

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

SANTIAGO, 22 de octubre de 2018.

RESOLUCION EXENTA N° 688

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 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 dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 180, de 8 de marzo de 2018, que Reemplaza Sistemas de Cuentas del Sistema de Contabilidad Regulatoria establecido mediante Resolución Exenta CNE N° 77 de 2017, y deja sin efecto Resolución Exenta CNE N° 78 de 2017 y N°114 de 2018;

- 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 de 2017, 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 dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 752, de 27 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico 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° 752";
- i) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 775, de fecha 29 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A.;
- j) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 590, de fecha 14 de agosto de 2018, 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° 590";
- k) Lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 662, de 1 de octubre de 2018, que 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., en adelante e indistintamente "Resolución N° 662";
- l) Lo informado por el Panel de Expertos, mediante Carta P. Ex. N° 158/2018, con fecha 17 de octubre de 2018; y

m) 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 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, 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;
- d) 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;
- e) Que, en cumplimiento de lo señalado en el literal precedente, mediante Resolución N° 590, 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, dentro del plazo legal, la empresa Lipigas S.A. no presentó observaciones al Informe de Rentabilidad Anual Preliminar aprobado mediante Resolución N° 590;
- g) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el inciso primero del artículo 33 quáter de la Ley, la Comisión aprobó, mediante Resolución N° 662, 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.;
- h) Que, dentro del plazo legal establecido en el artículo 33 quáter de la Ley, la empresa Lipigas S.A. no recurrió al Panel de Expertos a presentar discrepancias al Informe de Rentabilidad Anual Definitivo, aprobado mediante Resolución N° 662;
- i) Que, la circunstancia referida en el literal precedente consta en certificado emitido por el Panel de Expertos con fecha 17 de octubre de 2018, enviado a esta Comisión mediante Carta P. Ex. N° 158/2018; y
- j) Que, en consecuencia, vencido el plazo para formular discrepancias, corresponde a esta Comisión aprobar el Informe de Rentabilidad Anual 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 a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., año calendario 2017", cuyo texto se transcribe a continuación:



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

EMPRESAS LIPIGAS S.A.

AÑO CALENDARIO 2017

*Octubre de 2018
Santiago de Chile*

ÍNDICE

CAPÍTULO I : METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL DE LA EMPRESA CONCESIONARIA, POR ZONA DE CONCESIÓN	5
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 BIENES INTANGIBLES Y CAPITAL DE EXPLOTACIÓN	8
5 COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN	9
5.1 Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo	9
5.2 Determinación de los costos anuales de inversión	10
6 CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES	11
7 CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA	12
CAPÍTULO II : TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2017 - CONCESIONES REGIÓN ANTOFAGASTA	13
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2017	13
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2017	13
2.1 Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2017	13
2.2 Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2017	14
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2017	14
4 COSTOS DE INVERSIÓN AÑO CALENDARIO 2017	16
5 TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2017	17
5.1 Tasa de rentabilidad económica año calendario 2017	17
5.2 Tasa de rentabilidad económica promedio período 2016-2017	17
CAPÍTULO III. ANEXOS	18
ANEXO I: MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN	18
ANEXO II: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA	22
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	22
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN	22
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN	23
ANEXO III: VNR AÑO CALENDARIO 2017	24
1 REGIÓN DE ANTOFAGASTA	24
ANEXO IV: MEMORIA DE CÁLCULO	26

INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la Comisión, de acuerdo al 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, debe 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.

Se entenderá por zona de concesión, 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”.

Para los efectos señalados en el referido artículo 30 bis, el artículo 33 quáter de la Ley dispone 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.

