprobar su estado, lo que en este último caso será de cargo del solicitante. En caso de encontrarse alguna falta o defecto en éstas la empresa de gas deberá adoptar las medidas urgentes, tales como la desconexión de los servicios cuando haya peligro para las personas o cosas, sin perjuicio de las demás medidas provisionales que ordene la Superintendencia.

Los empalmes, cualesquiera sean sus propietarios, forman parte de la red de distribución de gas y, por lo tanto, será responsabilidad de la empresa distribuidora mantenerlos en buen estado y en condiciones de evitar peligros para las personas o cosas o interrupciones del servicio. Para ello deberá revisarlos periódicamente y repararlos cuando sea necesario.

Toda acción ejecutada en cumplimiento de la obligación de mantenimiento de los empalmes, ya sea de revisión o reparación, será de cargo exclusivo de la empresa distribuidora, salvo cuando demuestre que la destrucción o daño fue originada por culpa o dolo del consumidor o de terceros. Asimismo, será de su cargo cuando el deterioro en las instalaciones sea consecuencia del desgaste natural que provoca el uso regular del empalme.”.

23. Sustitúyese el artículo 29 por el siguiente:

“Artículo 29. La verificación y recepción o revisión de una instalación hará responsable a la empresa de gas por los accidentes que puedan ocurrir, de acuerdo a las normas legales generales que le sean aplicables.”.

24. Sustitúyese el artículo 30 por el siguiente:

“Artículo 30. Toda empresa de gas podrá determinar libremente el precio del servicio de transporte o servicio de gas que realice a clientes o consumidores, o entre sí, y los precios de los servicios afines que correspondan.

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 suministro 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.

Se entenderá por esquema tarifario el listado de servicios, condiciones, vigencia y precios aplicables por la empresa distribuidora al cliente final.

En todo caso, cada vez que una empresa distribuidora modifique el precio a cliente final del servicio de gas o servicios afines, deberá informarlo a la Superintendencia con la anticipación y en la forma que determine el reglamento. Asimismo, deberá publicarlo previamente en sus sitios electrónicos y por una vez al menos en un diario de amplia circulación en las zonas que presta servicio u en otros medios similares disponibles, y notificar a los clientes o consumidores en la boleta o factura de cobro, de acuerdo a la forma que establezca el reglamento.”.

25. Intercálase, a continuación del artículo 30, el siguiente artículo 30 bis:

“Artículo 30 bis. No obstante lo señalado en el artículo anterior, las empresas concesionarias estarán sujetas a una tasa de rentabilidad económica máxima para una determinada zona de concesión equivalente a tres puntos porcentuales sobre la tasa de costo de capital definida en el artículo 32. Esta tasa de rentabilidad se calculará como el promedio simple de las rentabilidades anuales obtenidas en los últimos tres años.

La Comisión deberá efectuar anualmente un chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias por zonas de concesión a objeto de determinar si exceden el límite máximo de rentabilidad señalado en el inciso anterior.

La metodología y procedimiento para realizar el chequeo de la rentabilidad económica de las empresas concesionarias se efectuará en conformidad a lo dispuesto en los artículos 33, 33 bis y 33 ter.

En todo caso, este chequeo de rentabilidad deberá tener en especial consideración la identificación y justificación de costos de explotación y de inversión radicados contablemente en una empresa concesionaria que pudieran calificarse técnica y objetivamente como ineficientes, sin causa de negocio o encaminados a abultar artificialmente dichas partidas contables en una determinada zona de concesión. Lo anterior, siempre de acuerdo a los criterios, normas, procedimientos y estudios establecidos en el artículo 33 de este cuerpo legal.”.

26. Reemplázase el artículo 31 por el siguiente:

“Artículo 31. En caso que, de conformidad a los resultados del Informe Definitivo de Rentabilidad Anual a que hace referencia el artículo 33 quáter, la rentabilidad económica promedio de los últimos tres años de una empresa concesionaria en una determinada zona de concesión exceda la tasa máxima señalada en el artículo anterior, la Comisión deberá dar inicio, en el plazo señalado en el artículo 40-K, al proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicables a los consumidores o clientes de dicha empresa en una determinada zona de concesión señalados en el artículo 39.

Asimismo, a partir de la fecha de la resolución que apruebe el Informe Definitivo de Rentabilidad Anual en que se constate el exceso de la rentabilidad económica sobre la máxima permitida por parte de una empresa concesionaria, se prohibirán por el sólo ministerio de la ley los aumentos de los precios del servicio de gas y servicios afines de dicha empresa en una determinada zona de concesión hasta la entrada en vigencia del respectivo decreto tarifario, los cuales se indexarán durante dicho período conforme a la variación mensual del índice de precios al consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas.

Sin perjuicio de lo establecido en los incisos anteriores, en caso que la rentabilidad económica de una empresa concesionaria exceda en hasta cero coma dos puntos porcentuales la tasa máxima permitida a que hacer referencia el artículo 30 bis, dicha empresa podrá mantenerse en un régimen de libertad tarifaria, siempre y cuando realice las devoluciones a las que se refiere el artículo 31 bis aumentadas en un cincuenta por ciento, en el plazo que determine el reglamento.

La empresa concesionaria sujeta a fijación de tarifas podrá solicitar al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, en conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 31 del decreto con fuerza de ley N°1, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto ley N°211, de 1973, el término del régimen de fijación tarifaria. En el caso que este tribunal considere que las condiciones o regulaciones del mercado son suficientes para restituir el régimen establecido en los artículos 30 y 30 bis de libertad de precios, podrá ordenar al Ministerio poner término al régimen de fijación tarifaria una vez finalizado el período de vigencia del decreto tarifario respectivo.

La resolución que ponga término al régimen de fijación tarifaria podrá establecer además medidas preventivas, correctivas o prohibitivas que tengan por objeto asegurar condiciones de competencia en el o los mercados de que se trate, las que se aplicarán en la oportunidad que determine el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia. En contra de esta resolución podrá deducirse el recurso de reclamación a que se refiere el artículo 27 del decreto con fuerza de ley N°1, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, ya indicado, el que deberá ser fundado y podrá ser interpuesto por cualquiera de los intervinientes en el proceso.”.

27. Intercálase, a continuación del artículo 31, el siguiente artículo 31 bis:

“Artículo 31 bis. 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 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.

El monto de la devolución será establecido por la Comisión mediante resolución exenta, correspondiéndole a la Superintendencia instruir las normas para la debida reliquidación.”.

28. Reemplázase el artículo 32 por el siguiente:

“Artículo 32. La tasa de costo anual de capital que deberá utilizarse para los fines establecidos en esta ley será calculada por la Comisión cada cuatro años. Para determinar esta tasa deberá considerarse el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, y el premio por riesgo de mercado.

El riesgo sistemático señalado se define como un valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución de gas con respecto a las fluctuaciones del mercado.

La tasa de rentabilidad libre de riesgo corresponderá a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. El tipo de instrumento y su plazo deberán considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años a partir de la fecha de referencia para el chequeo de rentabilidad señalado en el artículo 30 bis o del estudio de costos mencionado en el artículo 40-N, según corresponda, así como su consistencia con el horizonte de planificación de la empresa eficiente. El período considerado para establecer el promedio corresponderá a un mes y se contabilizará a partir del primer día del mes calendario anterior al de la fecha de referencia del chequeo de rentabilidad o de la fecha a la cual deben ser actualizados los valores del estudio de costos en el caso de las empresas concesionarias sujetas a fijación de tarifas de acuerdo al Párrafo 3 del Título V.

