



COMISIÓN ESPECIAL INVESTIGADORA ENCARGADA DE REUNIR ANTECEDENTES SOBRE LOS ACTOS DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES RELATIVOS AL EVENTUAL SOBREPRECIO COBRADO POR LA DISTRIBUIDORA METROGAS (CEI 6).

ACTA DE LA SESIÓN 5ª, CELEBRADA EL MARTES 30 DE AGOSTO DE 2022, DE 8:53 a 10:00 HORAS.

SUMARIO

Se recibió al Secretario Ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía, señor Marco Antonio Mancilla Ayancán.

- Se abrió la sesión a las 8:53 horas.

I.- PRESIDENCIA

Presidió la diputada señora Marcela Riquelme Aliaga.

Actuó como abogada secretaria la señora María Cristina Díaz Fuenzalida, como abogada ayudante la señora Milenka Kegevic Romero y como secretaria ejecutiva la señora Sherry Peña Bahamondes.

II.- ASISTENCIA

Asistieron los miembros integrantes de la Comisión, las diputadas señoras Mercedes Bulnes Núñez, Marcela Riquelme Aliaga y Daniela Serrano Salazar; y, los diputados señores Miguel Ángel Calisto Águila ***(T)**, Eduardo Durán Salinas ***(T)**, Joaquín Lavín León ***(T)**, Christian Moreira Barros en reemplazo de Juan Antonio Coloma Álamos, Daniel Melo Contreras ***(T)**, Rubén Oyarzo Figueroa ***(T)**, Hugo Rey Martínez ***(T)** y Cristián Tapia Ramos.

Concurrió de forma telemática, el Secretario Ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía, señor Marco Antonio Mancilla Ayancán, acompañado de la Coordinadora de Gabinete, señora Andrea Olea Matamala.

***(T)**: Asistieron por la vía telemática, a través de la plataforma zoom. El resto de los participantes lo hicieron de manera presencial, en la sala N° 311 de la Corporación.



III.- ACTAS

El acta de la sesión 3, se da por aprobada por no haber sido objeto de observaciones.

El acta de la sesión 4, queda a disposición de las señoras y señores diputados.

IV.- CUENTA¹

Se ha recibido el siguiente documento para la cuenta:

Nota del Jefe de Bancada UDI, de fecha 29 de agosto de 2022, mediante la cual comunica que el diputado Cristhian Moreira Barros reemplazará al diputado Juan Antonio Coloma Álamos, durante la sesión de fecha 30 de agosto de 2022.

V.- ACUERDOS

Se acordó por unanimidad de las diputadas y diputados presentes:

1.- Invitar a la próxima sesión al Fiscal Nacional Económico, señor Ricardo Riesco Eyzaguirre.

VI.- ORDEN DEL DÍA

La Comisión escuchó al Secretario Ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía, señor Marco Antonio Mancilla Ayancán².

El desarrollo en extenso del debate se encuentra en el archivo de audio digital, según lo dispuesto en el inciso primero del artículo 256 del Reglamento de la Cámara de Diputados y en el acta taquigráfica que se adjunta al final de este documento.

El video de la sesión completa se encuentra disponible en la siguiente dirección:

<https://www.camara.cl/prensa/Reproductor.aspx?prmCpeid=3483&prmSesId=72215>

¹ https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=258246&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

² https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=258248&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION



Habiéndose cumplido el objeto de la presente sesión, se levantó a las 10:00 horas.

MARÍA CRISTINA DÍAZ FUENZALIDA

Abogada Secretaria de la Comisión.



**COMISIÓN ESPECIAL INVESTIGADORA ENCARGADA DE REUNIR
ANTECEDENTES SOBRE LOS ACTOS DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y DE
LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES, RELATIVOS
AL EVENTUAL SOBREPRECIO COBRADO POR LA DISTRIBUIDORA METROGAS**

SESIÓN EN FORMATO MIXTO:

(Presencial y vía telemática)

Sesión 5^a, celebrada en martes 30 de agosto de 2022,
de 08:53 a 10:00 horas.

Preside la diputada señora Marcela Riquelme.

Asisten las diputadas señoras Mercedes Bulnes y Daniela Serrano, y los diputados señores Miguel Ángel Calisto, Eduardo Durán, Joaquín Lavín, Daniel Melo, Rubén Darío Oyarzo, Hugo Rey, Cristián Tapia y Cristhian Moreira, en reemplazo del diputado señor Juan Antonio Coloma.

Concurren, como invitados, el secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía, señor Marco Antonio Mancilla Ayancán, y la coordinadora de gabinete de la Comisión Nacional de Energía, señorita Andrea Olea Matamala.

TEXTO DEL DEBATE

-Los puntos suspensivos entre corchetes corresponden a interrupciones en la transmisión telemática.



La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- En el nombre de Dios y de la Patria, se abre la sesión.

El acta de la sesión 3^a se declara aprobada.

El acta de la sesión 4^a se encuentra a disposición de las señoras diputadas y de los señores diputados.

La señora Secretaria dará lectura a la Cuenta.

La señora **DÍAZ**, doña María Cristina (Secretaria).- No hay Cuenta, señora Presidenta.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Ofrezco la palabra sobre puntos varios.

Ofrezco la palabra.

La presente sesión tiene por objeto abocarse al mandato de la comisión, cual es reunir antecedentes relacionados con las actuaciones del Ministerio de Energía y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, relativos al eventual sobreprecio que la empresa distribuidora Metrogas habría cobrado a sus clientes, debiendo analizar las gestiones y medidas adoptadas por los referidos órganos públicos, dentro del ámbito de sus competencias, a fin de asegurar el buen funcionamiento del mercado del gas y de evitar que ciertas prácticas ocasionen un perjuicio a la población.

Para estos efectos, se encuentran invitados el secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía, señor Marco Antonio Mancilla Ayancán, junto con la coordinadora de Gabinete de la Comisión Nacional de Energía, señorita Andrea Olea Matamala.

Señor Mancilla, usted escuchó el objeto de la comisión, en virtud del cual agradeceremos que nos informe, en términos



generales, sobre cuáles son las facultades de la Comisión Nacional de Energía y la forma en que se compone, para luego abocarnos a la materia que nos compete respecto del eventual sobreprecio cobrado por Metrogas a sus clientes.

Tiene la palabra el señor Marco Antonio Mancilla.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Señora Presidenta, buenos días.