En cumplimiento de dicha norma legal, la Comisión dictó la Resolución Exenta CNE N° 590, de fecha 14 de agosto de 2018, 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 aprobó el Informe de Rentabilidad Anual Definitivo, mediante Resolución Exenta CNE N°662, de 1 de octubre de 2018. No obstante lo anterior, dentro del plazo establecido al efecto la empresa Lipigas S.A. no realizó observaciones ni presentó discrepancias ante el Panel de Expertos a los referidos informes, por lo que de conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 quáter de la Ley, el presente Informe de Rentabilidad Anual es una reproducción fiel del Informe de Rentabilidad Anual Preliminar aprobado mediante la referida Resolución N° 590.

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”.

El presente Informe de Rentabilidad Anual Preliminar para el año calendario 2017, 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.

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 el artículo 33 ter de la Ley y la Resolución Exenta CNE N° 180 del 8 de marzo de 2018, que “Reemplaza Sistemas de Cuentas del Sistema de Contabilidad Regulatoria establecido mediante Resolución Exenta CNE N° 77 de 2017, y deja sin efecto Resolución Exenta CNE N° 78 de 2017 y N° 114 de 2018”, en adelante “Resolución CNE N° 180” o “Sistema de Contabilidad Regulatoria”.
2. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de los bienes eficientes de la empresa Lipigas S.A., aprobado mediante Resolución CNE N°752, del 27 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe

Técnico 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 de VNR¹”.

3. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de la rentabilidad anual del año calendario 2016 de la empresa Lipigas S.A., aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 775, de fecha 29 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A, en adelante “Informe de Rentabilidad Anual 2016”.
4. 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” o “Informe TCC”.

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), por cada una de sus zonas de concesión, para el año calendario 2017.

A partir de la definición de zona de concesión establecida por la Ley, al 31 de diciembre de 2017, las zonas de concesión operativas para Lipigas, son las siguientes:

Tabla 1: Caracterización de la concesión a diciembre de 2017

Región/zona de concesión	Comunas/localidades	Nombre real	Tipo de gas	Número de clientes	Estado
Región de Antofagasta	Calama	Lipigas S.A.	GN		Operativa

¹ Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante e indistintamente VNR

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. Todos los antecedentes de ingresos, inversiones y costos que se utilizan en los cálculos están expresados en pesos chilenos al 31 de diciembre de 2017.

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 empresa concesionaria a la Comisión en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, respecto de los ingresos percibidos en sus zonas de concesión durante el año 2017. De los ingresos presentados sólo se consideran aquellos obtenidos por la respectiva empresa concesionaria producto de 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 empresa 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 son 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

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 quinquies de la Ley, 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 2017, 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 2017.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, si la empresa concesionaria efectuó la compra de gas durante el año 2017 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 N° 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 relacionadas, mediante contratos suscritos a partir del 9 de febrero de 2017, 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, exigida por el Sistema de Contabilidad Regulatoria, 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 empresa concesionaria a la Comisión en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, respecto de los costos incurridos en sus zonas de concesión durante el año 2017.

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 y prestación de servicios afines 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 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 y sus servicios afines.

Asimismo, no se consideran como costos de operación, mantención y administración necesarios para prestar el servicio de distribución de gas 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 empresa concesionaria, entre otros, de modo de evitar la doble contabilización de costos.

Finalmente, se realiza un análisis de los costos de operación, mantención y administración pertinentes, necesarios y correctamente asignados para determinar si corresponde ajustarlos de manera que sean eficientes para prestar el servicio de distribución de gas y los servicios afines que correspondan a los clientes de la empresa concesionaria en sus respectivas zonas de concesión, de acuerdo a los niveles de calidad y seguridad de servicio establecidos en la normativa vigente. Este análisis toma en consideración variables características de la empresa concesionaria² y de la industria, tales como cantidad de clientes, volumen de ventas de gas y extensión de la red, de manera que el análisis incorpore las ganancias de eficiencia que provengan tanto de una mejor gestión en el tiempo, que acerque gradualmente a la empresa 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. La metodología detallada del análisis y sus resultados se presenta en el 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 el concesionario en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, y considerando sólo 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, salvo los casos originados en el artículo 42° de la Ley, en cuyo caso los gastos de adaptación se incluyen en los costos anuales de explotación.

