

**REF.:** Aprueba Informe de Rentabilidad Anual Definitivo a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A.

**SANTIAGO, 02 de octubre de 2017.**

**RESOLUCION EXENTA N° 541.**

**VISTOS:**

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, "la Comisión" o "CNE", modificado por Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N° 323 de 1931, Ley de Servicios de Gas, del Ministerio del Interior y sus modificaciones, en adelante e indistintamente "Ley de Servicios de Gas" o la "Ley", especialmente, su nuevo artículo 33 quáter;
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 20.999 de 2017, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica, en adelante "Ley N° 20.999", publicada en el Diario Oficial con fecha 9 de febrero de 2017;
- d) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 77, de 9 de febrero de 2017, que Establece Sistema de Contabilidad Regulatoria para el chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 ter de la Ley de Servicios de Gas y deja sin efecto Resolución Exenta CNE N°160 de 2015;
- e) Lo indicado en la Resolución Exenta CNE N° 78, de 9 de febrero de 2017, que Fija procedimiento de entrega de información por parte de las empresas concesionarias de servicio público de gas de red sujetas a chequeo anual de rentabilidad, en conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 20.999 de 2017;



- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 406, de 31 de julio de 2017, que Establece normas para la elaboración del Informe de Rentabilidad Anual por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red, a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas, publicada en el Diario Oficial con fecha 16 de agosto del presente, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 406";
- g) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 426, de fecha 4 de agosto de 2017, que Aprueba Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 426";
- h) Lo indicado en la Resolución Exenta CNE N° 451, de fecha 16 de agosto de 2017, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 451";
- i) Lo indicado en la Resolución Exenta CNE N° 497, de 6 de septiembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico Definitivo a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 497";
- j) Las observaciones recibidas dentro del plazo legal, de la empresa Lipigas S.A. respecto del Informe de Rentabilidad Anual Preliminar aprobado mediante Resolución CNE N° 451; y
- k) Lo indicado en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

**CONSIDERANDO:**

- a) Que, conforme a lo dispuesto en el nuevo artículo 30 bis de la Ley de Servicios de Gas, 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 que establece la Ley;



- b) Que, para los efectos anteriores, el mismo artículo 30 bis de la Ley, establece que la metodología y procedimiento para realizar el chequeo de la rentabilidad se efectuará en conformidad a lo dispuesto en los artículos 33 a 33 sexies. Agrega asimismo la disposición legal antes indicada, que el 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, así como también el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad del servicio de gas establecidas en la normativa vigente;
- c) Que, por su parte, el artículo 33 quáter de la Ley señala que antes del 15 de agosto de cada año, la Comisión deberá emitir un informe de rentabilidad anual preliminar por empresa concesionaria para sus respectivas zonas de concesión. La misma disposición añade que a partir de la fecha de notificación de dicho informe, las empresas dispondrán de quince días para presentar sus observaciones a la Comisión;
- d) Que, mediante la Resolución CNE N° 406, esta Comisión estableció las normas procedimentales y criterios metodológicos necesarios para la elaboración de los Informes de Rentabilidad Anuales por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red;
- e) Que, en cumplimiento de lo señalado en los literales precedentes, mediante Resolución CNE N°451, esta Comisión aprobó el Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A.;
- f) Que, estando dentro del plazo legal, la empresa Lipigas S.A. presentó sus observaciones al Informe de Rentabilidad Anual Preliminar aprobado mediante Resolución CNE N°451; y
- g) Que, en consecuencia, habiendo revisado y considerado las observaciones de la empresa en su alcance y mérito, corresponde aprobar el Informe de Rentabilidad Anual Definitivo a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A.



**RESUELVO:**

**ARTÍCULO PRIMERO.** Apruébese el siguiente “Informe de Rentabilidad Anual Definitivo a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., año calendario 2016”, cuyo texto se transcribe a continuación:



**INFORME DE RENTABILIDAD ANUAL DEFINITIVO A  
QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 33 QUÁTER DE LA  
LEY DE SERVICIOS DE GAS DE LA EMPRESA**

**EMPRESAS LIPIGAS S.A.**

**AÑO CALENDARIO 2016**

*Octubre de 2017  
Santiago de Chile*

## ÍNDICE

<b>CAPÍTULO I : METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL DE LA EMPRESA CONCESIONARIA, POR ZONA DE CONCESIÓN .....</b>	<b>5</b>
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN.....	5
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES.....	5
2.1 Costo del gas al ingreso sistema de distribución .....	6
2.2 Costos de operación, mantención y administración .....	6
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES .....	7
4 DETERMINACIÓN DE LOS BIENES INTANGIBLES Y DEL CAPITAL DE EXPLOTACIÓN.....	8
5 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN .....	8
5.1 Criterios de verificación y corrección específicos para el VNR asignado a cada año .....	9
6 CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES .....	9
7 CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA .....	10
<b>CAPÍTULO II : TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2016 - CONCESIÓN REGIÓN ANTOFAGASTA.....</b>	<b>11</b>
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016 .....	11
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016.....	11
2.1 Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2016 .....	11
2.2 Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2016 .....	11
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016 .....	12
4 COSTOS DE INVERSIÓN AÑO CALENDARIO 2016.....	12
5 TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2016 .....	13
<b>CAPÍTULO III. ANEXOS.....</b>	<b>14</b>
ANEXO I: MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN.....	14
ANEXO II: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA .....	15
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN .....	15
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN .....	15
ANEXO III. INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016 – DETALLE.....	16
ANEXO IV. VNR AÑO CALENDARIO 2016 ASIGNADO A CADA AÑO DEL PERÍODO 2002-2016.....	17
ANEXO V. OBSERVACIONES AL INFORME DE RENTABILIDAD ANUAL PRELIMINAR .....	17

## INTRODUCCIÓN

El artículo 30 bis del DFL N°323, de 1931, en adelante e indistintamente la Ley o Ley de Servicios de Gas, modificada por la Ley N° 20.999 del 9 de febrero de 2017, establece que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la Comisión, deberá efectuar anualmente un chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias por zona de concesión, a objeto de determinar si exceden el límite máximo de rentabilidad establecido en la Ley.