El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida en este artículo.

La información nacional o internacional que se utilice para el cálculo del valor del riesgo sistemático y del premio por riesgo deberá permitir la obtención de estimaciones confiables desde el punto de vista estadístico.

De este modo, la tasa de costo de capital será la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático.

Antes de nueve meses del término de vigencia de la tasa de costo de capital, la Comisión deberá licitar en conformidad a las normas de compras públicas un estudio que defina la metodología de cálculo de dicha tasa y los valores de sus componentes, conforme a lo señalado en los incisos anteriores.

Dentro de los quince días hábiles siguientes de finalizado dicho estudio, la Comisión emitirá un informe técnico preliminar con la tasa de costo de capital, el cual podrá ser observado por las empresas concesionarias y por las asociaciones de consumidores a que se refiere la ley N°19.496 dentro de los diez días hábiles siguientes al de su notificación. Vencido el plazo anterior, la Comisión dispondrá de quince días hábiles para emitir un informe definitivo con la tasa de costo de capital para el cuatrienio siguiente.

En caso de subsistir discrepancias relativas al valor de dicha tasa, las empresas concesionarias y las asociaciones de consumidores a que se refiere la ley N°19.496 dispondrán de diez días hábiles para presentarlas ante el Panel, el cual deberá emitir su dictamen dentro del plazo de treinta días hábiles, contado desde la presentación de la o las discrepancias.

Si no se presentaren discrepancias o emitido el dictamen del Panel, en su caso, la Comisión deberá, antes del 31 de diciembre, mediante resolución exenta, fijar la tasa de costo de capital aplicable para determinar la rentabilidad económica máxima señalada en el artículo 30 bis para el cuatrienio siguiente y para utilizar en el proceso de fijación de tarifas regulado en los artículos 38 y siguientes. Dicha tasa se actualizará anualmente únicamente respecto a la tasa libre de riesgo de conformidad al instrumento del Banco Central de Chile o de la Tesorería General de la República definido en la resolución anteriormente indicada.”.

29. Reemplázase el artículo 33 por el siguiente:

“Artículo 33. Para los efectos de la aplicación de lo señalado en el artículo 30 bis y 31, la tasa de rentabilidad económica anual de una empresa concesionaria será determinada como aquella tasa de actualización que permite un flujo neto igual a cero a los bienes de propiedad de la empresa concesionaria en una determinada zona de concesión que sean necesarios para prestar el servicio público de distribución incluyendo los servicios afines que correspondan.

El flujo neto corresponderá a la diferencia entre los ingresos anuales de explotación y la suma de los costos anuales de explotación, de inversión y los impuestos a las utilidades. Para los efectos de este artículo deberán considerarse los costos de explotación y de inversión de la empresa real corregida de acuerdo a criterios de eficiencia y estándares similares aplicables a otras empresas de servicio público.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, la Comisión establecerá por resolución exenta la parte de los bienes de la empresa concesionaria por zona de concesión que serán considerados para el chequeo de rentabilidad para el siguiente cuatrienio. Al referido listado se deberán incorporar aquellas instalaciones en redes de distribución efectivamente realizadas durante el cuatrienio en curso y que se encuentren contempladas en el plan de expansión presentado por la empresa y aprobado por la Comisión en el estudio cuatrienal usando criterios de eficiencia. Adicionalmente, cada año, se podrán incorporar a esta lista las

instalaciones en redes de distribución efectivamente ejecutadas por la empresa concesionaria dentro de su zona de concesión siempre que sean consideradas eficientes para la prestación del servicio.

Sin perjuicio de lo anterior, aquellas nuevas instalaciones en redes de distribución reconocidas como eficientes en el estudio cuatrienal permanecerán en esta categoría, al menos, en los siguientes dos estudios cuatrienales a que hace referencia este artículo.

La determinación de la parte de los bienes de la empresa concesionaria que serán considerados eficientes para efectos del chequeo de rentabilidad por zona de concesión, el plan de expansión eficiente en redes de distribución y la definición de los criterios mínimos de eficiencia que se utilizarán para la depuración de los costos de explotación de la empresa concesionaria se realizarán a partir de un estudio encargado por la Comisión de acuerdo al procedimiento establecido en el artículo 33 bis. En caso que una empresa concesionaria nueva comience sus operaciones durante el cuatrienio respectivo, la Comisión por resolución exenta establecerá los bienes eficientes, el plan de expansión eficiente en redes de distribución y los criterios de depuración de los costos de explotación definidos en el estudio cuatrienal, previo que sean aplicables a dicha empresa concesionaria para su chequeo de rentabilidad por zona de concesión, los que en todo caso regirán hasta el siguiente estudio cuatrienal.

Los costos de explotación se definirán como la suma de los costos de operación, mantención y generales, el valor del gas requerido para todos los suministros efectuados mediante las instalaciones de distribución, y todos aquellos costos asociados al servicio público de distribución de gas de la empresa concesionaria que no sean costos de inversión e impuestos a las utilidades.

Los gastos de comercialización eficientes de la empresa concesionaria asociados a la captación y conexión de nuevos clientes podrán ser considerados como gastos amortizables en cinco años.

Los costos de inversión a considerar en el cálculo se determinarán en base a la transformación del Valor Nuevo de Reemplazo de los bienes de la empresa concesionaria en costos anuales de inversión de igual monto, considerando para ello su vida útil económica, valor residual igual a cero y una tasa de actualización igual a la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria.

Para los efectos de esta ley se entiende por Valor Nuevo de Reemplazo o VNR al costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a prestar el servicio de gas en la respectiva zona de servicio, incluyendo los intereses intercalarios, los derechos, los gastos y las indemnizaciones efectivamente pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación.

Los derechos considerados en el inciso anterior serán valorizados a costo histórico y entre ellos no se podrán incluir los que

haya concedido el Estado a título gratuito, los pagos realizados en el caso de concesiones obtenidas mediante licitación y, en general, todo pago realizado para adquirir una concesión a título oneroso.

En la determinación del VNR, los bienes intangibles corresponderán a los gastos de organización de la empresa y no podrán ser superiores al dos por ciento del valor de los bienes físicos. A su vez, el capital de explotación será considerado igual a un doceavo de los ingresos de explotación.

El valor del gas que se incluya en los costos de explotación deberá calcularse en el o los puntos de conexión entre las instalaciones de producción o transporte, según corresponda, y las instalaciones de distribución de la zona de concesión, salvo que la producción sea realizada por la propia empresa concesionaria, en cuyo caso los costos de producción serán incluidos en los demás costos de explotación e inversión. El costo del gas en cada punto de conexión corresponderá al mejor precio de compra en el punto por parte de la empresa concesionaria o en algún punto anterior, incluyendo en este caso el transporte hasta el punto de conexión.