De esta manera, 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, gabinetes de medidores 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, si es que cumplen con la condición de tener un carácter general y no discriminatorio. Por tanto, las donaciones, promociones y/o aportes de artefactos u otros equipos, bienes o servicios entregados discrecionalmente a un cliente no se consideran ni como gastos de comercialización ni como

² El ajuste se calcula por empresa concesionaria y se aplica por igual a todas las zonas de concesión de la empresa a menos que alguna de sus zonas sea de reciente operación.

costos de explotación. Los costos incluidos en el VNR de instalaciones de gas tampoco se consideran por estar duplicados.

Particularmente, para el año 2017 se hacen dos análisis adicionales a los gastos de comercialización informados, primero, relativo a la consistencia en las cantidades informadas y el segundo, respecto de los montos reportados:

1. Cantidades Informadas:

- Empalmes: se analiza la consistencia entre lo informado por la empresa concesionaria como empalme en gasto de comercialización, y los empalmes y acometidas nuevas del año 2017 informadas como adiciones al VNR.
- Gabinetes de medidor: se analiza la consistencia entre la cantidad de medidores nuevos informados por la empresa concesionaria como adiciones al VNR 2017, y la cantidad de gabinetes de medidor informados en los gastos de comercialización. Se considera como máximo la cantidad de medidores informados como adiciones para el VNR 2017.
- Instalaciones interiores: se analiza la consistencia entre la cantidad de medidores nuevos informados por la empresa concesionaria como adiciones al VNR 2017, y lo informado por la empresa concesionaria como instalaciones interiores. Se consideran como máximo la cantidad de medidores informados como adiciones para el VNR 2017.

2. Monto:

- Empalmes: se considera como costo eficiente el menor valor entre lo informado por la empresa concesionaria y el valor promedio determinado por la CNE en el Informe Técnico VNR, por tipo de empalme.
- Gabinetes de medidor: para cada tipo de cliente, se considera como costo eficiente el menor valor entre la valorización del gabinete para una instalación nueva, la valorización para una instalación existente, (ambos valores informados por la empresa) y el valor publicado en el esquema tarifario de la empresa concesionaria, en los casos que ofrezca este servicio.
- Instalaciones interiores: se considera como costo eficiente el menor valor entre lo informado por la empresa concesionaria, el valor resultante de un modelo estándar CNE por tipo de instalación (uno para instalaciones nuevas y otro para existentes) y tipo de servicio de gas, a excepción del servicio de gas industrial en el que se considera lo informado por la empresa dada la singularidad de cada instalación.

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley, los gastos de comercialización eficientes podrán ser amortizados en un período de hasta diez años contados desde su desembolso para efectos de los sucesivos chequeos de rentabilidad, a elección de la empresa concesionaria. El plazo de amortización para cada concesionaria es el determinado en el Informe Técnico 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 2017, determinada en el Informe TCC.

Se incluye también las cuotas de amortización restantes de los gastos de comercialización eficientes efectuados durante los diez años anteriores a la vigencia de la Ley, y reconocidos en el Informe de Rentabilidad Anual 2016 con la tasa de descuento allí definida, en virtud de lo dispuesto en el artículo sexto transitorio de la Ley N°20.999.

Las cuotas de amortización anual resultantes se incluyen 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 BIENES INTANGIBLES Y 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 empresas concesionarias para este ítem en el Sistema

de Contabilidad Regulatoria, con un límite máximo de 2% del VNR de los bienes físicos necesarios para el año 2017 determinados de acuerdo a la metodología del numeral 5 de este Capítulo.

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 COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN

5.1 Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo

El VNR de los bienes necesarios para prestar el servicio público de distribución de la empresa concesionaria, por zona de concesión, al 31 de diciembre de 2017, se obtiene de la suma del VNR base al 31 de diciembre 2016, determinado en el Informe Técnico de VNR, debidamente indexado y el VNR de las instalaciones y otros bienes muebles e inmuebles incorporados en el año 2017.