Solicito autorización para compartir una presentación que tengo preparada.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Perfecto. Le pido que nos la envíe inmediatamente para divulgarla a través del WhatsApp o del correo electrónico de la comisión.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Muy bien, señora Presidenta.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- ¿Usted está actualmente en el cargo de secretario ejecutivo subrogante?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Efectivamente. Trabajo en la Comisión Nacional de Energía desde hace varios años y desde marzo de este año estoy en calidad de subrogante; en rigor, soy el jefe del Departamento de Hidrocarburos de la comisión.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- ¿Eso se debe a que aún no ha sido nombrado el titular por Alta Dirección Pública?



El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Exactamente. Es un cargo designado por Alta Dirección Pública. En este momento está en proceso el concurso para nombrar al titular.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- ¿Usted es funcionario de carrera?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Sí, soy funcionario de carrera. Llevo aproximadamente 25 años trabajando en la Comisión.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Pido a los diputados que preparen las preguntas que quieran hacer.

Tiene la palabra el señor Mancilla.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Señora Presidenta, tal como usted mencionó, estoy a cargo de la Comisión Nacional de Energía en forma subrogante desde marzo de este año, mientras se define el nombramiento del titular.

Antes de comenzar mi presentación, quiero agradecer la oportunidad que nos brindan para aportar en las materias de estudio de esta comisión investigadora, en el ámbito de las facultades que tiene la CNE de acuerdo con la ley.

Primero, mi presentación se enfocará en el contexto, para dar a conocer el funcionamiento del mercado de distribución de gas concesionado, luego abordaré los procesos que realizamos en la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con la Ley de Servicios de Gas, y, por último, me referiré a los detalles del contrato con una empresa relacionada, que actualmente está



operativo, y que, en el fondo, es el punto que a ustedes más les interesa.

En el mercado de distribución de gas concesionado actualmente hay seis empresas en Chile. De estas, la más grande es Metrogas, que opera principalmente en la Región Metropolitana, pero que también tiene operaciones en otras regiones, y solo una, la empresa Gasco Magallanes, de la Región de Magallanes, es objeto de tarificación, vale decir, tiene las tarifas fijadas por ley.

Las otras cinco empresas están afectas a un chequeo de rentabilidad, de tal forma que no sobrepasen un límite que también está establecido en la ley.

En la presentación podemos ver el detalle cuantitativo de cada una de las empresas que están afectas a los chequeos de rentabilidad, que son estas cinco: Metrogas, Gasvalpo, Gasur, Intergas y Lipigas. Como pueden ver, todas tienen operaciones en distintas zonas de concesión -el decreto por zona de concesión es una región administrativa- y cada una tiene el foco en la región donde comenzaron sus operaciones y tienen la mayor cantidad de clientes.

Hay una diferencia importante de tamaño entre la empresa mayor, Metrogas, y las demás empresas regionales. En la práctica, hay más de un millón de clientes en total. Son 864.000 clientes formales, cifra que corresponde al número de medidores, pero en varios casos hay medidores que abastecen a edificios, por ejemplo, lo que implica que hay más usuarios.

Estamos hablando de un mercado que surte de este energético a aproximadamente un 25 por ciento de la población del país.



A continuación, me referiré a la Ley de Servicios de Gas, la que fue modificada por última vez el año 2017, mediante la ley N° 20.999.

Veremos tres diapositivas aproximadamente, para dar a conocer el contexto en el que ocurrió esa reforma. Toda esta información la extrajimos de la página web Historia de la Ley, de la Biblioteca del Congreso Nacional.

La Ley de Servicios de Gas era una ley bastante antigua, de 1931, cuya última modificación relevante, hasta el año 2017, había sido el año 1989; es decir, pasaron más de 20 años desde esa modificación.

Esta ley había sido modificada porque en esa época, en los años 90, era inminente que llegaría el gas natural argentino.

Sin embargo, la ley contenía disposiciones claramente obsoletas e imprecisas, y lo más complicado era que contenía lagunas que impedían su aplicación, porque si bien, en lo formal, establecía un chequeo de rentabilidad a las empresas distribuidoras de gas y un esquema de tarificación para la empresa de Magallanes, todo el contenido metodológico y procedimental de aquellos procesos no estaban señalados en la ley, por diversas razones que a esta altura ya no corresponde traer a colación. No obstante, esos conceptos quedaron en el vacío y las lagunas que se generaron impidieron que esta ley tuviera una aplicación real.

Lo anterior se puede observar fundamentalmente porque en la década pasada la Comisión Nacional de Energía, en su rol de monitoreo de mercado, comenzó a realizar análisis de rentabilidad de las empresas distribuidoras de gas, dado que



era lo que conceptualmente estipulaba la Ley de Servicios de Gas.

En la lámina que ven en sus pantallas podemos ver los resultados que obtuvo la CNE los años 2012, 2013 y 2014, para las distintas empresas que estaban afectas a chequeos de rentabilidad, donde se aprecia claramente que había una empresa que tenía la mayor rentabilidad, pero la diferencia era aún más notoria.

Al respecto, la ley también establecía un límite de rentabilidad, en este caso eran cinco puntos por sobre la tasa de costo de capital, y esta, a su vez, tenía un piso de seis puntos. Eso nos lleva en la práctica a un tope de rentabilidad de 11 por ciento, que es la línea roja que ven en este gráfico.

Los análisis técnicos que realizaba esta Comisión Nacional de Energía mostraban que una empresa, la mayor de Chile, estaba sistemáticamente superando ese límite de rentabilidad.

Finalmente, esto generó una problemática, en el sentido de que, aun cuando esta empresa no superaba esa rentabilidad, diversas presentaciones ante el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia de la época, que exigían su tarificación, no tuvieron éxito, dado que el tribunal resolvió que, como había vacíos legales, no le era posible verificar que se cumplieran los requisitos de la ley y, por tanto, no podía solicitar al Ministerio de Energía que estableciera una fijación tarifaria para el caso particular que les señalo.

Esto significó que los consumidores quedaron doblemente desprotegidos, porque las empresas finalmente no iban a ser objeto de la regulación tarifaria, que es la amenaza que existe



cuando hay poder de mercado y aquello se usa en forma abusiva. Esa amenaza no era real, debido a que no se podía tarifificar, a pesar de que se superase la rentabilidad.

Además, este exceso de rentabilidad no podía ser devuelto a los usuarios. Por lo tanto, el trabajo que había hecho esta Comisión, desde el punto de vista técnico, en el sentido de monitorear el mercado y chequear la rentabilidad, perfectamente se podía seguir haciendo, pero no iba a tener ningún efecto concreto ni consecuencias sobre las empresas.