Para estos efectos se considerarán los contratos de compra o transporte de la propia empresa concesionaria, salvo que se considere que éstos no reflejan una gestión de compra o producción económicamente eficiente, de acuerdo a las condiciones de mercado, en especial aquellas vigentes al momento de la suscripción de dichos contratos. En caso que una empresa concesionaria considere que su gestión de compra es más eficiente que las condiciones de mercado, podrá solicitar fundadamente a la Comisión que se valore el costo del gas al precio correspondiente a las condiciones eficientes de mercado.

Sólo para los efectos de este artículo, los impuestos a las utilidades se calcularán considerando la tasa general del impuesto de Primera Categoría de la ley sobre Impuesto a la Renta vigente en el período respectivo y una base igual a la diferencia entre los ingresos de explotación anual y la suma de los costos de explotación y de la depreciación del período. La depreciación a considerar se calculará linealmente sobre la base de la vida útil contable de los bienes de la empresa concesionaria.

Las pérdidas contables en años anteriores, los gastos financieros y las amortizaciones no deberán ser considerados en los costos de explotación, como tampoco para determinar los impuestos a pagar.

Todos los antecedentes de ingresos, inversiones y costos que se utilicen en los cálculos que se señalan en este artículo deberán estar expresados en moneda de igual fecha.”.

30. Intercálase, a continuación del artículo 33, los siguientes artículos 33 bis, 33 ter y 33 quáter:

“Artículo 33 bis. En el mismo plazo señalado en el inciso séptimo del artículo 32, la Comisión deberá licitar el estudio cuatrienal al que se refiere el artículo anterior.

Dentro de los quince días hábiles siguientes de finalizado dicho estudio, la Comisión emitirá un informe técnico preliminar con los bienes de la empresa concesionaria que serán considerados eficientes para efectos del chequeo de rentabilidad por zona de concesión, el plan de expansión eficiente en redes de distribución y la definición de los criterios mínimos de eficiencia que se utilizarán para la depuración de los costos de explotación de la empresa concesionaria, el que podrá ser observado por las empresas concesionarias y por las asociaciones de consumidores a que se refiere la ley N°19.496 dentro de los diez días hábiles siguientes al de su notificación. Vencido el plazo anterior, la Comisión dispondrá de quince días hábiles para emitir su Informe Definitivo.

En caso de subsistir discrepancias relativas a la determinación de los bienes de la empresa concesionaria que serán considerados en el chequeo de rentabilidad por zona de concesión, el plan de expansión eficiente en redes de distribución y los criterios mínimos de eficiencia que se utilizarán para la depuración de los costos de explotación de dicha empresa anualmente en dicho chequeo, las empresas concesionarias y las asociaciones de consumidores a que se refiere la ley N°19.496 dispondrán de diez días hábiles para presentarlas ante el Panel, el cual deberá emitir su dictamen dentro del plazo de treinta días hábiles contados desde la presentación de la o las discrepancias.

Si no se presentaren discrepancias o emitido el dictamen del Panel, en su caso, la Comisión deberá, antes del 31 de diciembre, mediante resolución exenta, fijar los bienes de la empresa concesionaria que serán considerados en el chequeo de rentabilidad por zona de concesión, el plan de expansión eficiente en redes de distribución y los criterios mínimos de eficiencia que se utilizarán para la depuración de los costos de explotación de dicha empresa para el cuadrienio siguiente.

Artículo 33 ter. Las empresas concesionarias, antes del 30 de abril de cada año, deberán informar a la Comisión sus costos e ingresos de explotación correspondientes a la actividad de distribución de gas de red y los VNR de las instalaciones de distribución de su propiedad del año calendario anterior en conformidad a un Sistema de Contabilidad Regulatoria que la Comisión establecerá al efecto, el que podrá requerir también antecedentes de costos e ingresos de otras actividades económicas realizadas por las empresas concesionarias. Asimismo, y en la misma oportunidad señalada precedentemente, las empresas concesionarias deberán presentar a la Comisión sus contratos vigentes de suministro y transporte de gas, y todo otro antecedente que le solicite la Comisión para los efectos del chequeo de rentabilidad económica por zona de concesión señalado en el artículo 30 bis.

La Comisión deberá revisar, verificar y, en su caso, corregir la información entregada por las empresas concesionarias de

acuerdo a los principios enunciados en el artículo 33 para la elaboración del Informe de Rentabilidad a que hace referencia el artículo siguiente.

Artículo 33 quáter. Antes del 15 de agosto de cada año, la Comisión deberá emitir un Informe Preliminar de Rentabilidad de las empresas concesionarias en sus respectivas zonas de concesión. A partir de la fecha de recepción de dicho informe, las empresas y las asociaciones de consumidores a que se refiere la ley N°19.496 dispondrán de quince días hábiles para presentar sus observaciones a la Comisión. Vencido el plazo anterior, la Comisión deberá emitir su Informe Definitivo de Rentabilidad dentro de los quince días hábiles siguientes.

En caso de subsistir las diferencias o discrepancias, dentro de los diez días hábiles siguientes a la comunicación del Informe Definitivo de Rentabilidad, las empresas concesionarias podrán recurrir al Panel, el cual deberá emitir su dictamen dentro del plazo de veinte días hábiles contado desde la presentación de la o las discrepancias.

Vencido el plazo para formular discrepancias o una vez resueltas éstas por el Panel, la Comisión deberá emitir antes del 31 de diciembre de cada año, mediante resolución exenta, su Informe Definitivo de Rentabilidad Anual de las empresas concesionarias de distribución de gas de red, el cual deberá incorporar lo resuelto por el Panel si correspondiere.”.

31. Reemplázase el artículo 34 por el siguiente:

“Artículo 34. No será aplicable lo señalado en los artículos 30, 31 y 39 al servicio de gas y servicios afines que las empresas distribuidoras de gas de la XII Región de Magallanes y de la Antártica Chilena efectúen a sus consumidores o clientes, sea que operen con o sin concesión.

Las fórmulas tarifarias para el servicio de gas y servicios afines indicados en el inciso anterior se determinarán de acuerdo a los mismos procedimientos que se establecen para las empresas concesionarias que queden sujetas a fijación de tarifas, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 31.

Sin perjuicio de lo anterior, para las empresas que operen sin concesión y cuyo número total de clientes con servicio de gas sea inferior al 1 por ciento de los clientes de la mayor empresa concesionaria de la XII Región de Magallanes y la Antártica Chilena, las fórmulas tarifarias aplicables al servicio de gas y servicios afines serán las que se establezcan en el decreto supremo al que se refiere el artículo 40-R para el mayor concesionario de dicha región, como consecuencia del procedimiento contemplado en los artículos 38 y siguientes.”.

32. Sustitúyese el artículo 35 por el siguiente:

“Artículo 35. Cuando el suministro del gas natural comprimido provenga de una empresa distribuidora de gas natural por red que esté sujeta a fijación de precios de acuerdo a los artículos 31 o 34, el

impuesto específico a los combustibles será constante e igual a la base de dicho impuesto definido en la ley N°20.765.”.