Las instalaciones y otros bienes muebles e inmuebles incorporadas en el año 2017 a la zona de concesión, se dividen en cuatro categorías:

- Adiciones: bienes nuevos puestos en operación durante el año 2017.
- Rezagos: bienes antiguos ejecutados y puestos en operación al año 2016 que no fueron informados anteriormente por la empresa concesionaria y, por tanto, no fueron incorporados en el Informe Técnico de VNR.
- Reincorporaciones: bienes antiguos puestos en operación el año 2017 que no fueron incorporados en el Informe Técnico de VNR por tratarse de bienes fuera de uso y por tanto tratados como bienes innecesarios en dicho informe.
- Retiros: bienes considerados en el Informe Técnico de VNR y que fueron dados de baja o se encontraban fuera de uso durante el año 2017.

Respecto de los bienes informados por la empresa concesionaria mediante el Sistema de Contabilidad Regulatoria como incorporados el año 2017 en cada una de las categorías anteriores, se realiza una verificación de que el desembolso corresponda efectivamente a costo de inversión y luego se verifica que sea propiedad de la empresa concesionaria, su necesidad para prestar el servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan y la veracidad de su ejecución y entrada en operación en el año informado.

En primer lugar, se verifica que las redes informadas tuviesen el respaldo de la Declaración TC1 de la SEC “Puesta en servicio de red de distribución de gas de red”, documento que fue proporcionado en forma complementaria por la empresa concesionaria para una muestra de sus instalaciones. Para las nuevas redes informadas, se verifica que éstas no se estén superpuestas con la red georreferenciada considerada para la zona de concesión en el Informe Técnico de VNR, con el objeto de evitar la doble contabilización asociada a renovaciones de instalaciones. Adicionalmente, en los casos que se contaba con georreferenciación de límites prediales por zona de concesión, proporcionada por la propia empresa concesionaria, se descuenta de la cantidad informada por la concesionaria las redes terciarias que aparecieran localizadas al interior de la propiedad de los clientes. En el caso de acometidas, empalmes y medidores residenciales, se verifica que registren consumo durante el año 2017, a partir de lo informado por las empresas concesionarias de modo complementario a lo solicitado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria. Para los otros bienes muebles e inmuebles, se verifica que su ejecución se haya realizado efectivamente durante el año 2017 mediante los respaldos de facturas y compras que las empresas concesionarias entregaron en forma complementaria.

La valorización de los bienes incorporados en el año 2017 se realiza asimilándolos a las instalaciones de gas u otros bienes muebles e inmuebles de similares características contenidos en el Informe Técnico de VNR, aplicando los respectivos costos unitarios debidamente indexados mediante los valores para los coeficientes de fórmulas de

indexación de la zona de concesión respectiva, con las particularidades que se indican a continuación.

Para aquellos casos en que no existían bienes de similares características en el Informe Técnico VNR, se utiliza el menor valor entre el costo unitario informado por la empresa concesionaria para el año 2017 y el mínimo de los costos unitarios del resto de las empresas concesionarias en sus respectivos Informes Técnicos de VNR, debidamente indexados.

Para las adiciones del año 2017, se considera como base para la indexación los costos unitarios para cada tipo y subcategoría de instalación considerados en el Informe Técnico de VNR, descontando los costos de derechos y servidumbres. Estos valores se agregan al costo de cada tipo de instalación, utilizando como base lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria en el año 2017, de acuerdo a lo informado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, pero descontando todo lo pagado por conceptos de multas, intereses y otros cargos que no correspondan específicamente al pago de derechos.