Para estos efectos, antes del 15 de agosto de cada año, la Comisión deberá emitir un informe de rentabilidad anual preliminar por empresa concesionaria para sus respectivas zonas de concesión, de acuerdo a lo señalado en el artículo 33 quáter de la misma Ley.

En cumplimiento de dicha norma legal, la Comisión dictó la Resolución Exenta CNE N° 451, de fecha 16 de agosto de 2017, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A. De acuerdo a la Ley, dicho Informe de Rentabilidad Anual Preliminar está sujeto a observaciones por la respectiva empresa concesionaria dentro de los quince días siguientes al de su notificación. Vencido el plazo anterior, la Comisión dispuso de quince días para revisar dichas observaciones y los nuevos antecedentes aportados por la empresa, y considerarlas en su mérito, a efecto de emitir el presente Informe de Rentabilidad Anual Definitivo el cual incluye un Anexo V, con las observaciones presentadas y con las respectivas respuestas por parte de esta Comisión. Adicionalmente, en esta etapa la Comisión procedió a corregir todos los errores de hecho y de cálculos detectados en el Informe de Rentabilidad Anual Preliminar.

La metodología y procedimiento para realizar el chequeo de rentabilidad económica se efectúa en conformidad a lo dispuesto en los artículos 33 a 33 sexies de la Ley y a lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 406, de fecha 31 de julio de 2017, que “Establece normas para la elaboración del Informe de Rentabilidad Anual por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red, a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas”, publicada en el Diario Oficial con fecha 16 de agosto de 2017, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 406”..

Como ya se señaló, el chequeo rentabilidad se efectúa por zona de concesión. Se entenderá por este último término, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 2, N° 25 de la Ley, “el conjunto de zonas geográficas ubicadas en una misma región, especificadas en uno o más decretos de concesión de servicio público de gas de red de una empresa concesionaria. Sin perjuicio de lo anterior, en el caso que la zona geográfica identificada en uno o más decretos de concesión abarque de manera continua dos regiones adyacentes, la Comisión podrá considerar dicha zona geográfica como parte de una misma zona de concesión. Para ello, además de la continuidad física de las redes de distribución, deberá verificarse que dichas redes permiten una gestión operativa y comercial conjunta por parte de la empresa concesionaria”.

El presente Informe Definitivo de Rentabilidad Anual – año 2016 - corresponde a la empresa concesionaria de servicio público de distribución Lipigas S.A., y se efectúa, como se indicará más adelante, respecto a su zona de concesión Antofagasta.

Para la elaboración del presente informe, la Comisión se basó en la siguiente información y documentación:

1. La información presentada por las empresas concesionarias en conformidad a lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 78 del 9 de febrero de 2017, que “Fija procedimiento de entrega de información por parte de las empresas concesionarias de servicio público de gas de red sujetas a chequeo anual de rentabilidad, en conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 20.999 de 2017”, en adelante “Resolución CNE N° 78”.
2. El respectivo Informe Técnico Definitivo elaborado por la Comisión aplicable a Lipigas S.A., aprobado mediante Resolución CNE N°497, del 06 de septiembre de 2017, que “Aprueba Informe Técnico Definitivo a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A.”, en

adelante "Informe Técnico Definitivo de VNR<sup>1</sup>".

3. La Resolución CNE N° 426 de fecha 4 de agosto de 2017, que Aprueba Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante, "Resolución CNE N° 426".
4. El estudio "Análisis de Benchmarking para la determinación de costos eficientes a través de técnicas de frontera", de 11 de agosto de 2017, realizado por Estudios Energéticos Consultores (en adelante, el "Estudio").
5. La observación enviada por la empresa, el día 7 de septiembre, al Informe de Rentabilidad Anual preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas, aprobado mediante Resolución CNE N°451, del 16 de agosto de 2017.

De esta manera, en cumplimiento de lo señalado, el presente informe contiene la determinación de la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria Lipigas S.A. (en adelante e indistintamente Lipigas), para su zona de concesión, para el año calendario 2016.

A partir de la definición de zona de concesión establecida por la Ley, al 31 de diciembre de 2016, la zona de concesión de Lipigas es la siguiente:

**Tabla 1: Caracterización de la concesión a diciembre de 2016**

Región/zona de concesión	Comunas /localidades	Nombre fantasía	Nombre real	Tipo de gas	Número de clientes (medidores)	Estado
II-Antofagasta	Calama	Lipigas	Empresas Lipigas S.A.	GN		Operativa

Lipigas posee una zona de concesión ubicada en la ciudad de Calama definida en el Decreto de Concesión N°39, de fecha 27 de enero del 2004, para la explotación del servicio de distribución de gas natural de red. Dicha zona de concesión entró en operaciones gradualmente desde el año 2006, y terminando su puesta en servicio para el total de la red original en el año 2007. Tiene 3.329 clientes conectados por medio de 67.995 metros de redes de distribución.