Esa fue la principal razón por la cual las autoridades políticas de la época decidieron impulsar un cambio legislativo, que fue aprobado y ratificado por el Congreso, tanto por el Senado como por la Cámara de Diputados.

Estos vacíos regulatorios se llenaron con metodologías y procedimientos aplicables tanto a los procesos de tarifificación como a los chequeos de rentabilidad y a los cálculos de tasa de costo de capital. Asimismo, se estableció un mecanismo de solución de controversias en estos procesos regulatorios, que es el estándar en otros mercados regulados, como el mercado eléctrico, las que serían resueltas por un panel de expertos.

A la vez, se amplió la regulación al mercado de gas de red no concesionada, principalmente, gas licuado del petróleo (GLP) en edificios y condominios, que también tenían muy poca regulación.

Finalmente, estos son los cambios regulatorios que debe aplicar la Comisión Nacional de Energía desde el año 2017.



A continuación, explicaré en qué consisten estos procesos regulatorios y las disposiciones que establece la ley respecto de la regulación económica de este mercado.

La modificación del año 2017 mantuvo el esquema de una libertad tarifaria con tope de rentabilidad para la gran mayoría de las distribuidoras concesionadas de gas y un esquema de tarificación para la distribución en la Región de Magallanes.

Lo que nos interesa en el contexto de esta comisión investigadora es el esquema de libertad tarifaria con tope de rentabilidad.

Esto se materializa mediante chequeos anuales de rentabilidad por zona de concesión, los que ahora están claramente regulados, procedimental y metodológicamente, en los artículos 30, 30 bis, etcétera, de la actual Ley de Servicios de Gas, que fue modificada el año 2017.

Si bien se establece que hay libertad tarifaria, la ley dispone que las distribuidoras afectas a este régimen no pueden superar un cierto límite de rentabilidad, con el fin, obviamente, de proteger a los consumidores -como dije- de un mercado donde hay potencial conducta monopólica. Digo "potencial", porque si fuera derechamente monopólica -esta es una discusión más técnica; hay opiniones en pro y en contra-, debiese ser directamente tarificada.

El límite fue rebajado. Antes era tasa de costo capital más 5 por ciento, y fue cambiada a tasa de costo capital más 3 por ciento, en régimen permanente.



Sin embargo, la ley estableció una transitoriedad para esa rebaja, a partir de 2016, que va bajando en medio punto porcentual, de tal forma que recién en 2020 esta ley entró en régimen, en términos de que el límite de rentabilidad es tasa de costo capital más 3 por ciento.

Además, considerando que había inversiones en curso, la ley estableció, en un artículo transitorio, el artículo 7°T, un incentivo a la inversión, en la línea de que las inversiones o instalaciones que hayan entrado en operación 15 años antes de la vigencia de la ley y hasta 10 años después -estamos hablando hasta 2027- tienen una tasa preferencial, en la práctica, de 5 puntos por sobre la tasa de costo capital en lugar de 3, que es la regla. En esencia, eso es lo que dispone la ley.

Ahora bien, para dar estabilidad al proceso regulatorio, la ley establece que la rentabilidad se calcula con el promedio simple de las tasas de rentabilidad económica de tres años. Se calcula anualmente; pero, para efectos de comparar con el límite legal, se toma el promedio de tres años. Y la rentabilidad -esto es más técnico- se determina finalmente como aquella que logra igualar los ingresos con los costos; es decir, que la empresa quede adecuadamente remunerada en todos sus costos de explotación y de inversión, los que para estos efectos se anualizan mediante la tasa de rentabilidad, que hace las veces de tasa de descuento para calcular la anualidad del stock de inversión.

Una cosa muy relevante, que trasunta todo el texto de la ley, es que este chequeo de rentabilidad está basado en un criterio de eficiencia; es decir, considera los costos de explotación e



inversión de la empresa real, que son informados por las mismas empresas, pero debe ser corregido de acuerdo con criterios de eficiencia y estándares aplicables a otras empresas de servicio público.

Esa es gran parte de la labor técnica que debe hacer este organismo: ver que los costos sean eficientes y no necesariamente van a ser los que informe cada una de las empresas.

Los costos que se consideran en todos estos procesos son: los costos de explotación, donde el principal es el costo del gas propiamente tal; pero también están los costos de operación y mantención -en la jerga técnica los llamamos COMA-, y los gastos de comercialización, que estuvieron en discusión en el momento en que se hizo esta ley, que eran los gastos que hacían las compañías en la propiedad del cliente, en la adaptación de los artefactos y en todo eso, que también fueron incorporados mediante una modalidad ad hoc.

Por otro lado, están los costos de inversión, que se anualizan, como dije, en costos anuales de inversión y están basados en costos eficientes que se determinan cuatrienalmente, con ajustes anuales en términos de si entran nuevas inversiones y nuevas instalaciones a operar o bien algunas son retiradas. Obviamente, también está toda la tasa de impuestos a las utilidades, que es la tasa de Primera Categoría.

Finalmente, todo esto está establecido en la ley como procesos regulatorios técnicos que debe llevar adelante la Comisión Nacional de Energía. Esto se hace desde 2017, desde que entró en vigencia esta ley. Al respecto, también quiero



hacerles un comentario: esta comisión, desde 2010, cuando por otra ley se creó el Ministerio de Energía, pasó a tener un rol exclusivamente técnico-regulatorio.

Como organismo, desde 2010, no tenemos poder ni facultad de decisión en términos de definición de políticas públicas ni planes globales del sector, sino que, simplemente, nuestra labor se restringe a cumplir los mandatos legales en los distintos procesos regulatorios que las leyes sectoriales nos impongan; en este caso, estamos hablando del sector gasífero, pero también lo hacemos para el sector eléctrico.

La ley establece que la CNE -este organismo- debe hacer tres tipos de informes: un informe anual de chequeo de rentabilidad; un informe cuatrienal de valor nuevo de reemplazo de bienes eficientes, para determinar el monto de la inversión, y un informe de tasa de costo de capital, que también es cuatrienal.

Cada uno de estos informes tiene un detalle más técnico en términos de qué cosas debe contener, todos los tipos de costos; en el caso de la inversión, se determina una base de activos, pero se le aplica una fórmula de indexación para aplicarlo durante todo el cuatrienio, se le determina su vida útil, hay indicadores de eficiencia. En el caso de la tasa de costo capital, los informes deben contener la tasa libre de riesgo, el premio por riesgo y un factor individual, que lo veremos en detalle.