Complementariamente, para las instalaciones sujetas a rotura y reposición de pavimentos calificadas como adiciones del año 2017, se consideró que la afectación de la red por categoría de rotura y reposición es la informada por la empresa concesionaria en el Sistema de Contabilidad Regulatoria y sus antecedentes complementarios, correspondiendo a las longitudes donde efectivamente se realizó rotura y reposición durante su ejecución el año 2017. Se asume que la longitud faltante para el total de las redes reconocidas como adiciones el 2017 no tiene costos de rotura y reposición por haber sido efectuada originalmente sobre tierra. En los casos que las adiciones contengan alguna categoría de rotura y reposición que no estaba contemplada en el Informe Técnico VNR de la empresa concesionaria, se considera como costo unitario para la respectiva rotura y reposición el menor valor entre el informado por la empresa para el año 2017 y el del modelo CNE, contenido en los anexos de dicho Informe, debidamente indexado.

5.2 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 utiliza la vida útil económica de cada tipo de bien determinado en el Informe Técnico de VNR. Para el capital de explotación y el VNR de los bienes intangibles se considera una vida útil de plazo indefinido o perpetuo.

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 empresa concesionaria asociados a estas expansiones, que hayan entrado en operación entre el año 2003 y el año 2017, se incrementa en dos puntos porcentuales respecto de la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria para su respectiva zona de concesión, de acuerdo a lo estipulado en el artículo séptimo transitorio de la Ley N°20.999.

El año de entrada en operación de las redes y los demás bienes asociados a estas expansiones se determina: i) para los bienes que hayan entrado en operación entre los años 2003 y 2016, de acuerdo a lo definido en el Informe de Rentabilidad Anual 2016, salvo para bienes intangibles y capital de explotación, los que son asignados a prorrata de sus VNR físicos y de nuevos clientes, respectivamente; y ii) para los bienes incorporados en el año 2017, a partir de lo informado por las empresas concesionarias en el Sistema de Contabilidad Regulatoria.

6 CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES

Los impuestos a las utilidades se calculan considerando la tasa de impuesto de primera categoría acogidas a régimen semi-integrado, de acuerdo al Artículo 14, letra b) de la Ley de Impuesto a la Renta, vigente en el año 2017 (25,5%), 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 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

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 30 bis de la Ley, la tasa de rentabilidad económica máxima para una determinada zona de concesión será la equivalente a tres puntos porcentuales sobre el promedio simple de los últimos tres años de la tasa de costo de capital. La tasa de rentabilidad económica de las respectivas empresas concesionarias se calculará como el promedio simple de las rentabilidades anuales obtenidas en los últimos tres años.

Excepcionalmente, de conformidad a lo dispuesto en el artículo quinto transitorio de la Ley N° 20.999, para el chequeo de rentabilidad correspondiente al ejercicio del año calendario 2017, se considerarán sólo dos años para efectos de verificar la referida rentabilidad máxima, y en dicho período la rentabilidad económica máxima de una empresa concesionaria podrá exceder en hasta 4,5 puntos porcentuales el promedio simple de la tasa de costos de capital de los últimos dos años determinada en el Informe TCC.

CAPÍTULO II: TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2017 - CONCESIONES REGIÓN ANTOFAGASTA

1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2017

Los ingresos de explotación presentados por la empresa concesionaria se muestran en el Anexo II numeral 1.

Revisados y analizados los ingresos informados por la empresa 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 y los servicios afines que correspondan.

En consecuencia, los ingresos de explotación a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2017, por zona de concesión, se muestran en la Tabla II.1.

Tabla II.1: Ingresos de Explotación

Ingresos de Explotación	Zona de Concesión Antofagasta
Servicio público de distribución de gas	
Servicios afines	
TOTAL INGRESOS ACTIVIDADES DISTRIBUCIÓN	

2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2017

Los costos de explotación presentados por la empresa 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 2017

La empresa concesionaria tuvo, durante el año calendario 2017, un contrato de suministro de gas solo con una empresa no relacionadas, de acuerdo a lo informado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria.

Para el año 2017, el proveedor de gas para Lipigas fue la empresa Engie Gas Chile SpA con quien tiene contrato hasta enero de 2025. En cuanto a costos asociados al transporte del gas, la empresa concesionaria no reporta valores asociados.