El consumo facturado al 31 de diciembre del año 2016 alcanzó un total de 1.173.193 m<sup>3</sup> de gas natural equivalente<sup>2</sup>, que se distribuyen de la siguiente manera.

**Tabla 2: Caracterización de la empresa a diciembre de 2016**

Cliente	Número de clientes	M3 facturados
Residencial		
Comercial		
Industrial		

Fuente: Informe VNR 2016 de Lipigas.

Nota: Empresa declara cantidades de clientes diferentes en distintas partes del informe de VNR 2016

La empresa no tiene clientes industriales.

Respecto a las redes, a diciembre de 2016, la cobertura total alcanzó los 67,995 kilómetros de redes terciarias de gas. La empresa concesionaria no posee redes primarias ni secundarias.

<sup>1</sup> Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante e indistintamente VNR

<sup>2</sup> A condiciones estándar y a 9.300 kcal por m<sup>3</sup>

# **CAPÍTULO I: METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL DE LA EMPRESA CONCESIONARIA, POR ZONA DE CONCESIÓN**

La determinación de la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria, por zona de concesión, se realiza conforme a la metodología que se define en la Ley de Servicios de Gas y en la Resolución CNE N° 406. La metodología específica para la determinación o cálculo de cada ítem necesario para la determinación de la tasa de rentabilidad económica anual se detalla a continuación.

## **1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN**

La determinación de los ingresos de explotación por la prestación del servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan, por empresa concesionaria y por zona de concesión, se realiza a partir de la información entregada por la concesionaria a la Comisión en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 77, de 9 de febrero de 2017, en adelante "Sistema de Contabilidad Regulatoria", respecto de los ingresos percibidos en sus zonas de concesión durante el año 2016. De los ingresos presentados sólo se consideran aquellos obtenidos por la concesionaria por la prestación del servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan, verificándose que los ingresos por otras actividades efectivamente no pertenezcan a la categoría anterior.

De acuerdo a la definición de servicios afines señalada en el numeral 17 del artículo 2° de la Ley, estos corresponden a los servicios asociados al servicio de gas que, por razones de seguridad o por su propia naturaleza, sólo pueden ser prestados por la respectiva empresa concesionaria o por un tercero por cuenta de ésta, tales como, corte y reposición de servicio, envío de boleta o factura a una dirección especial. Por otra parte, la misma Ley establece que ciertas prestaciones relativas al mantenimiento de empalmes y medidores son de responsabilidad y cargo exclusivo de la empresa concesionaria, así como también la prohibición de que las empresas exijan alguna contraprestación por el medidor, su instalación o uso.

En el caso que la empresa concesionaria haya informado como servicios afines determinados servicios que de acuerdo a la Ley forman parte de la prestación del servicio público de distribución de gas, éstos son considerados como parte de los ingresos de explotación de la respectiva empresa, y el costo de la prestación de los mismos es incluido dentro de los costos de explotación de dicha empresa.

Los ingresos y costos de los demás servicios informados por la concesionaria que no cumplan con las condiciones anteriores no se consideran para la determinación de la tasa de rentabilidad económica anual

## **2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES**

Los costos anuales de explotación corresponden a la suma de los costos de operación, mantención y administración, el costo del gas requerido para todos los suministros efectuados mediante las instalaciones de distribución definido en el artículo 33° quinquies de la Ley, 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.

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 según la metodología señalada en el numeral 6 de este Capítulo.

## **2.1 Costo del gas al ingreso sistema de distribución**

La determinación del costo del gas al ingreso del sistema de distribución se realiza para cada punto de conexión entre las instalaciones de producción, importación o transporte, según corresponda, y las instalaciones de distribución de la zona de concesión. El costo del gas en cada punto de conexión corresponde a lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria, de acuerdo al o los precios de compra de sus contratos de suministro, vigentes durante el año 2016, en el correspondiente punto de conexión o en algún punto distinto, incluyendo en este último caso los demás costos en que incurre la empresa concesionaria para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación, cuando corresponda. Estos últimos también se valorizan de acuerdo a lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria por estos servicios, según sus contratos vigentes durante el año 2016.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, si la empresa concesionaria efectuó la compra de gas durante el año 2016 a empresas de su mismo grupo empresarial o a personas o entidades relacionadas en los términos previstos en la Ley N° 18.045, de Mercado de Valores, mediante contratos de compra de gas suscritos antes del 9 de febrero de 2017 (fecha de publicación de la Ley N° 20.999), el costo del gas asociado a tales contratos se determina de acuerdo a lo establecido en el artículo duodécimo transitorio de la Ley 20.999 de 2017.

Asimismo, de conformidad al artículo 33 quinquies de la Ley, en caso que alguno de los servicios involucrados en los demás costos para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución sean prestados a la empresa concesionaria por las referidas empresas, personas o entidades, se realiza la verificación de que el costo de éstos refleje una gestión económicamente eficiente, corrigiéndolo en caso contrario, sobre la base del precio que otros consumidores paguen por ellos, u otros antecedentes que fehacientemente reflejen el costo de dichos servicios.