Este es el rol de la CNE: hacer estos tres tipos de informe, anual o cuatrienalmente, y este organismo lo viene haciendo desde 2017.



En la siguiente lámina hay un esquema de cómo se hace, por ejemplo, el informe técnico cuatrienal, que determina las inversiones eficientes de las empresas, y todo lo que está acá, y que ponemos en forma gráfica, es lo mismo que dice la ley de servicios de gas, modificada en 2017.

Las empresas deben entregar información hasta el 31 de marzo del año que corresponda; todas las instalaciones son georreferenciadas; las empresas también informan cuál, consideran ellos, es el valor de sus instalaciones, de sus activos; una proyección de demanda y, sobre esa base, la Comisión Nacional de Energía tiene un determinado plazo, hasta el 31 de julio, para elaborar un informe preliminar en donde determine, finalmente, cuáles son, para efectos regulatorios, los activos y el valor de estos activos, con su fórmula de indexación, su vida útil y otros parámetros que establezca la ley.

Desde el 31 de julio, esto pasa todo un proceso, que es contestable justamente por las empresas, que fue establecido en la ley, esto es, que las empresas pueden observar, que luego se hace un informe definitivo. Si las empresas, en particular, no están de acuerdo con algunas cosas, pueden presentar sus discrepancias en el panel de expertos, y luego de una audiencia pública, el panel hace su dictamen para que, finalmente, sea incorporado en el acto administrativo final que fije la base de activos de las empresas.

Desde 2017, la Comisión Nacional de Energía ha realizado dos veces este proceso. Hay dos informes cuatrienales para cada



una de las cinco empresas distribuidoras, donde se determinan los bienes para cada zona de concesión de aquello.

Similarmente, el proceso de tasa de costo de capital también es cuatrienal, tiene los mismos plazos que el informe anterior, y la ley establece que hay que considerar una tasa libre de riesgo, un premio por riesgo de mercado y un riesgo sistemático, generalmente basado en un modelo de valoración de activos de capital, que es un estándar en el mundo de las finanzas.

Además, a diferencia de otros sectores regulados, como la electricidad, las sanitarias o telecomunicaciones, para el caso del gas, la ley establece que se debe calcular un factor individual por zona de concesión, que se suma a la tasa de costo de capital de la industria para cada empresa y zona de concesión en particular, y es un factor que puede ir entre cero y un punto porcentual, dependiendo de ciertos parámetros que hoy están establecidos en un reglamento.

De esta forma, al final de año, después de todo el proceso de observaciones por el panel de expertos, queda determinada cuál va a ser la tasa de costo de capital aplicable a estas empresas, que es muy relevante, porque, de hecho, es sobre la cual se va a determinar un cierto spread, que le va a permitir a las empresas desarrollar su negocio.

Esto es lo que hacemos anualmente. Todos los años, la ley establece que la CNE debe hacer un chequeo de rentabilidad y nuevamente es un proceso muy similar. Las empresas informan sus costos e ingresos en marzo y luego la CNE emite su informe preliminar, que, como les dije, está basado en costos



eficientes y, por lo tanto, no tiene por qué reconocer exactamente el mismo costo de la compañía, y esto pasa por un proceso de observación y de discrepancias, donde, usualmente, la disputa más técnica es cuál es el costo real o cuál es el costo eficiente: el que dijo el regulador o el que dicen las empresas. Normalmente, esa es la lógica de toda la discusión que se hace anualmente, hasta que, en definitiva, se realiza el informe final antes de que termine el año calendario.

Desde 2017, la CNE ha realizado cinco informes de rentabilidad y, en estos momentos, estamos desarrollando el informe aplicable de 2021; nos encontramos en el proceso de informe técnico preliminar y estamos a la espera de las observaciones de las compañías, respecto de ese informe.

Ahora vamos al detalle, respecto de cómo se realiza el chequeo de rentabilidad de las empresas distribuidoras de servicio público de gas de red. En el caso de los costos de explotación, que es lo relevante para esta comisión, tenemos el costo del gas, el más importante, los costos de operación y los gastos de comercialización.

En cuanto al costo del gas, no se trata necesariamente del hidrocarburo, ya que también puede ser el de regasificación y transporte. Es decir, otros costos necesarios para llevar el gas hasta la red de distribución.

La regla general de la ley es que el costo del gas que considere el regulador -la CNE- sea lo efectivamente pagado por las compañías, de acuerdo con sus contratos. Esa es la regla general.



Respecto de los costos de operación y mantención, que son los necesarios para que las empresas funcionen anualmente, la ley establece que deben ser solo los pertinentes, necesarios y eficientes. Por lo tanto, nuestra labor, como organismo técnico, consiste en determinar esos valores.

Los gastos de comercialización, que son los necesarios para captar y conectar nuevos clientes, por ejemplo, la adaptación a las redes, la conexión entre el medidor y los artefactos, etcétera, no están considerados dentro de los activos de las compañías, porque son propiedad de los clientes. La ley establece que puede determinarse que se sumen a la base de costos de explotación, mediante una anualización de hasta 10 años, pero deben ser considerados solo los gastos eficientes. O sea, no se consideran todos los gastos que informen las compañías.

El gasto más relevante de todos en términos de montos, es el costo del gas. ¿Cómo se considera el costo del gas en estos procesos anuales que debe llevar adelante la CNE? La ley establece que, para el chequeo de rentabilidad, para efectos del costo del gas, corresponde verificar de la gestión de compra del gas, dependiendo del tipo de régimen.

En primer lugar, veremos el régimen permanente de la ley y, luego, en la siguiente lámina, el régimen transitorio.

El régimen permanente, establecido en los artículos 33 quinquies y 33 sexies de la ley, diferencia si el gas es adquirido por las compañías a un proveedor no relacionado o a uno relacionado y la ley establece expresamente que, cuando es adquirido a un proveedor no relacionado, no hay ninguna



condición previa legal, sino que se presume que la gestión de compra es eficiente porque las distribuidoras debiesen tener incentivos naturales para buscar los mejores precios.

Por lo tanto, la ley ratifica que, a efectos del chequeo de rentabilidad, el costo del gas corresponderá a la fórmula de precio del mismo contrato que tenga la distribuidora. Es decir, del precio del contrato original que esta tenga.

En cambio, si el gas ha sido comprado a una empresa relacionada, la ley se pone en el escenario de que eso - este es el estándar técnico en los servicios públicos- puede conllevar precios de transferencia que no sean eficientes, que no sean los de mercado.