El costo del gas en cada punto de conexión y de los demás costos para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución corresponde a lo efectivamente pagado por Lipigas ya que sólo tiene contratos con empresas no relacionadas.

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 2017 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

Costo del gas al ingreso del sistema de distribución	Zona de Concesión Antofagasta (\$)
Compra de gas	
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución (1)	
TOTAL	

Nota 1: Transporte por ducto y regasificación

2.2 Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2017

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 empresa 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.

A los costos de operación, mantención y administración resultantes se les aplicó el análisis de eficiencia descrito en Anexo I, cuyo resultado indica que no es pertinente realizar alguna corrección por eficiencia para estos costos.

En consecuencia, los costos de operación, mantención y administración a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2017 por zona de concesión se muestran en la Tabla II.3.

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

	Zona de Concesión Antofagasta
Costos de Operación, Mantención y Administración	

3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2017

Los gastos de comercialización para el año 2017 presentados por la empresa concesionaria por zona de concesión se muestran en el Anexo II numeral 3.

Se consideró sólo aquellos gastos de comercialización necesarios para la captación y conexión de nuevos clientes, de acuerdo con los criterios definidos en el numeral 3 del Capítulo I de este informe y cuyo detalle se muestra en Anexo IV Memoria de cálculo.

Los gastos de comercialización del año 2017 considerados eficientes por zona de concesión se muestran en la tabla siguiente.

Tabla II.4: Gastos eficientes de comercialización 2017 – R. de Antofagasta

Bien	Tipo de Cliente	Tipo de Instalaciones				Total
		Nuevas		Existentes		
		Cantidad	Costo (\$)	Cantidad	Costo (\$)	
Empalmes no considerados en VNR	Residencial Individual					
	Residencial Múltiple					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial					
	Industrial					
	TOTAL					
Instalación Interior	Residencial Individual					
	Residencial Múltiple					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial					
	Industrial					
	TOTAL					
Gabinete Medidor	Residencial Individual					
	Residencial Múltiple					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial					
	Industrial					
	TOTAL					
Total						

El plazo escogido por la empresa concesionaria, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley, para la amortización de los gastos de comercialización eficientes es de 10 años. La tasa de costo de capital que se utiliza como tasa de descuento para efectos de la amortización es de 6%.

La cuota de amortización remanente para el año 2017 de los gastos de comercialización eficientes efectuados durante los diez años anteriores a la vigencia de la Ley corresponde a [REDACTED] para la Región Antofagasta, la que se incluye dentro de los costos de explotación en el numeral 5 de este Capítulo.

4 COSTOS DE INVERSIÓN AÑO CALENDARIO 2017

De la aplicación de los criterios definidos en el numeral 5 del Capítulo I del presente Informe se obtiene el VNR para el año 2017 desagregado por año de entrada en operación, el que se contiene en la tabla siguiente. El detalle del VNR en términos del valor base 2016 y las incorporaciones del año 2017, se muestran en el Anexo III.

Tabla II.5: Costos de Inversión año calendario 2017 (VNR) – R. de Antofagasta

Tipo de Bien o Instalación	VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
	Hasta 2002	2003-2017	
Redes de distribución			
Terciarias			
Tuberías			
Válvulas			
Cruces			
Terciarias			
Acometida Comerciales			
Empalmes Comerciales			
Medidores Comerciales			
Acometidas Residenciales Individuales			
Empalmes Residenciales Individuales			
Medidores Residenciales			
Otros Activos			
Muebles e inmuebles			
Terrenos			
Edificaciones			
Equipos de control de calidad y laboratorio			
Herramientas y equipos de bodega			
Intangibles y Capital de Explotación			
Intangibles			
Capital de Explotación			
Total VNR			

5 TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2017

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.

5.1 Tasa de rentabilidad económica año calendario 2017

Los valores considerados para los distintos componentes que resultan en un flujo neto cero se muestran en la Tabla II.6.