33. Modifícase el artículo 36 en el siguiente sentido:

a) Reemplázase el inciso primero por el siguiente:

“Artículo 36. La facturación de los consumos y de los demás servicios de gas y servicios afines podrá ser efectuada por la empresa concesionaria mensualmente o cada dos meses. En la boleta de cobro se deberá especificar en forma separada los distintos cargos que tenga la tarifa indicando claramente los cargos que corresponden al servicio de gas, servicios afines y cualquier otro servicio que preste la empresa concesionaria.”.

b) Intercálase el siguiente inciso segundo nuevo, pasando los actuales incisos segundo, tercero, cuarto, quinto y sexto a ser, tercero, cuarto, quinto, sexto y séptimo, respectivamente:

“Sin perjuicio de lo señalado en el inciso anterior, las empresas concesionarias podrán convenir con sus clientes o consumidores servicio de prepago de suministro de gas.”.

c) Intercálase en el inciso segundo, que ha pasado a ser tercero, entre las expresiones “servicios de gas” y “por ella efectuados”, la expresión “y servicios afines”.

d) Intercálase en el inciso tercero, que ha pasado a ser cuarto, entre la frase “del servicio de gas” y la expresión “para con la empresa”, la expresión “y de los servicios afines”.

34. Sustitúyese la denominación del párrafo 3 contenido en el Título V, “De los suministros al Fisco” por el siguiente: “Del procedimiento de fijación de tarifas”.

35. Agréganse los siguientes artículos 38 a 40, nuevos:

“Artículo 38. Las tarifas que se fijen para el servicio de gas y los servicios afines, de conformidad al artículo 31, tendrán el carácter de precios garantizados, no pudiendo discriminarse entre consumidores o clientes de una misma categoría o sector tarifario en su aplicación. Estos consumidores o clientes, de acuerdo a lo establecido en el artículo 39, tendrán derecho a recibir los tipos de servicios de gas por parte de la empresa concesionaria según las condiciones de calidad y precio establecidas para cada uno de ellos en el decreto respectivo, sin perjuicio de lo dispuesto en la presente ley y el reglamento.

La empresa concesionaria sujeta a fijación de precios podrá proponer a la Comisión distintos tipos de servicios para tarifas garantizadas, dentro del respectivo proceso de fijación de tarifas.

La estructura, nivel y mecanismo de indexación de las tarifas serán establecidos cada cuatro años por la Comisión de acuerdo con los procedimientos que se establecen más adelante, fijados mediante decreto supremo del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República.”.

Artículo 39. Están sujetos a tarifa garantizada todos los consumidores o clientes finales que consuman gas para uso residencial o comercial, así como los demás clientes cuyo consumo mensual de gas sea igual o inferior a 5.000 gigajoules. Este límite de consumo no se aplicará a la Región de Magallanes y Antártica Chilena.

Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria podrá ofrecer a estos consumidores y clientes finales servicios distintos de los contenidos en el decreto tarifario respectivo. En todo caso, estos servicios y sus precios deberán cumplir con las condiciones señaladas en los incisos segundo y tercero del artículo 30 y sus condiciones de aplicación serán definidas en el reglamento respectivo.

Adicionalmente, los consumidores que no sean residenciales o comerciales con consumos mensuales de gas entre 2.000 y 5.000 gigajoules tendrán derecho a optar por un régimen de precio libre, por un período de cuatro años de permanencia. El cambio a un régimen de libertad de precios deberá ser comunicado a la empresa concesionaria con una antelación de seis meses.

Artículo 40. Para efectos de la fijación de las tarifas, la empresa concesionaria respectiva deberá proporcionar toda la información necesaria y pertinente que le solicite la Comisión.

36. Intercálanse los siguientes artículos 40-A a 40-S, nuevos:

“Artículo 40-A. Las tarifas del servicio de gas se obtendrán a partir de la suma del valor del gas al ingreso del sistema de distribución, en adelante e indistintamente “VGISD”, y el valor agregado de distribución, en adelante e indistintamente “VAD”.

Artículo 40-B. El VGISD se compone del precio de compra o de producción del gas, más el valor del transporte hasta las instalaciones de distribución, si éste no estuviere incluido en el contrato de suministro de gas.

La metodología para establecer el cálculo del VGISD se detallará en las bases técnicas a que hace referencia el artículo 40-M, el que deberá reflejar los precios y condiciones de reajustabilidad de los contratos de compra del gas celebrados por la empresa concesionaria, salvo que se considere que éstos no reflejan una gestión de compra o producción económicamente eficiente, de acuerdo a las condiciones de mercado vigente al momento de la suscripción de dichos contratos.

Para la determinación del valor de transporte, se podrá considerar la tarifa que la empresa concesionaria de distribución pague por el servicio de transporte de gas, salvo que se considere que éstos no reflejan una gestión de transporte económicamente eficiente. En este caso se considerará el precio promedio que grandes consumidores paguen por dicho servicio u otros antecedentes que fehacientemente reflejen el costo del transporte de gas.

En caso que una empresa concesionaria considere que su gestión de compra es más eficiente que las condiciones de mercado, podrá solicitar fundadamente a la Comisión que se valore el gas al precio correspondiente a la gestión eficiente de acuerdo a las condiciones de mercado. El VGISD será calculado por la empresa consultora establecida en el artículo 40-J.

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 del servicio respectivo.

La metodología de cálculo del VAD será detallada en las bases técnicas y administrativas por la Comisión, 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 capital asociados a la atención de la demanda prevista en la zona de servicio 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, realiza las inversiones necesarias para proveer a todos los clientes regulados o 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 servicio, 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. En todo caso, aquellas nuevas instalaciones en redes de distribución que sean incorporadas producto de un plan de expansión eficiente serán reconocidas para efectos de determinar el costo total de largo plazo de, al menos, los siguientes dos períodos tarifarios.

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 a la variación que experimente el índice de precios al consumidor.

Artículo 40-D. Si por razones de indivisibilidad o uso conjunto de recursos, la empresa eficiente proveyere, además del servicio de gas y servicios afines, servicios no sujetos a fijación de precios, se deberá considerar sólo una fracción de los costos totales de largo plazo correspondientes, a efectos del cálculo de las tarifas de los servicios sujetos a fijación de precios a las que se refiere el artículo 40-H. Dicha fracción se determinará en concordancia con la proporción en que sean utilizados los recursos de la empresa eficiente por los servicios sujetos a fijación de precios y por aquellos no sujetos a fijación. Para efectos de lo señalado en este inciso, en la modelación de la empresa eficiente se deberán considerar, al menos, los servicios no sujetos a fijación de precios provistos por la empresa concesionaria.

De similar forma, en caso que recursos indivisibles sean compartidos entre el servicio de gas y los servicios afines, los costos de dichos recursos deberán repartirse entre los servicios indicados de acuerdo a la proporción en que sean utilizados por los mismos.

En caso que en la prestación de un servicio sujeto a fijación tarifaria se empleen activos que sean también considerados en la fijación tarifaria de otro servicio sujeto a regulación de precios, en el dimensionamiento de la empresa eficiente sólo se contabilizará la proporción de los mismos que corresponda al servicio sujeto a fijación tarifaria.

El mismo criterio se aplicará en la determinación de los costos de operación y mantenimiento, en caso que la empresa sujeta a regulación tarifaria ejecute directamente o mediante la subcontratación con terceros actividades conjuntas, tales como lectura de medidores, facturación o procesamiento de datos, que sean también requeridas para la prestación de otros servicios públicos regulados.