Para los efectos de constatar si una determinada empresa concesionaria se encuentra en la hipótesis señalada en los párrafos anteriores, se considera la declaración jurada ante Notario suscrita por el representante legal de la empresa, solicitada mediante Resolución CNE N° 78, respecto de si los contratos de suministro de gas, transporte y almacenamiento y regasificación informados fueron suscritos con una empresa de su mismo grupo empresarial o persona o entidades relacionadas, en los términos señalados en la Ley N° 18.045, de Mercado de Valores.

## **2.2 Costos de operación, mantención y administración**

La determinación de los costos de operación, mantención y administración, por empresa concesionaria y por zona de concesión, se realiza a partir de la información entregada por la concesionaria a la Comisión en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, respecto de los costos incurridos en sus zonas de concesión durante el año 2016.

De los costos presentados sólo se consideran aquellos costos de operación, mantención y administración eficientes asociados a la prestación del servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan. Se revisa, verifica y, en su caso, corrige lo informado, considerando, en primer lugar, aquellos costos que sean pertinentes, necesarios y correctamente asignados a la actividad de distribución de la respectiva empresa concesionaria.

No se consideran como costos de operación, mantención y administración necesarios para prestar el servicio de distribución de gas por red y sus servicios afines, aquellos gastos que sean utilizados para la provisión de otros servicios o la realización de otros negocios distintos a éstos, ya sea de manera directa o a través de empresas de su mismo grupo empresarial o a las personas o entidades relacionadas en los términos señalados en la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores. En caso que por razones de indivisibilidad o uso conjunto de recursos, la empresa concesionaria incurra en costos de operación, mantención y administración en forma compartida, sólo se considera como gasto necesario para prestar el servicio público de distribución de gas por red y sus servicios afines, la proporción que corresponda de acuerdo a la utilización de dichos recursos para la prestación de este servicio público.

Asimismo, no se consideran como costos de operación, mantención y administración necesarios para prestar el servicio de distribución de gas por red y sus servicios afines, aquellos cuya reducción o eliminación permiten mantener la prestación del servicio de gas y servicios afines en cumplimiento de la normativa vigente de calidad y seguridad de servicio.

Además se revisa, y de ser necesario se corrige, la correcta asignación de los costos de operación, mantención y administración informados por la empresa concesionaria, en términos que éstos no estén considerados en otras partidas de costo, tales como gastos de comercialización, componentes de costos del Valor Nuevo de Reemplazo o gastos activados por la concesionaria, entre otros, de modo de evitar la doble contabilización de costos.

Finalmente, los costos de operación, mantención y administración pertinentes, necesarios y correctamente asignados se ajustan de manera que sean eficientes para prestar el servicio de distribución de gas por red y los servicios afines que correspondan a los clientes de la concesionaria en sus respectiva zona de concesión, de acuerdo a los niveles de calidad y seguridad de servicio establecidos en la normativa vigente. Este ajuste toma en consideración variables características de la empresa concesionaria<sup>3</sup>, de manera que el ajuste incorpore las ganancias de eficiencia que provengan tanto de una mejor gestión en el tiempo que acerque gradualmente a la concesionaria a los estándares de otras empresas distribuidoras de gas o eventualmente otras empresas de servicio público comparables, como también que incorpore las ganancias de eficiencia provenientes de mayores escalas de producción y/o densificación.

Para estos efectos, los costos de operación, mantención y administración pertinentes, necesarios y correctamente asignados se ajustan por eficiencia basados en la metodología presentada en el estudio “Análisis de benchmarking para la determinación de costos eficientes a través de técnicas de fronteras”, elaborado por la empresa Estudios Energéticos Consultores. Un resumen de dicha metodología y sus resultados se muestra en Anexo I.

### **3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES**

La determinación de los gastos de comercialización por empresa concesionaria, por zona de concesión, se realiza sobre la base de lo informado por la concesionaria en el Sistema de Contabilidad Regulatoria y en virtud de la Resolución CNE N°78, incluyendo la auditoría externa independiente acompañada. Sólo se consideran los gastos de comercialización necesarios para la captación y conexión de nuevos clientes, los que podrán ser corregidos de acuerdo a criterios de eficiencia.

Se incluye tanto los gastos de comercialización asociados a instalaciones nuevas como a instalaciones convertidas o adaptadas debido a modificaciones en las especificaciones del suministro. Se consideran como gastos necesarios para la captación y conexión de nuevos clientes los asociados a la construcción del empalme de propiedad del cliente, así como los asociados a instalaciones interiores, tales como, instalación de tuberías, regularización de instalaciones cuando corresponda (ventilación, evacuación de gases, llaves de paso, etc.), inscripciones, certificaciones y otros que estén relacionados con construir o preparar instalaciones del cliente para recibir el suministro de gas.

No se consideran como gastos de comercialización los costos de marketing y publicidad, tales como campañas publicitarias y/o beneficios de aplicación general para los consumidores, sin perjuicio de que sean informados y reconocidos como costos de explotación, siempre y cuando sean de carácter general y no discriminatorio. Las donaciones, promociones y/o aportes de artefactos u otros equipos, bienes o servicios entregados

---

<sup>3</sup> El ajuste se calcula por empresa concesionaria y se aplica por igual a todas las zonas de concesión, a menos que alguna de sus zonas sea de mínima escala y/o de reciente entrada en operación.

discrecionalmente a un cliente no se consideran, ni como gastos de comercialización, ni dentro de los costos de explotación. Los costos incluidos en el VNR de instalaciones de gas tampoco se consideran por estar duplicados.