Entonces, en el régimen permanente, establece que solo va a considerar como eficientes los precios que acuerde con un proveedor relacionado si, como condición previa, ese acuerdo, ese contrato, es producto de una licitación pública internacional.

De alguna manera, la ley presume que una licitación pública internacional, incluso que es supervisada por el regulador, por la CNE, debiese ser la base para obtener precios eficientes y, si es así, entonces, se le reconoce que la gestión de compra fue eficiente y se le reconoce el costo del gas como la fórmula de precio que tenga el contrato original de la compañía.

En cambio, si alguna compañía presenta al regulador, a la CNE, un contrato con una empresa relacionada, que no fue fruto o producto de una licitación pública internacional, la ley presume que eso no es eficiente y taxativamente dice que no se debe considerar el contrato, sino el menor precio de los demás



contratos que existan en cada año de chequeo de rentabilidad. Es una especie de "castigo" por no haber seguido la regla básica, que era hacer una licitación.

Ese régimen comenzó a regir a partir de 2017. La mayoría de las empresas, prácticamente todas, tienen contratos con empresas no relacionadas. Hubo un caso puntal de una empresa con un contrato muy pequeño que ha tenido con empresas relacionadas, donde se le aplicó la última línea de esta lámina. Por lo tanto, aplicando la regulación, esto ha funcionado relativamente bien.

Ahora bien, como la ley comenzó a regir en 2017, siempre las leyes que regulan económicamente un sector deben hacerse cargo de lo que existía antes de que entre en vigencia la ley, porque esta no puede tener efecto retroactivo, y esta ley, la 20.999, se hizo cargo de toda la realidad existente a febrero de 2017, estableciendo cerca de 18 disposiciones transitorias que regulan distintos aspectos del mercado, para ver cuál era la realidad antes y empalmarla bien con la regulación que operaría a partir de 2017.

En particular, en el caso del costo del gas, en el artículo 12 transitorio la ley intenta hacerse cargo de que pudieran existir contratos con empresas relacionadas, previos a la entrada en vigencia de la ley y, en ese caso, las reglas que les mostré antes no iban aplicar, porque esos contratos ya habían sido suscritos. En ese sentido, si existieran esos contratos, evidentemente la ley consideró que había que hacer una regulación especial transitoria para hacerse cargo de ello,



siguiendo la misma lógica de verificar que la gestión de compras fuese eficiente.

En ese sentido, el artículo 12 transitorio estableció que si la compra que había sido acordada con anterioridad a la ley era con un proveedor relacionado y si este proveedor tenía acceso a instalaciones de importación y cumplía con una determinada metodología -establecida en el mismo artículo-, se presume que la gestión de compra fue eficiente y, para efectos del chequeo de rentabilidad que se debía hacer desde 2017 en adelante, se iba a considerar la fórmula de precio del contrato original.

En cambio, si ese contrato con relacionados estaba hecho y había acceso a instalaciones de importación, pero no cumplía con la metodología del artículo 12 transitorio (12T), la ley define que eso no es eficiente y, por lo tanto, no se reconoce el precio del contrato, sino el precio promedio de los demás contratos que estén en cada año del chequeo de rentabilidad. Es decir, lo sujeta a un riesgo futuro, señalando: yo no le voy a considerar su precio, sino que vamos a ir viendo el precio del mercado, año a año.

Además, si el contrato con la empresa relacionada había sido hecho sin tener acceso a instalaciones de importación, o sea, dentro del mercado secundario del país, la ley presume que eso no es eficiente y, en ese caso, incluso, considera que el costo del gas, para efectos del chequeo de rentabilidad, debe ser el menor precio de los contratos existentes.

La lógica de todo esto, nuevamente, es buscar un costo eficiente, un *benchmarking* de costo eficiente. Y, leyendo la



ley, que nosotros tenemos que aplicar todos los años, entendemos que la lógica era que costo eficiente será precio de mercado.

La metodología particular del artículo 12, y pueden observar un extracto del mismo artículo:

En primer lugar, la distribuidora o la relacionada debe contar con acceso a instalaciones que permitan importar gas. O sea, en el fondo tendría que tener acceso a un mercado internacional. Luego, verificado aquello, vemos si la gestión de compra de contrato fue económicamente eficiente de acuerdo con las condiciones de mercado.

¿Qué son las condiciones de mercado? Se compara el precio promedio proyectado del contrato, con relacionada, con el precio promedio proyectado de todos los demás contratos existentes al momento de que la distribuidora haya suscrito este contrato. Y el precio promedio proyectado se determina ponderando por volumen los precios mensuales de todos estos contratos para los siguientes 48 meses.

Eso es relevante porque los contratos no tienen un número único de precio, sino tienen un precio base y una fórmula de indexación que va a ir surtiendo efecto en el futuro, usualmente indexado a indicadores internacionales como el precio del Brent y del Henry Hub, que es el mercado norteamericano de gas natural; el precio del IPC norteamericano, o incluso pudiendo ser el IPC nacional, todos esos indexadores son desconocidos; no se sabe su valor en el momento que se escribe el contrato y quedan dentro de la fórmula.



Este precio promedio proyectado que establece la ley, que debe calcular la CNE, tiene que considerar toda esa proyección. Y, de hecho, para hacerlo, en su momento este organismo tuvo que acudir al mercado de futuros Nymex de Nueva York y comprar la base de datos de todas las transacciones futura del Brent y del Henry Hub que estaban en el contrato de Metrogas.

La condición final es que si el precio promedio proyectado, de esta forma, de la empresa, no supera en más de 5 por ciento el precio promedio proyectado en los demás contratos, es decir, el precio promedio proyectado del mercado, se verifica que la gestión de compra es eficiente y, en ese caso, si eso se cumple, el costo de gas corresponderá a lo efectivamente pagado de acuerdo con el contrato, y así se mantendrá en lo sucesivo durante los chequeos de rentabilidad que se realicen, hasta que este contrato expire.

Todo este proceso tuvo que ser realizado obviamente por la Comisión Nacional de Energía, porque así lo estableció la ley, y esto fue para el primer chequeo de rentabilidad, en el año 2017, en agosto, mediante resolución exenta CNE 441 se hizo todo este proceso técnico, y se verificó que en este caso particular ese contrato, que era el único que había sido declarado con relacionada, cumplía con lo establecido en la ley, en particular, en su artículo transitorio.

Eso es lo que la CNE ha hecho y hace respecto del mercado del gas todos los años, es decir, cumplir con las disposiciones legales que la mandatan a llevar adelante estos procesos.