Para estos efectos, la Comisión podrá solicitar de los organismos que participan en los procesos de fijación tarifaria de otros servicios regulados, la información relevante.

Artículo 40-E. Del valor de los costos de inversión de la empresa eficiente deberá descontarse finalmente la proporción del VNR correspondiente a las instalaciones aportadas por terceros en la respectiva zona de servicio. Dicho descuento deberá realizarse durante el tiempo de vida útil de las instalaciones aportadas por terceros que fije la Superintendencia, o hasta que la empresa concesionaria haya informado su total reposición en la forma y plazo que establezca la misma.

El VNR será calculado conjuntamente con el estudio de costos indicado en el artículo 40-N.

Artículo 40-F. La tasa de costo anual de capital aplicable a la empresa eficiente será calculada por la Comisión de acuerdo a la metodología establecida en el artículo 32º y sobre la base del último estudio efectuado antes del proceso tarifario respectivo a que se refiere el precitado artículo.

La tasa de costo de capital será utilizada como factor de actualización para todas las componentes del VAD y de los servicios afines, así como para la recaudación de la empresa eficiente.

Artículo 40-G. A efectos de calcular el valor del costo total de largo plazo, se considerarán los costos de inversión y de explotación, el valor remanente de las inversiones y los impuestos a las utilidades. Los costos de explotación correspondientes a la empresa eficiente se definirán como la suma de los costos de operación, mantenimiento y todos aquellos directamente asociados a la prestación de los servicios, que no sean costos de inversión. Los gastos financieros y amortizaciones no deberán ser considerados en los costos de explotación. El valor remanente de las inversiones se determinará a partir de la depreciación y la vida útil de los activos.

Artículo 40-H. Las tarifas corresponderán a aquellas que, aplicadas a las demandas previstas para el horizonte de planificación de la empresa eficiente, generen una recaudación actualizada equivalente al costo total de largo plazo respectivo, permitiendo así el autofinanciamiento.

En todo caso, en el decreto tarifario se podrá establecer diferentes sectores tarifarios dentro de una misma zona de distribución relevante, así como categorías de clientes o tipos de servicio, cada uno con distintas tarifas de VAD y de servicios afines, las cuales deberán resguardar el autofinanciamiento señalado en el inciso anterior.

Artículo 40-I. La tarifa de cada servicio será indexada mediante su propia fórmula de indexación, la que se expresará en función de los índices de precios de los principales insumos del respectivo servicio. Esta fórmula de indexación será determinada en el estudio de costos mencionado en el artículo 40-M y se establecerá de forma que la estructura de costos sobre la cual se apliquen los coeficientes de variación de los índices de precios de los respectivos insumos sea representativa de la estructura de costos de la empresa eficiente definida para estos propósitos.

Las variaciones que experimente el valor de la fórmula de indexación deberán ser calculadas utilizando siempre los precios o índices publicados por organismos oficiales o por otros organismos cuyas informaciones publicadas sean de aceptación general.

La empresa concesionaria comunicará cada mes a la Superintendencia el valor resultante de aplicar a las tarifas garantizadas la variación de la fórmula de indexación respectiva, y este valor constituirá el precio que los clientes o consumidores pagarán por cada servicio con tarifa garantizada.

Cada vez que la empresa concesionaria realice un reajuste de sus tarifas deberá previamente hacerlas públicas y comunicarlas a la Superintendencia con la antelación que disponga el reglamento. En todo caso, estas tarifas sólo podrán reajustarse dentro de los cinco primeros días

de cada mes y no podrán exceder las tarifas máximas garantizadas debidamente indexadas.

Artículo 40-J. El valor agregado de distribución de gas y el valor de los servicios afines, se establecerán sobre la base de un estudio de costos efectuado por una empresa consultora contratada por la Comisión a través de un proceso de licitación pública en conformidad a las normas de compras públicas. Dicho estudio deberá ceñirse a los criterios de eficiencia señalados en el artículo 40-C de la presente ley. En el estudio de costos se deberán considerar las sinergias y economías de ámbito que pueda existir en la empresa concesionaria que tenga distintas zonas de concesión. Este estudio de costos se realizará de acuerdo al procedimiento a que se refieren los artículos 40-N y siguientes.

No podrán participar en la mencionada licitación, por sí o asociadas, aquellas empresas consultoras relacionadas con la empresa de servicio público de distribución de gas, como tampoco aquellas empresas consultoras cuyos socios, directores, gerentes o representantes legales, tengan o hayan tenido una relación contractual de carácter permanente o periódica con las mismas en el último año contado desde la convocatoria a licitación.

Artículo 40-K. En un plazo máximo de veinte días hábiles, contado desde la comunicación de la resolución exenta de la Comisión que fije el exceso de la rentabilidad económica máxima de una empresa concesionaria, o a lo menos diecinueve meses antes del término del período de vigencia de las tarifas del servicio de gas y servicios afines sujetos a fijación de una empresa de distribución, la Comisión abrirá por un plazo de un mes, un proceso de registro de usuarios e instituciones distintas de las empresas de servicio público de distribución de gas, en adelante “usuarios e instituciones interesadas”, quienes tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio de costos, de acuerdo con las normas de esta ley.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, la Comisión publicará en un medio de amplio acceso los requisitos, plazos y procedimiento de inscripción a dicho registro.

Los usuarios e instituciones interesadas que deseen registrarse deberán contar con personalidad jurídica vigente al momento de presentar su solicitud de inscripción o bien, agrupaciones de hecho, cuando comparezcan al registro al menos treinta personas mayores de edad, mediante escritura pública y designando un representante común.

En todo caso, los antecedentes que solicite la Comisión para constituir dicho registro deberán estar destinados a acreditar la representación, el interés y la correcta identificación de cada usuario e institución interesada y no podrán representar discriminación de ninguna especie.

Los usuarios e instituciones interesadas que se hayan registrado podrán efectuar observaciones a las bases técnicas y

administrativas y al estudio de costos, así como presentar discrepancias ante el Panel, cuando corresponda.

Artículo 40-L. Los usuarios e instituciones interesadas debidamente inscritos en el registro señalado en el artículo anterior no podrán participar en la elaboración del estudio de costos a que se refiere el artículo 40-Ñ.

Artículo 40-M. En un plazo máximo de treinta días corridos de finalizado el proceso de registro de usuarios e instituciones interesadas, la Comisión comunicará a estos últimos y a la empresa concesionaria las bases técnicas y administrativas preliminares del estudio de costos.

Estas bases deberán establecer, a lo menos, los requisitos, antecedentes y la modalidad de presentación de ofertas. Asimismo, deberán especificar los criterios de proyección de demanda, los criterios de optimización de redes, tecnologías, fuentes de información para la obtención de los costos, fecha base para la referencia de moneda, el listado de los servicios afines, y todo otro aspecto que se considere necesario definir en forma previa a la realización del estudio.

A partir de la fecha de la comunicación de las bases preliminares y dentro del plazo de quince días hábiles, la empresa concesionaria y los usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus observaciones a la Comisión.

Vencido el plazo anterior y en un término no superior a quince días hábiles, la Comisión comunicará las bases técnicas y administrativas corregidas aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas.