Los gastos de comercialización eficientes podrán ser amortizables en un período de hasta diez años contados desde su desembolso para efectos de los sucesivos chequeos de rentabilidad. El plazo de amortización para cada concesionaria es el determinado en el Informe Técnico Definitivo de VNR. La tasa de descuento utilizada para efectos de la cuota anual de amortización es la tasa de costo de capital por empresa concesionaria y por zona de concesión para el año 2016, determinada en la Resolución CNE N° 426 de fecha 4 de agosto de 2017.

La cuota de amortización anual resultante se incluye como parte de los costos de explotación para efectos del cálculo del flujo neto a que hace referencia el numeral 7 de este Capítulo.

#### **4 DETERMINACIÓN DE LOS BIENES INTANGIBLES Y DEL CAPITAL DE EXPLOTACIÓN**

Para la determinación del VNR de los bienes intangibles, correspondientes a los gastos de organización de la empresa concesionaria, se considera lo informado por las concesionarias para este ítem en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, con un límite máximo de 2% del VNR de los bienes necesarios para el año 2016 determinados en el Informe Técnico Definitivo de VNR.

Para la determinación del capital de explotación a incluir en el VNR, se considera un monto igual a un doceavo de los ingresos de explotación determinados según el numeral 1 de este Capítulo.

#### **5 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN**

La determinación de los costos anuales de inversión se realiza en base a transformar el VNR de los bienes de la zona de concesión en costos anuales de inversión de igual monto, en adelante “Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo” o “AVNR”, 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 en la respectiva zona de concesión.

Para el cálculo del AVNR se utilizará el VNR y la vida útil económica de cada tipo de bien determinado en el Informe Técnico Definitivo de VNR. Para el capital de explotación y el VNR de los bienes intangibles se considera una vida útil de plazo indefinido o perpetua.

Sin perjuicio de lo anterior, la tasa de actualización a considerar en el cálculo del AVNR de las redes construidas en nuevas zonas de servicio y de los demás bienes de la concesionaria asociados a estas expansiones, que hayan entrado en operación entre el año 2002 y el año 2016, se incrementa en dos puntos porcentuales respecto de la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria para su respectiva zona de concesión, por un plazo de 15 años desde su entrada en operación.

El año de entrada en operación de las redes y los demás bienes asociados a estas expansiones se determina a partir de lo informado por las empresas concesionarias en el Sistema de Contabilidad Regulatoria. Para efectos de verificar la antigüedad de los bienes informados con entrada en operación entre el año 2002 y el año 2016, se considera la auditoría externa independiente, acompañada por las concesionarias en virtud de lo exigido en la Resolución CNE N°78.

El VNR de los costos de servidumbres y derechos asociados a redes de distribución, determinado en el Informe Técnico Definitivo de VNR, se asigna a cada año en proporción a la longitud total de las redes, por zona de concesión y tipo de red, correspondiente a cada año, salvo cuando este valor sea posible de extraer de la documentación de respaldo entregada por la concesionaria para los valores efectivamente pagados.

La Comisión revisó la información entregada respecto de la antigüedad de los bienes de la concesionaria y en caso que ésta resultara incorrecta o inconsistente, especialmente en el caso de bienes respecto de los cuales el año informado correspondía a una renovación en lugar del año de entrada en operación de las expansiones, corrigió la asignación del monto de VNR correspondiente a cada año para efectos del cálculo del AVNR. La metodología de revisión y corrección se describe a continuación para cada tipo de bien.

## **5.1 Criterios de verificación y corrección específicos para el VNR asignado a cada año**

Para redes de distribución, se verifica en primer lugar que la auditoría referente a los años desde la entrada en operación de las redes, haya sido realizada cumpliendo con una norma de general aceptación y que la muestra auditada fuera parte del universo de instalaciones informadas en el Sistema de Contabilidad Regulatoria. Luego se revisa la consistencia de la antigüedad informada, verificando que la evolución temporal de kilómetros de red, por tipo, guarde relación con el aumento anual de clientes y volumen de gas suministrado.

Para las plantas de fabricación y estaciones de regulación y medición se revisa si la antigüedad informada es consistente con el año de entrada en operación de las redes.

Para las instalaciones accesorias de redes de distribución, tales como válvulas, trampas pigs, sistema de protección catódica, cruces y plantas de odorización se verifica que su antigüedad informada guarde relación con la evolución de entrada en operación de las redes de distribución. En los casos en los cuales no se verifica esta consistencia, se asigna a cada año una fracción del VNR de cada tipo de instalación a prorrata de los kilómetros de red, por tipo de red, que entraron en operación en el año correspondiente.

Para acometidas, empalmes y medidores se verifica que su antigüedad informada guarde relación con la evolución de los clientes por año, por tipo de cliente. En los casos en que no se verifica esta consistencia, se asigna a cada año una fracción del VNR de cada tipo de instalación a prorrata del número de clientes, por tipo de cliente, informados para el año correspondiente. Para estos efectos, cuando la diferencia del número de clientes entre dos años consecutivos es negativa, se asigna valor cero de nuevos clientes. La diferencia entre el número de clientes al cierre del año 2016 y la suma de los nuevos clientes entre 2002 y 2016 se asigna al período previo a 2002. Cuando el número de clientes al cierre del año 2016 es menor que los del año 2001, se considera que no ha habido nuevos clientes en el período 2002 a 2016.

Los otros bienes muebles e inmuebles se consideran que fueron adquiridos en su totalidad junto con la entrada en operación de la concesionaria en la respectiva zona de concesión.