Entiendo que hay un proyecto de ley, de iniciativa del Ejecutivo, pero que también reúne mociones parlamentarias



diversas, donde se propone incorporar el cálculo de la rentabilidad del grupo económicamente integrado a los casos en que haya contratos con relacionada, para evitar la extracción lateral de renta, a la luz de un informe de la Fiscalía General Económica, que denominamos propuesta N° 1, y luego hay otra propuesta que es rebajar el límite rentabilidad para activos con más de 20 años, eliminando el 3 por ciento que tienen actualmente.

Sabemos que este proyecto, sobre todo en la propuesta N° 1, viene a perfeccionar esta regulación que yo le acabo de demostrar. ¿Por qué ha ocurrido esto en la práctica? Estos son números reales que calcula la CNE. Pueden observar en la primera columna, en azul, donde dice rentabilidad anual es la rentabilidad que en todos estos proyectos que yo les mencioné, ha calculado la comisión año a año.

En el caso de Metrogas, en la Región Metropolitana, el valor está entre 8.59 y 8.40 de rentabilidad. El límite podríamos decir que está en el orden de 9 por ciento. Eso es más o menos, porque ahí hay que hacer ciertas especificaciones técnicas.

Por lo tanto, esta compañía en particular y también las demás compañías, ninguna ha superado el límite de rentabilidad que establece la ley. Sin embargo, si es que uno incorpora la propuesta 1 de este proyecto de ley, es decir, calcula la rentabilidad en forma integrada con su relacionada, el resultado que hubiese dado, y esto es una simulación con los datos que actualmente disponemos, hubiese seguido la columna que está en rojo, las rentabilidades, por ejemplo, en el año 2020, en vez de ser 8,4, hubiera sido 10,09.



Entonces, es evidente que al hacerlo en forma integrada, la empresa en particular hubiera tenido una rentabilidad superior, incluso superando a la del límite legal. Y entendemos que esta es la razón que hay detrás de este tipo de iniciativas de perfeccionamiento de la regulación.

En la última columna se observa lo que se debieron haber rebajado sus ingresos en la compañía, si es que hubiera estado vigente este proyecto de ley, desde el año 2016, para efectos de tener la misma rentabilidad que tuvo, que está en la primera columna, y estamos hablando de ingresos superiores a los que hubiese correspondido, de acuerdo con el proyecto de ley, entre 5 y 8 por ciento, que es una buena cantidad de dinero que si este proyecto de ley avanza, ahora va a quedar ya no en manos de las distribuidoras, sino que en manos de los consumidores.

Lo siguiente es la propuesta 2 del proyecto de ley, que no viene mucho a la materia de investigación de la comisión, pero también tiene un efecto en el caso de la distribuidora de la Región Metropolitana, al elevarle la rentabilidad y, por lo tanto, entregar mayores incentivos para que los precios sean más bajos, de tal forma de mantenerse dentro de los rangos legales.

Ese es el efecto agregado de ambas propuestas

Espero haber podido transmitirles a ustedes cuál es el trabajo que realiza la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo que nos mandató la ley del año 2017.

Estoy totalmente disponible a responder sus consultas.

Muchas gracias.



La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Muchas gracias, señor Mancilla.

Ofrezco la palabra para formular consultas.

Ofrezco la palabra.

Haré algunas consultas.

Me gustaría saber cómo determinar si el proveedor está relacionado o no, en este caso, con la empresa de gas.

Tiene la palabra el señor Mancilla.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Señora Presidenta, cuando comenzó este proceso en el 2017, lo que se les solicitó formalmente a todas las compañías que iban a ser sujeto de esta regulación era que entregasen una declaración jurada respecto de que si sus contratos son o no con proveedores relacionados. Ese es el primer punto.

Con eso, en particular, la empresa Metrogas entregó una declaración jurada donde decía que tenía contrato tanto de gas con Aagesa, como de transporte de gas con el gasoducto Gas Andes, que también es relacionado con ella. Esa es la primera fuente de información.

Obviamente, con esa fuente de información lo que hace la CNE es verificar que efectivamente estas empresas sean relacionadas, y para eso hay información de la Comisión para el Mercado Financiero y otras fuentes que determinan si hay alguna relación en el grupo empresarial.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Entonces, ¿en esa declaración jurada indico que mi proveedor es Aagesa o



es Gas Andes, y declaro inmediatamente si está relacionado conmigo o no?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Así es, Presidenta.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Ahora, si yo digo que no son relacionados conmigo, ¿no se hace la verificación?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Señora Presidenta, sí, se hace igual. Una cosa es lo que la empresa declara y otra es la labor técnica de la CNE de verificar aquello.

La CNE verifica todos estos contratos y las empresas involucradas, buscando información de otras fuentes, principalmente de la Comisión para el Mercado Financiero, y otras más, incluso las mismas memorias y estados financieros de las propias compañías dan muestra de eso, porque no se puede esconder la realidad, dado que son datos fidedignos.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Hay varias cosas técnicas respecto de la forma de regular los costos, pero me voy a ir a lo de la rentabilidad integrada. En la última tabla comparativa que usted hizo, mostraba la diferencia de la rentabilidad que se obtenía y luego de la rentabilidad integrada. ¿A qué podemos llamar rentabilidad integrada?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Es la rentabilidad que tendría la distribuidora si la actividad que realiza la proveedora, en este caso Ageda, no se considerara como una actividad separada de la actividad regulada, sino como



parte de la actividad regulada. Lo que ocurre actualmente es que, por la vía de tener un contrato con una empresa relacionada, eventualmente hay ciertos ingresos y rentas que no entran al proceso de chequeo de rentabilidad, como mostré, y las rentabilidades daban en un orden razonable, bajo el límite legal. Pero si uno considera que ese contrato con relacionadas lo integramos al mismo chequeo de rentabilidad, lo hacemos parte del mismo grupo empresarial y le chequeamos la rentabilidad conjunta, esa rentabilidad sale mayor, porque todas las rentas e ingresos que recibe la relacionada también entran al proceso de chequeo de rentabilidad y también debe estar bajo el límite legal.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Señor Mancilla, en la última lámina de su presentación, en que aparece la rentabilidad anual de 2020, para los efectos de la Fiscalía Nacional Económica, ¿de qué año se consideró la rentabilidad o fue de todo el período?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- De todo el período.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Entonces, considerando desde el 2017, año en que entra en vigencia la ley, hasta 2020, ¿significa que en 2020 la rentabilidad que obtuvo Metrogas, si se hubiese considerado como una sola empresa con Agesa, habría sido de 8,4 ciento en lugar de 10,09 por ciento?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Es al revés.