Dentro de los diez días hábiles siguientes a la comunicación de las bases corregidas, los usuarios e instituciones interesadas y la empresa concesionaria podrán solicitar al Panel que dirima las observaciones que no hubiesen sido acogidas por la Comisión o que hubiesen sido acogidas parcialmente después de la etapa de observaciones, como también, si quien no hubiere formulado observaciones a las bases preliminares considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado éstas.

El Panel deberá resolver la controversia dentro de los veinte días hábiles siguientes al vencimiento del plazo dispuesto en el inciso anterior.

El dictamen del Panel deberá optar por la alternativa de la empresa concesionaria, la contenida en las bases técnicas y administrativas corregidas o la planteada por algún usuario e instituciones interesadas, sin que pueda adoptar valores intermedios.

Transcurrido el plazo para formular controversias ante el Panel o una vez resueltas éstas, la Comisión deberá formalizar las

bases técnicas y administrativas definitivas dentro de los siguientes cinco días a través de una resolución que se publicará en un medio de amplio acceso y se comunicará a los participantes y usuarios e instituciones interesadas.

Artículo 40-N. El estudio de costos será licitado en conformidad a las normas de compras públicas y adjudicado en conformidad a las bases técnicas y administrativas definitivas, señaladas en el artículo anterior, siendo ejecutado y supervisado por un comité integrado por un representante de la empresa concesionaria, uno del Ministerio y uno de la Comisión quien, además, presidirá el referido comité. El llamado a licitación, la adjudicación y firma del contrato lo realizará el comité a través de la Comisión.

En todo caso la Comisión establecerá el procedimiento para la constitución y funcionamiento de este comité.

El estudio de costos será financiado íntegramente por la Comisión. El consultor al que se adjudique el estudio deberá prestar el apoyo que sea necesario a la Comisión hasta la dictación de las correspondientes tarifas, además de la obligación del consultor de realizar la audiencia pública a que se refiere el artículo 40-O.

Artículo 40-Ñ. Los resultados entregados por el consultor del estudio de costos deberán especificar, a lo menos, lo siguiente:

- a) Los criterios de dimensionamiento de la empresa eficiente.
- b) El valor del gas al ingreso del sistema de distribución.
- c) El valor de los principales componentes del VAD.
- d) Los costos de los servicios afines, según corresponda.
- e) Las fórmulas de indexación que permitan mantener el valor real de las tarifas que se establezcan durante su período de vigencia.

Artículo 40-O. La Comisión, en un plazo máximo de diez días hábiles contado desde la recepción conforme del estudio de costos, convocará a la empresa concesionaria y a los usuarios e instituciones interesadas a una audiencia pública a realizarse en la capital de la región donde se ubique la empresa concesionaria. En esta audiencia, el consultor deberá exponer los supuestos, metodologías y resultados del estudio, así como realizar las aclaraciones que se le soliciten. La Comisión establecerá el procedimiento a que se sujetará la audiencia pública.

En caso que la empresa concesionaria tenga presencia en más de una región, las audiencias públicas se realizarán en cada región.

Artículo 40-P. La Comisión dispondrá de un plazo de dos meses para elaborar y notificar a la empresa concesionaria, así como a los usuarios e instituciones interesadas, el informe técnico basado en los resultados del estudio, el que se contará desde el momento en que el comité otorgue su conformidad al estudio.

En caso que la empresa concesionaria o los usuarios e instituciones interesadas tengan observaciones respecto del informe técnico deberán presentarlas dentro de los quince días hábiles siguientes a que éste le fuere notificado por la Comisión. La Comisión, en un plazo de quince días hábiles, deberá comunicar la resolución que contenga el informe técnico corregido aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas.

Dentro de los diez días hábiles siguientes a la notificación de la resolución señalada en el inciso anterior, la empresa concesionaria y los usuarios e instituciones interesadas podrán solicitar al Panel que dirima todas o algunas de las observaciones presentadas que no hubiesen sido acogidas por la Comisión o que hubiesen sido acogidas parcialmente. Del mismo plazo dispondrá quien no hubiere formulado observaciones al informe técnico para solicitar que se mantenga su contenido, en caso de haberse modificado éste. El Panel deberá evacuar su dictamen en el plazo de treinta días hábiles contado desde la presentación de las respectivas discrepancias.

Se considerarán como discrepancias diferentes las relativas al VGISD y al VAD. En cada una de ellas, el Panel sólo podrá optar por el informe de la Comisión, la alternativa planteada por la empresa concesionaria o por un usuario o institución interesada, sin que pueda adoptar valores intermedios. El Panel no podrá elegir entre resultados parciales de costos, o entre criterios que se hubiesen presentado como observaciones, sino sólo entre valores finales.

En un plazo no superior a treinta días corridos, contado desde la aceptación de las observaciones por parte de la Comisión o del dictamen del Panel a las discrepancias que se hayan sometido a su conocimiento, la Comisión emitirá el informe técnico definitivo.

Artículo 40-Q. Antes de cuarenta días hábiles del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, la Comisión enviará al Ministerio el informe técnico definitivo y propondrá las fórmulas tarifarias para el siguiente período tarifario.

Artículo 40-R. El Ministerio fijará las nuevas fórmulas tarifarias, dictando el decreto supremo correspondiente a lo menos veinte días hábiles antes del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias anteriores.

Artículo 40-S. Una vez vencido el período de vigencia del decreto tarifario señalado en el artículo anterior, los valores establecidos en él y sus fórmulas de indexación seguirán rigiendo mientras no se dicte el siguiente decreto tarifario.

No obstante, las empresas concesionarias deberán abonar o podrán cargar a la cuenta de los clientes o consumidores las diferencias producidas entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el período transcurrido hasta la publicación del nuevo decreto tarifario.

Los montos producto de las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustados de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de publicación de las nuevas tarifas, por todo el período a que se refiere el inciso anterior. Los montos producto de las reliquidaciones deberán abonarse o podrán cargarse en las boletas o facturas emitidas con posterioridad a la publicación de las tarifas, en el plazo, forma y condiciones que al respecto determine la Superintendencia.

En todo caso, se entenderá que las nuevas fórmulas tarifarias entrarán en vigencia a contar del vencimiento de las tarifas anteriores o desde la fecha de la resolución exenta de la Comisión que fija la rentabilidad económica de las empresas concesionarias de distribución de gas, según el caso.”.

37. Intercálase en el artículo 41, entre las palabras “propietarios” y la preposición “de” la siguiente expresión “y operadores”.

38. Elimínase, en el artículo 42, la expresión “concesionarias de distribución”.

39. Modifícase el artículo 44 en el siguiente sentido:

a) Sustitúyese en el inciso primero la expresión “todo concesionario” por la expresión “toda empresa distribuidora y transportista de gas”.

b) Reemplázase el inciso segundo por el siguiente:

“La Superintendencia podrá instruir a las empresas distribuidoras y transportistas de gas el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso anterior, así como las medidas necesarias para su cumplimiento.”.

c) Sustitúyese en el inciso cuarto la expresión “Corte de Apelaciones respectiva” por la expresión “Superintendencia”.

d) Sustitúyese en el inciso final la frase “concesionarias de servicio público de distribución” por la expresión “distribuidoras y comercializadoras de gas”.