Finalmente, se considera que los desembolsos por bienes intangibles, correspondientes a los gastos de organización de la empresa, fueron realizados al inicio de entrada en operación de la empresa concesionaria. El mismo criterio se aplica para el capital de explotación.

## **6 CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES**

Los impuestos a las utilidades se calculan considerando la tasa general del Impuesto de Primera Categoría de la Ley sobre Impuesto a la Renta vigente en el año 2016 (24%), 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 se calcula linealmente sobre la base de la vida útil tributaria de los bienes de la empresa concesionaria determinada en el Informe Técnico Definitivo de VNR. Cuando la vida útil tributaria es menor que la vida útil económica de un bien y para efectos de consistencia con el cálculo del AVNR, se determina un valor de depreciación anual equivalente durante la vida útil económica del bien que entrega el mismo flujo de caja actualizado que se obtendría con una depreciación lineal calculada con la vida útil tributaria. Para estos efectos se utiliza la tasa de rentabilidad económica anual como factor de actualización, tal como se muestra a continuación:

$$D_{Lineal} = \frac{VNR}{N_{SII}}$$

$$\sum_{i=1}^{VU} \frac{D_{Eq}}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^{N_{SII}} \frac{D_{Lineal}}{(1+r)^i}$$

$$D_{Eq} = \frac{VNR}{N_{SII}} \cdot (1+r)^{[VU-N_{SII}]} \cdot \frac{(1+r)^{N_{SII}} - 1}{(1+r)^{VU} - 1}$$

Dónde:

- VU vida útil económica
- NSII vida contable o tributaria
- r tasa de rentabilidad

En los casos en que la vida útil tributaria es mayor que la vida útil económica, la depreciación se determina como la depreciación lineal:

$$D_{Eq} = \frac{VNR}{N_{SII}}$$

## 7 CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA

La tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria, por zona de concesión, se determina como aquella tasa de actualización que permite un flujo neto igual a cero a los bienes de propiedad de la empresa concesionaria en la correspondiente zona de concesión que sean necesarios para prestar el servicio público de distribución, incluyendo los servicios afines que correspondan.

El flujo neto corresponde 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, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$FN = I - C - AVNR - IMP.$$

Dónde:

- FN: Flujo Neto
- I: Ingresos de Explotación
- C: Costos de Explotación
- AVNR: Costos Anuales de Inversión
- IMP: Impuestos a las utilidades

## CAPÍTULO II: TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2016 - CONCESIÓN REGIÓN ANTOFAGASTA

### 1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016

Los ingresos de explotación presentados por la empresa concesionaria se muestran en el Anexo II numeral 1. Lipigas no reportó servicios afines, por tanto, no se consideran en los ingresos ni en costos.

Revisados y analizados los demás ingresos informados por la concesionaria en la categoría “Actividades de Distribución”, se estima que éstos corresponden a ingresos de explotación por la prestación del servicio público de distribución de gas. En consecuencia, los ingresos de explotación a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2016 por zona de concesión se muestran en la Tabla II.1. El detalle de los ingresos de explotación considerados se muestra en Anexo III.

**Tabla II.1: Ingresos de Explotación**

Ingresos de Explotación	Lipigas (\$)
Servicio público de distribución de gas	
<b>Total Ingresos de Explotación</b>	

### 2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016

Los costos de explotación presentados por las empresas se muestran en el Anexo II, “Información presentada por la Empresa Concesionaria”, numeral 2.

#### 2.1 Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2016

La empresa concesionaria tuvo, durante al año calendario 2016, contratos de suministro de gas y por otros servicios para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución con empresas no relacionadas, de acuerdo a lo informado en virtud de la Resolución CNE N°78.

Para el año 2016, el proveedor de gas para Lipigas fue la empresa Engie Gas Chile SpA (antes Solgas S.A.). En cuanto a costos asociados al transporte del gas, la empresa concesionaria no reporta valores asociados.

En consecuencia, el costo del gas al ingreso del sistema de distribución a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2016 por zona de concesión se muestra en la Tabla II.2, de acuerdo a lo informado por la empresa concesionaria como efectivamente pagado por este concepto según se muestra en el numeral 2 del Anexo II.

**Tabla II.2: Costos del gas al ingreso del sistema de distribución**

	Lipigas (\$)
Compra de gas	
<b>Total</b>	

#### 2.2 Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2016

De los criterios definidos en el numeral 2.2 del Capítulo I del presente informe y en base a la información disponible, se considera que todos los costos de operación, mantención y administración informados por la concesionaria bajo la categoría “Costos de Explotación Actividades de Distribución” son pertinentes, necesarios y están correctamente asignados, para la prestación del servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan.

Los costos de operación, mantención y administración resultantes no fueron ajustados por eficiencia de acuerdo a la metodología señalada en el numeral 2.2 del capítulo I.

En consecuencia, los costos de operación, mantención y administración a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2016 por zona de concesión se muestran en la Tabla II.3.

**Tabla II.3: Costos eficientes de operación, mantención y administración**

	Lipigas (\$)
Costos de operación, mantención y administración	

### **3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016**

Lipigas no informa gastos de comercialización, por tanto, no hay costos asociados que se deban incluir en sus costos de explotación para efectos del cálculo del flujo neto del numeral 5 de este Capítulo.