La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Habría sido de 10,09 en lugar del 8,40 por ciento.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Tal cual.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- ¿Eso significa que el 1,60 por ciento, más o menos, es la rentabilidad que se obtuvo del sobreprecio del gas?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- De alguna forma se podría interpretar así.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- ¿Cómo se puede calcular esto en pesos?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- La última columna establece cuánto menores debiesen haber sido, si hubiera estado vigente este proyecto de ley o el cálculo integrado, los ingresos de la compañía en esa zona de concesión para tener la misma rentabilidad que tuvo en la primera columna. En el fondo, saquemos el efecto de Agesa e incorporémoslo como un todo dentro de una expresión regulatoria. Los ingresos debiesen haber sido entre 5 y 8 por ciento menores. ¿Qué significa eso? En términos simples, que el precio promedio que la empresa debiese haber cobrado a sus clientes debería ser entre 5 y 8 por ciento más bajo.

Ahora bien, quiero hacer la salvedad de que en el precio promedio las empresas tienen distintos tipos de clientes, sean industriales, comerciales y residenciales, y que los precios que cobran a cada mercado son diversos, al igual que la



posibilidad de variar los precios. Usualmente los mercados o clientes industriales son mucho más sensibles al precio, porque tienen alternativas, entonces a las empresas de gas les cuesta más modificar los precios, porque podrían perder los clientes con más facilidad.

En general, en el mercado residencial hay más posibilidad para una compañía de mover los precios. Si bien los precios promedio debiesen haber sido entre 5 y 8 por ciento más bajos, probablemente, si uno lo ve por segmento, una buena parte hubiese impactado en el mercado residencial, es decir, el mercado residencial debiera haber tenido precios más bajos e, incluso, más bajos que 5 y 8 por ciento. Probablemente, ería entre 10 a 12 por ciento, pero habría que ver las cifras concretas.

En términos de dinero, nuestra estimación indica que lo acumulado en todos estos años son más de 200 millones de dólares.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- En la lámina donde están todos los elementos para considerar la rentabilidad, para efectos de determinar cada uno de los componentes antes de llegar a la rentabilidad, teníamos una operación, los ingresos de explotación, los costos de explotación, los costos anuales, etcétera ¿Esos componentes son proporcionados por la misma empresa de gas o son verificados o analizados por la Comisión Nacional de Energía? En el fondo, mi pregunta apunta a si puedo modificar o disfrazar eso y aparecer con un costo de explotación mayor. Si son datos



que proveo, ¿puedo manipular esos factores para determinar los cálculos?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- La respuesta es bien directa. Según la ley, los costos de inversión y explotación son determinados por la Comisión Nacional de Energía. Nosotros, como reguladores, definimos cuánto son esos costos. Previamente, las empresas tienen la obligación de informarnos los costos que tengan, que también está establecido en la ley. Sobre la base de lo que ellos informan -los costos reales-, el regulador -la Comisión Nacional de Energía- verifica que esos costos sean eficientes. Y si considera que no son eficientes, los corrige o cambia. Esto es lo que ocurre todos los años y también cuatrienalmente. Efectivamente, no siempre son los costos que informan las empresas. Varias veces consideramos que el costo eficiente es más bajo y lo cambiamos.

Ahora bien, la ley establece -y esto es un estándar- que ese proceso, el cual es relativamente técnico, debe tener a alguien que dirima cuando hay una controversia, por cuanto la empresa puede pensar que su costo es 10 y la CNE puede considerar que es 8. Tampoco sería justo para la compañía que simplemente valga la palabra del regulador. Entonces, el panel de expertos finalmente termina zanjando estas controversias y decidiendo si tiene razón la compañía o la CNE.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- ¿Cuándo son eficientes los costos?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Un buen (...) de costo



eficiente son, por ejemplo, los costos de mercado. Es decir, si una empresa informa un costo de 10, pero las mismas otras distribuidoras informan costos de 8, 9, 7, 8, diríamos que el promedio de las demás distribuidoras es 8, entonces su costo en realidad está fuera de mercado. También puede ser el costo análogo que haya en otros servicios públicos.

En el servicio sanitario, por ejemplo, hay bastantes costos muy similares al costo del gas, porque son cañerías enterradas. Uno puede tener diversas fuentes de información para buscar el costo de mercado o eficiente que uno esperaría.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Tiene la palabra la diputada Mercedes Bulnes.

La señora **BULNES** (doña Mercedes).- Señora Presidenta, tenemos claro por la exposición que, hasta 2017, no había manera de controlar la rentabilidad máxima por problemas de vacíos legales.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Exacto.

La señora **BULNES** (doña Mercedes).- ¿De qué fecha son los contratos de Metrogas con la empresa relacionada, los cuales van a estar regulados por el régimen provisional del artículo 12 transitorio? ¿De qué fecha son esos contratos?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Del 20 de julio de 2016.

La señora **BULNES** (doña Mercedes).- A esa fecha, 20 de julio de 2016, ¿ya se había iniciado la tramitación de la ley No 20.999?



El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Entiendo que sí, porque la ley fue aprobada en febrero de 2017.

Si no me equivoco se inició la tramitación creo que en 2015. Me parece. La verdad es que desconozco la parte del proceso de tramitación propiamente tal.

La señora **BULNES** (doña Mercedes).- O sea, podemos presumir que estos contratos se realizaron en previsión de la entrada en vigencia de la ley que se estaba tramitando en el Congreso.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- La verdad es que no sé. La CNE, simplemente, cuando la ley entró en vigencia, en 2017, recibimos contratos y analizamos contratos. Pero cuál fue la razón, hacer un juicio respecto de la conducta, no es parte de lo que a nosotros nos compete, en realidad.

La señora **BULNES** (doña Mercedes).- Naturalmente. Y, con anterioridad a ese contrato de 2016, ¿a qué empresa le compraba Metrogas el gas que distribuía?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Eso sí es interesante. Con anterioridad, el contrato estaba suscrito por Metrogas con una compañía transnacional, BG, British Gas, que fue traspasada a Shell.

La señora **BULNES** (doña Mercedes).- ¿Cómo se escribe?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- BG, son las iniciales de British Gas, una compañía británica, pero posteriormente fueron cedidos esos contratos a Shell, siendo Shell, de hecho,



el proveedor actual, ya no de Metrogas, sino de Agesa, porque lo que se hizo fue traspasar los contratos que tenía Metrogas con su proveedor original, traspasárselo a una sociedad distinta, que se llama Agesa, que es relacionada, y luego suscribir entre Metrogas y Agesa un contrato nuevo, para efectos de los chequeos de rentabilidad. Esos son datos reales.