40. Reemplázase el artículo 45 por el siguiente:

“Artículo 45. Si la explotación del servicio de gas se interrumiere por un hecho imputable a las empresas distribuidoras o transportistas, que no sea consecuencia de caso fortuito o fuerza mayor, podrá la Superintendencia compeler a la empresa respectiva a su reposición e imponerle multas.”.

41. Modifícase el artículo 46 en el siguiente sentido:

a) Sustitúyese en el inciso séptimo la expresión “Gobierno” por la palabra “Ministerio”.

b) Sustitúyese en el inciso final la palabra “Gobierno” por la expresión “Presidente de la República”.

42. Sustitúyese el epígrafe del Título VIII por el siguiente: “De la Fiscalización”.

43. Reemplázase en el artículo 47 la expresión “El control” por la expresión “La fiscalización”.

44. En el artículo 48:

a) Sustitúyese, en el número 2°, la expresión “que la experiencia aconsejare” por “legales y reglamentarias que correspondan”.

b) Sustitúyese, en los números 9° y 10°, la expresión “los concesionarios” por “las empresas de gas”.

45. Elimínase el artículo 49.

46. Sustitúyese en el artículo 52, inciso primero, la expresión “los concesionarios” por “las empresas de gas”.

47. Sustitúyese en el artículo 55, inciso primero, la expresión “autoridad” por la palabra “Superintendencia”.

48. Sustitúyese en el artículo 56 la expresión “Los concesionarios” por “Las empresas de gas”.

49. Sustitúyese en los artículos 25, 26, 43, 47, 48, 51 y 52 las expresiones “Dirección” y “Dirección General de Servicios Eléctricos” por “Superintendencia”.

Artículo 2°.- Introdúcense en el decreto con fuerza de ley N°4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, las siguientes modificaciones:

1. En el artículo 208°:

a) Sustitúyese en el número 10 la expresión final “, y” por un punto y coma.

b) Sustitúyese en el número 11 el punto aparte por la siguiente expresión “, y”.

c) Agrégase el siguiente número 12:

“12.- Las discrepancias que el decreto con fuerza de ley N°323, de 1931, del Ministerio del Interior, ley de Servicios de Gas, sometan a su dictamen, y las demás que indiquen las leyes.”.

2. En el artículo 209°:

a) Sustitúyese en su inciso primero la expresión “eléctrico” por “energético”.

b) Sustitúyese en su inciso segundo la expresión “Economía, Fomento y Reconstrucción” por “Energía”.

c) Intercálase en su inciso quinto, entre la expresión “energía eléctrica,” y la expresión “sean o no”, la siguiente frase: “así como de empresas productoras, importadoras, almacenadoras, regasificadoras, transportistas, distribuidoras y comercializadoras de gas,”.

3. Sustitúyese en el inciso final del artículo 210° la expresión “eléctrico” por “energético”.

4. Reemplázase el inciso segundo del artículo 212° por el siguiente:

“Los costos de funcionamiento comprenderán los honorarios de los expertos y del secretario abogado, los gastos en personal administrativo y demás gastos generales. Seis séptimos de dichos costos serán de cargo de las empresas eléctricas de generación, transmisión y concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica, mediante una prorrata que podrá considerar tanto el valor de sus activos como el número estimado de discrepancias que les afecten y la naturaleza o complejidad de éstas. El séptimo restante de dichos costos será de cargo de las empresas distribuidoras de gas, mediante una prorrata que podrá considerar el valor de sus activos, el volumen de ventas y número de clientes, la circunstancia de que la empresa distribuidora se encuentre sujeta a régimen de fijación tarifaria o únicamente a chequeo de rentabilidad, así como el número estimado de discrepancias que les afecten y la naturaleza o complejidad de éstas. Corresponderá a la Subsecretaría de Energía coordinar y ejecutar las actividades necesarias para la administración de estos gastos y para el funcionamiento del panel.”.

Artículo 3°.- Introdúcense en el decreto con fuerza de ley N°1, de 1978, del Ministerio de Minería, las siguientes modificaciones:

1. Reemplázase el artículo segundo por el siguiente:

“Artículo segundo. Establécese un registro en el que los propietarios de las instalaciones que sirvan para producción, importación, refinación, transporte, distribución, almacenamiento, abastecimiento, regasificación o comercialicen combustibles derivados del petróleo, biocombustibles líquidos, gases licuados combustibles y todo fluido gaseoso combustible, como gas natural, gas de red y biogás deberán inscribirlas.

No se entenderán incluidas en las actividades antes señaladas la explotación de depósitos naturales de petróleo y gas natural.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles será el organismo responsable de establecer y mantener el citado registro.”.

2. Reemplázase el artículo tercero por el siguiente:

“Artículo tercero. La solicitud del registro deberá contener los antecedentes que determine la Superintendencia.”.

3. Intercálase en el artículo decimoquinto, entre las frases “distribución de gas licuado” y “y sus sistemas de operación”, la expresión “por cilindros”.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo primero.- Los precios cobrados por las empresas distribuidoras a sus clientes por el servicio de gas y servicios afines en la XII Región de Magallanes y la Antártica Chilena, a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, tendrán el carácter de máximos hasta la fecha de entrada en vigencia del decreto tarifario respectivo y se entenderán transitoriamente aplicables aquellos que estaban vigentes al 1 de enero de 2015. Estos precios máximos se indexarán durante todo el período en que se apliquen, de conformidad a la fórmula que establezca la Comisión Nacional de Energía, sobre la base de una propuesta de la empresa distribuidora.

Las nuevas tarifas se aplicarán desde el momento en que comience a regir el nuevo proceso de tarificación, y no implicarán en ningún caso una reliquidación que afecte las tarifas de gas domiciliario e industrial en la Región de Magallanes, con el fin de evitar las alzas retroactivas.

Artículo segundo.- Dentro de los treinta días siguientes a la publicación en el Diario Oficial de la presente ley, la Comisión Nacional de Energía deberá dar inicio al proceso de tarificación del servicio de gas y servicios afines de la empresa distribuidora de gas de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, conforme a las normas contenidas en los

artículos 38 y siguientes del decreto con fuerza de ley N°323, de 1931, que esta ley incorpora y que le sean aplicables.

Los plazos y condiciones dispuestos en los referidos artículos que deban ser contabilizados a partir de la vigencia de las tarifas respectivas y que requieran para su implementación la dictación de un reglamento, mientras el mismo no se encuentre vigente, deberán estar expresa y previamente contenidos en una resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía, a fin de dar cabal cumplimiento a lo dispuesto en el inciso anterior.

Artículo tercero.- Dentro de los treinta días siguientes a la publicación de la ley en el Diario Oficial, la Comisión Nacional de Energía contratará en conformidad a las normas de compras públicas el estudio para la determinación de la tasa de costo de capital a que hace referencia el artículo 32 y el estudio cuatrienal a que hace referencia el artículo 33 bis del decreto con fuerza de ley N°323, de 1931, que ésta modifica e incorpora, respectivamente.

Los resultados de estos estudios serán aplicables a partir del 1 de enero del año siguiente a su licitación, aun cuando su finalización y las correspondientes resoluciones exentas de la Comisión sean posteriores a esa fecha.