### **4 COSTOS DE INVERSIÓN AÑO CALENDARIO 2016**

Para el cálculo del AVNR se consideró el VNR y la vida útil económica de cada tipo de bien de la concesionaria Lipigas determinado en el Informe Técnico Definitivo de VNR.

Por otra parte, se revisa la consistencia de la antigüedad de las redes reportada por la empresa concesionaria y se considera el año informado por ella (2006) para la entrada en operación de las redes de distribución, para efectos de la tasa de actualización diferenciada señalada en el artículo séptimo transitorio de la Ley N° 20.999. Para los mismos efectos mencionados, se considera también el año 2006 para válvulas, cruces, acometidas, empalmes y medidores. En consecuencia, se calculó el VNR de estas instalaciones teniendo en cuenta el año 2006, según lo informado por Lipigas.

Para los otros bienes muebles e inmuebles y los bienes intangibles y capital de explotación se aplicaron los criterios definidos en el numeral 5.1 del Capítulo I del presente Informe, asignando todo el VNR al año 2006.

El resumen de los costos de inversión valorizados como VNR que serán transformados en costos anuales de inversión en función de su AVNR para el año calendario 2016, con tasa de actualización según la entrada en operación de los bienes, se muestra en la Tabla II.4.

**Tabla II.4: Costos de inversión año calendario 2016. Zona de concesión R. Antofagasta**

Tipo de Bien o Instalación	VNR (\$)		Total VNR (\$)
	Hasta 2001	2002-2016	
<b>Redes de distribución</b>			
<b>Terciarias</b>			
Tuberías			
Válvulas			
Cruces			
<b>Terciarias</b>			
Acometida Comerciales			
Empalmes Comerciales			
Medidores Comerciales			
Acometidas Residenciales Individuales			
Empalmes Residenciales Individuales			
Medidores Residenciales			
<b>Otros Activos</b>			
<b>Muebles e inmuebles</b>			
Terrenos			
Edificaciones			
Equipos de control de calidad y laboratorio			
Herramientas y equipos de bodega			
<b>Intangibles y Capital</b>			
Bienes Intangibles			
Capital de Explotación			
<b>Total VNR</b>			

## 5 TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2016

La tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria, por zona de concesión, se determina como aquella tasa de actualización que permite un flujo neto igual a cero a los bienes de propiedad de la empresa concesionaria en la correspondiente zona de concesión que sean necesarios para prestar el servicio público de distribución, incluyendo los servicios afines que correspondan.

Los valores considerados para los distintos componentes que resultan en un flujo neto cero se muestran en la Tabla II.5.

**Tabla II.5: Componentes para determinar flujo neto**

	Lipigas (M\$)
Ingresos de Explotación	
Costos de Explotación	
AVNR1 ( $\leq$ 2001)	
AVNR2 (2002-2016)	
Impuestos	
Flujo Neto	

En consecuencia, la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria Lipigas en la zona de concesión Región de Antofagasta es de

## CAPÍTULO III. ANEXOS

### ANEXO I: MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN

La metodología utilizada se basa en el estudio “Análisis de benchmarking para la determinación de costos eficientes a través de técnicas de fronteras”, elaborado por Estudios Energéticos Consultores, en el que se realiza un Análisis de Fronteras Estocásticas (SFA) para hallar el nivel de eficiencia de las empresas distribuidoras de gas natural. Dicha metodología procura separar el nivel de eficiencia de otros factores como pueden ser eventos aleatorios o factores climáticos, que distancian a las empresas unas de otras. La muestra de empresas comparables está compuesta de 23 empresas distribuidoras de gas por red para la región (Argentina, Brasil y México) y para algunos países desarrollados (Estados Unidos, Gran Bretaña y Australia), además de las 5 empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red chilenas. Los datos de costos de las empresas de la muestra son ajustados por paridad de poder de compra y diferencias salariales de manera que los valores obtenidos sean comparables.

Para disminuir el impacto que la heterogeneidad en la base de datos puede generar sobre la eficiencia de la empresa concesionaria, se incorporó al mayor número de empresas a la muestra de manera que la mayor empresa concesionaria chilena tiene costos por unidad de escala del orden de la mediana de toda la muestra analizada.

Para el ajuste por eficiencia en el año 2016, la metodología propuesta toma como punto de partida a cada empresa como una “unidad de análisis o decisión” (DMU, por sus siglas en inglés) que tiene autonomía para gestionar las variables mencionadas. Así, la especificación del modelo SFA considera como insumos todas las variables gestionadas por la DMU, es decir, los costos de operación, mantención y administración (COMA); y como productos, las variables físicas que no son resultado de su gestión, es decir, el volumen de gas, clientes y extensión de red<sup>4</sup>. Los datos corresponden a los años 2010 y 2016.

Aun cuando el estudio mencionado calcula también ajustes de eficiencia por zona de concesión, dichos ajustes no se consideran en el presente informe debido a la existencia de zonas de concesión de mínima escala y/o de reciente operación. En este sentido, los resultados por zona de concesión pueden no ser totalmente robustos ya que en comparación con zonas de concesión consolidadas de una misma empresa, gran parte de los costos operativos se gestionan aún de manera centralizada, y adicionalmente, los costos de zonas con entrada en operación reciente, pueden resultar superiores a sus ingresos, por lo que no correspondería un ajuste por eficiencia. Entonces, se aplican los ajustes calculados para cada empresa concesionaria solo para las zonas de concesión consolidadas.