La señora **BULNES** (doña Mercedes).- Perfecto. Muchas gracias.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Tiene la palabra el diputado Cristián Tapia.

El señor **TAPIA**.- Señor Mancilla, gusto de saludarlo.

Usted, dentro de su exposición, establece que ustedes hacen un chequeo de rentabilidad una vez al año.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Así es.

El señor **TAPIA**.- En estos años, ¿ustedes se percataron de lo que estaba sucediendo, de la relación entre estas dos empresas?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Lo que uno hace es tomar los contratos que están validados, que corresponden de acuerdo a la regulación y calcular la rentabilidad. Evidentemente, cuando uno hace estos cálculos también tiene conocimiento de que el contrato es con relacionadas, y como lo dije al comienzo, no es parte de nuestra labor hacer un juicio respecto de eso, porque la ley nos mandata a hacer tal cual lo que nos mandata a hacer; no nos mandata a hacer otras cosas. Es decir, era evidente que había un contrato con relacionadas y que por ahí había ingresos que tenía además el grupo empresarial.



El señor **TAPIA**.- Como esta es una comisión investigadora, ¿a quién le correspondía darse cuenta de que aquí había una situación irregular? Porque, la verdad es que de todos los invitados que hemos tenido hasta ahora, nadie asume ninguna responsabilidad de fiscalización.

Insisto, estamos en una comisión investigadora y queremos llegar con más detalle al fondo de lo que realmente sucedió. Sabemos que hay una [...] de la empresa, de eso no cabe ninguna duda, pero también tenemos los entes del Estado, que son los que tienen que fiscalizar. Entiendo que antes de 2017 empieza esta relación, antes de la ley, pero también hay un vínculo, que son ellos mismos.

Desde su punto de vista, ¿dónde está el problema respecto de lo sucedido?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Respecto de proponer cambios a la regulación, es algo normal. De hecho, hay muchas leyes que se van efectivamente cambiando con nuevos hechos del mercado, por perfeccionamiento, en función de equilibrar en los beneficios consumidores-empresa. Eso normalmente ocurre por los cambios legales. Entiendo que la iniciativa de hacer política pública, cambios legales, es del poder político, de nuestras autoridades. Dicho eso, entiendo que tanto en la administración pasada como en la actual esto ha sido recogido y se han presentado proyectos de ley, justamente en función de lo que muestra este cuadro. Perfeccionar este ciclo de rentabilidades es lo que tiene que ver con el costo del gas,



para hacer que cumpla efectivamente con el espíritu de la ley, que era tener costos eficientes y proteger a los consumidores.

Al menos en las últimas dos administraciones, con las que me ha tocado trabajar, he visto que han llevado adelante iniciativas de ese tipo.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- No habiendo más preguntas, vamos a liberar a don Marco Mancilla y a su coordinadora, doña Andrea Olea, dándole las gracias a don Marco, por la claridad de su exposición, a pesar de tener muchos elementos técnicos fue muy claro en indicarnos y, además, en analizar lo que nos va a servir mucho, que es el boletín que contiene el proyecto, y eso también nos da claridad para poder legislar en el futuro la importancia de modificar la actual normativa.

Le agradezco muchísimo su presencia en este en este día.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Muchas gracias a usted, señora Presidenta y, por su intermedio, a todos los miembros de la comisión.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Perfecto. Buenos días.

Colegas, según nuestro cronograma, para la próxima sesión, siguiendo esta línea lógica, tenemos citado al fiscal nacional económico, don Ricardo Riesco. A continuación, el diputado Tapia había pedido que concurriera don Juan Pablo Montero, un investigador especialista en libre competencia, que había asesorado a la Fiscalía en esto, pero no vamos a alcanzar a escucharlos a los dos en una misma sesión. Entonces, propongo



escuchar primero al fiscal, luego al investigador, luego al Sernac, a Conadecus, a Odecu, a las asociaciones de distribuidores de gas y a don Máximo Pacheco.

El orden propuesto era recibir primero al fiscal nacional económico, luego al investigador, enseguida al señor Pacheco, y posteriormente a las organizaciones de consumidores y a la asociación de distribución de gas. ¿Les parece ese orden?

El señor **TAPIA**.- Presidenta, ¿cómo andamos con los tiempos hasta el término de la comisión?

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Entiendo que bien.

El señor **TAPIA**.- Igual tenemos que tomarnos un tiempo para hacer el resumen, el análisis y las conclusiones.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Sí, estamos pendientes de eso.

El señor **TAPIA**.- ¿Cuántos días nos quedan, considerando la semana distrital?

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Son 90 días; por lo tanto, es hasta el 2 de noviembre.

Podríamos citar a todas las organizaciones de consumidores y al Sernac en una misma sesión, acotando los tiempos de sus presentaciones. Nos quedan 7 sesiones.

El señor **TAPIA**.- ¿Qué día de noviembre?

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- El 2 de noviembre. Quedan 7 sesiones. Eventualmente, nos quedarían 2 sesiones finalmente.

Si citamos a las asociaciones de consumidores junto con el Sernac, en una sola oportunidad, y a las asociaciones de gas,



podría ser junto con el investigador, tal vez podríamos acotar a cuatro sesiones las próximas entrevistas que tengamos. Eso implicaría que podríamos tener dos sesiones para analizar, sobre todo el oficio que nos va a llegar desde la Biblioteca del Congreso Nacional que, creo, va a ser bastante relevante para efectos de nuestras conclusiones y análisis.

Tiene la palabra la señora secretaria.

La señora **DÍAZ**, doña María Cristina (Secretaria).- Señora Presidenta, por su intermedio, solo quiero informar que una vez que venza el plazo que acordó la Sala y que solicitaron los peticionarios, la comisión tiene un plazo de 15 días, contados desde ese término, para el solo efecto de acordar las conclusiones y proposiciones sobre la investigación. Tenemos ese plazo adicional, que es solo para esos efectos. No es para recibir en audiencia; sin perjuicio de que la comisión puede acordar una prórroga, la que se votaría por mayoría simple en la Sala.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Entonces, para la próxima sesión tendríamos al fiscal nacional económico.

¿Habría acuerdo?

Acordado.

Por haber cumplido con su objeto, se levanta la sesión.

-Se levantó la sesión a las 10:00 horas.



CLAUDIO GUZMÁN AHUMADA,

Redactor

Jefe Taquígrafos Comisiones.