Artículo cuarto.- El chequeo de rentabilidad económica correspondiente al ejercicio del año calendario en que entre en vigencia la presente ley se efectuará en conformidad a las normas legales que la presente ley modifica.

Artículo quinto.- El primer chequeo de rentabilidad que se efectúe en conformidad a la presente ley considerará, para efectos de determinar si una empresa concesionaria excedió la tasa máxima de rentabilidad establecida en la ley, únicamente el período correspondiente al año calendario anterior. En dicho período la rentabilidad económica máxima a que se refiere el artículo 30 bis del decreto con fuerza de ley N°323, de 1931, de una empresa concesionaria podrá exceder en hasta cinco puntos porcentuales la tasa de costo de capital. De la misma forma, el segundo chequeo de rentabilidad considerará sólo los dos años anteriores para efectos de verificar dicha rentabilidad máxima, y en dicho período la rentabilidad económica máxima de una empresa concesionaria podrá exceder en hasta 4,5 puntos porcentuales la tasa de costo de capital. Luego, para el tercer chequeo de rentabilidad, la tasa máxima de rentabilidad permitida para el trienio móvil precedente será de cuatro puntos porcentuales por sobre la tasa de costo de capital. Finalmente, para el cuarto chequeo de rentabilidad dicha tasa máxima para el trienio móvil correspondiente será de tres coma cinco puntos porcentuales por sobre la tasa de costo de capital.

Artículo sexto.- Los gastos de comercialización eficientes asociados a la captación y conexión de nuevos clientes a los que se refiere el artículo 33 que hayan sido efectuados en los últimos dos años anteriores a la vigencia de la presente ley, podrán ser considerados como gastos amortizables en un período de cinco años contados desde su

desembolso para efectos de los sucesivos chequeos de rentabilidad que se efectúen en conformidad a esta ley.

Artículo séptimo.- La tasa de rentabilidad económica máxima a que se refiere el artículo 30 bis del decreto con fuerza de ley N°323, de 1931, será de cinco puntos porcentuales sobre la tasa de costo de capital para aquellas zonas de concesión que hayan sido otorgadas entre cinco años previos y hasta por diez años posteriores a la entrada de vigencia de esta ley, y que inicien construcción de redes en el mismo período.

Artículo octavo.- Incrementase la dotación consignada en la Ley de Presupuestos del Ministerio de Energía en 4 cupos, según la siguiente distribución:

- a) Comisión Nacional de Energía, en 3 cupos, y
- b) Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en 1 cupo.

Artículo noveno.- El mayor gasto que represente la aplicación de esta ley durante el primer año presupuestario de entrada en vigencia se financiará con cargo al presupuesto del Ministerio de Energía, y en lo que faltare el Ministerio de Hacienda podrá suplementarlo con cargo a la partida presupuestaria del Tesoro Público.”.

- - -

Acordado en sesiones celebradas los días 8 y 22 de junio; 6 y 13 de julio, y 3 de agosto de 2016, con asistencia de los Honorables Senadores señora Isabel Allende Bussi (Presidenta) y señores Alejandro García-Huidobro Sanfuentes, José García Ruminot (Baldo Prokurica Prokurica), Alejandro Guillier Álvarez y Jorge Pizarro Soto.

Sala de la Comisión, a 9 de agosto de 2016.

Ignacio Vásquez Caces
Secretario

RESUMEN EJECUTIVO

INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA, recaído en el proyecto de ley que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica.

(Boletín N° 9.890-08)

- I. **OBJETIVOS DEL PROYECTO PROPUESTO POR LA COMISIÓN:** Persigue, fundamentalmente, modernizar la Ley General de Servicios de Gas para enfrentar las actuales exigencias regulatorias de los servicios de gas; subsanar los actuales vacíos de la legislación vigente; corregir las deficiencias de esta normativa, y actualizar, uniformar y adecuar la terminología y alcance de las normas legales a los requerimientos actuales, en especial en materia de distribución de gas licuado de petróleo por red.
- II. **ACUERDOS:** Aprobada la idea de legislar por unanimidad (5x0).
- III. **ESTRUCTURA DEL PROYECTO APROBADO POR LA COMISIÓN:** Consta de tres artículos permanentes y nueve transitorios.
- IV. **NORMAS DE QUÓRUM ESPECIAL:** Las siguientes disposiciones del artículo 1° del proyecto de ley deben ser aprobadas con el quórum requerido para las normas orgánico-constitucionales, según lo prescrito en el artículo 66, inciso segundo, de la Carta Fundamental:
 - La letra b) del numeral 12., en cuanto modifica la Ley Orgánico Constitucional de Municipalidades, de conformidad con el artículo 118, inciso segundo, de la Constitución Política.
 - La letra b) del numeral 13.; los incisos cuarto y quinto del artículo 31, sustitutivo, que el numeral 26. consulta, y la letra c) del numeral 39., en la medida que inciden en la organización y atribuciones de los tribunales de justicia, al tenor de lo dispuesto en el artículo 77 de la Carta Fundamental.
 Por su parte, el inciso primero del artículo 40-K, que el numeral 36. del artículo 1° propone, debe ser aprobado con el quórum requerido para las normas de quórum calificado, en conformidad con lo prescrito en los artículos 8° y 66, inciso tercero, de la Constitución Política de la República.
- V. **URGENCIA:** Simple.
- VI. **ORIGEN E INICIATIVA:** El proyecto se originó en Mensaje de S.E. la Presidenta de la República.
- VII. **TRÁMITE CONSTITUCIONAL:** Segundo.
- VIII. **APROBACIÓN POR LA CÁMARA DE DIPUTADOS:** Fue aprobado, en general, por 90 votos a favor, 1 en contra y 3 abstenciones.
Enseguida, las normas que se señalan fueron aprobadas con la votación que se indica:

- El artículo 1°, en sus números 12, letra b); 13, letra b); 26, en cuanto a los incisos cuarto y final del artículo 31 que propone, y 39, letra c), por 93 votos a favor, de un total de 117 diputados en ejercicio.

- A su vez, el artículo 40-K, inciso primero, contenido en el artículo 1°, número 39, del proyecto de ley, por 94 votos a favor, respecto de un total de 117 diputados en ejercicio.

IX. INICIO TRAMITACIÓN EN EL SENADO: 15 de septiembre de 2015.

X. TRÁMITE REGLAMENTARIO: Primer informe. Pasa a la Sala.

XI. LEYES QUE SE MODIFICAN O QUE SE RELACIONAN CON LA MATERIA:

a) Decreto con fuerza de ley N° 323, del Ministerio del Interior, de 1931, Ley de Servicios de Gas.

b) Decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.

c) Decreto con fuerza de ley N° 1, del Ministerio de Minería, de 1978, que deroga decreto N° 20, de 1964, y lo reemplaza por disposiciones que indica.

Ignacio Vásquez Caces
Secretario

Valparaíso, 9 de agosto de 2016.

ÍNDICE

	Página
Antecedentes	
Objetivos del proyecto	4
Antecedentes normativos	4
Mensaje del Ejecutivo	4
Estructura del proyecto de ley	8
Informe financiero	12
Discusión en general	13
Votación idea de legislar	64
Texto del proyecto de ley	64
Resumen ejecutivo	96