Como resultado de la aplicación del Análisis de Fronteras Estocásticas, se obtienen los datos de eficiencia de la tabla siguiente. Los datos arrojan eficiencias bajas que implicarían hacer ajustes importantes a los costos de mantención, operación y administración de la empresa concesionaria. Adicionalmente, el informe de los consultores mencionado describe ciertas limitaciones en el uso del SFA, por lo que se considera un enfoque conservador para la corrección por eficiencia que consiste en determinar un intervalo de confianza del 90% para cada empresa y utilizar el límite superior del mismo como su medida de eficiencia.

#### TRATAMIENTO LIPIGAS

Para esta empresa concesionaria se consideró particularmente que: i) su actividad principal es la distribución de

---

<sup>4</sup> Esta variable no resultó significativa del modelo y se eliminó.

gas licuado de petróleo (GLP), lo que afecta la asignación de costos entre dicha actividad y la distribución de gas natural; ii) la escala del negocio de distribución de gas natural es de mínima escala en comparación con aquella de las restantes empresas concesionarias del rubro en el país; y iii) Lipigas presenta costos por unidad de escala relativamente bajos. Por lo tanto, de haber sido incluida esta empresa en el análisis SFA, los resultados habrían sido afectados o distorsionados.

De este modo, para Lipigas se efectuó una comparación entre los COMA presentados a la CNE para los años 2016 y 2015, ajustando por su evolución en tamaño y descontando por concepto de economías de escala esperadas.

Del análisis anterior se concluyó que no resulta necesario aplicar ajuste alguno sobre el COMA informado por Lipigas para el año 2016.

## ANEXO II: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA

### 1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN

Los ingresos reportados por la concesionaria para ambas zonas de concesión, de acuerdo al formato del Sistema de Contabilidad Regulatoria, son los siguientes:

**Tabla II.1.1: Ingresos de explotación informados**

Ingresos de Explotación	Lipigas (\$)
Servicio público de distribución de gas	
<b>Total Ingresos de Explotación</b>	

### 2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Los costos reportados por la concesionaria para su zona de concesión, de acuerdo al formato del Sistema de Contabilidad Regulatoria, según a la actividad realizada y la naturaleza de los gastos, son los siguientes:

**Tabla II.2.1: Costos de explotación informados**

Actividades de Costos	Total (\$)
Compra de Gas	
<b>TOTAL COSTOS DE EXPLOTACION ACTIVIDADES DE DISTRIBUCION</b>	
Otras Actividades	
<b>TOTAL COSTOS DE EXPLOTACION OTRAS ACTIVIDADES</b>	
<b>TOTAL COSTOS EXPLOTACIÓN</b>	

**Tabla II.2.2 Costos de explotación informados según su naturaleza**

<b>Costos de Explotación</b>	<b>Total (\$)</b>
Compra de gas	
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución	
Costos de operación, mantención y operación	
<b>Total costos de Explotación</b>	

**ANEXO III. INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016 – DETALLE**

**Tabla III.1. Ingresos de explotación año 2016**

<b>Ingresos de Explotación</b>	<b>Lipigas (\$)</b>
Servicio público de distribución de gas	
<b>Total Ingresos de Explotación</b>	

## ANEXO IV. VNR AÑO CALENDARIO 2016 ASIGNADO A CADA AÑO DEL PERÍODO 2002-2016

Tabla IV.1: VNR año calendario 2016 – Región Antofagasta. Asignación anual

Tipo de Bien o Instalación	VNR M\$											
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
<b>Redes de distribución</b>												
<b>Terciarias</b>												
Tuberías												
Valvulas												
Cruces												
<b>Terciarias</b>												
Acometida Comerciales												
Empalmes Comerciales												
Medidores Comerciales												
Acometidas Residenciales Individuales												
Empalmes Residenciales Individuales												
Medidores Residenciales												
<b>Otros Activos</b>												
<b>Muebles e inmuebles</b>												
Terrenos												
Edificaciones												
Equipos de control de calidad y laboratorio												
Herramientas y equipos de bodega												
Total VNR												

## ANEXO V. OBSERVACIONES AL INFORME DE RENTABILIDAD ANUAL PRELIMINAR

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
<b>2. Bienes Intangibles y Capital de Explotación</b>	En el Informe emitido por la CNE no se indican los valores correspondientes a cada ítem, por lo tanto los valores debiesen ser respetados de acuerdo al criterio definido por la comisión.	Incluir un máximo de 2% del VNR para los Bienes intangibles y 1/12 de los Ingresos para el capital de explotación.	Se acoge la observación. Se incorpora el valor en la tabla II.4. De todos modos, cabe señalar que para efectos de cálculo de rentabilidad si fueron considerados.

**ARTÍCULO SEGUNDO:** Notifíquese la presente resolución a la empresa concesionaria de distribución de gas Lipigas S.A. mediante correo electrónico, la cual dispondrá de un plazo de diez días hábiles contados desde la referida notificación para presentar sus eventuales discrepancias al Panel de Expertos, relativas al Informe de Rentabilidad Anual Definitivo que esta resolución aprueba.

Anótese, archívese y notifíquese.



**ANDRÉS ROMERO CELEDÓN**  
SECRETARIO EJECUTIVO  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



**JMA/MMA/PLV/AOM/SLS/**  
**DISTRIBUCIÓN:**

1. Lipigas S.A.
2. Departamento Jurídico CNE
3. Departamento Hidrocarburos CNE
4. Departamento Regulación Económica CNE
5. Of. de Partes CNE