Tabla II.6: Componentes para determinar flujo neto

	Zona de Concesión Antofagasta (M\$)
Ingresos de Explotación	
Costos de Explotación	
AVNR1 (≤ 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 3,91%.

5.2 Tasa de rentabilidad económica promedio período 2016-2017

La Tasa de Costo Capital definida en el Informe TCC, para el ejercicio de los años 2016 y 2017 corresponde a 6% para ambos años, para empresa concesionaria. Por lo tanto, y de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo quinto transitorio de la Ley N° 20.999, la rentabilidad máxima permitida para dicho período corresponde a 10,5%.

Las tasas, y el promedio móvil, de rentabilidad obtenidas por la empresa Lipigas en el periodo 2016 – 2017, son las siguientes:

	2016	2017	Promedio Período 2016 - 2017
Tasa de Costo Capital	6,00%	6,00%	6,00%
Rentabilidad Empresa	3,54%	3,91%	3,72%
Rentabilidad máxima permitida			10,50%

CAPÍTULO III. ANEXOS

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

Con el objeto de analizar la eficiencia de los costos de explotación informados por la empresa concesionaria se realizan comparaciones entre los costos unitarios de las concesionarias chilenas de distribución de gas.

Para determinar los costos unitarios se utiliza la variable de escala compuesta de Neuberger, que permite considerar diferentes dimensiones al análisis del tamaño de las empresas, integrando en una sola variable las tres principales variables que impactan en los costos operacionales de una empresa de distribución de gas: número de consumidores, volumen de ventas y extensión de la red. Este factor de escala, en adelante “número ajustado de clientes” por empresa concesionaria, está dado por la siguiente expresión:

$$Q_t^a = Q_t \cdot \left(1 + \alpha \frac{dV_t}{V_t} + \beta \frac{dR_t}{R_t} \right)$$

Donde

Q_t^a : número ajustado de clientes para la concesionaria en el año t

Q_t : número de clientes en el año t

V_t : volumen de las ventas de gas por cliente en el año t

R_t : extensión de la red por cliente en el año t

dV_t : desviación del volumen de ventas de gas por cliente en el año t con respecto a la media

dR_t : desviación en la extensión de la red por cliente en el año t con respecto a la media

α : peso del volumen de ventas de gas por cliente

β : peso de la extensión de la red por cliente

El parámetro α se estima considerando la participación en los costos de operación, mantención y administración (en adelante “COMA”) totales de las sub-partidas denominadas “COMA para ajuste benchmarking”, correspondiente a las partidas Suministro de gas y Plantas de fabricación y de respaldo. Similarmente, el parámetro β se estima considerando la participación de los costos de operación y mantenimiento de las redes en el COMA total.

La información para obtener los parámetros α y β corresponde a los costos de explotación de las empresas concesionarias³ para el período 2013-2017. De este modo, los valores resultantes fueron de 42,90% y 23,30% para α y β , respectivamente.

A partir de los α y β calculados, se determina para cada empresa y cada año el número ajustado de clientes y el COMA unitario (como el cociente entre el COMA y el número ajustado de clientes), para la industria y para Lipigas. En la Tabla I.1 y Gráfico I.1 se muestran los resultados obtenidos.

³ Lipigas, GasSur, GasValpo, Intergas y Metrogas.

Tabla I.1: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Lipigas

α [REDACTED] β [REDACTED]

	2013	2014	2015	2016	2017
Cientes	[REDACTED]				
Volumen de gas [m3]					
Extensión de la red [km]					
Número ajustado de clientes					
COMA unitario [\$ diciembre 2017]					

Gráfico I.1: COMA unitario – Lipigas

α [REDACTED] β [REDACTED]



De los cálculos realizados se concluye que el COMA unitario de Lipigas para el año 2017 es un [REDACTED] or al COMA unitario de Lipigas para el año 2016, y un [REDACTED] que el COMA unitario de la industria para el período 2013-2017 (calculado como el promedio aritmético).

Por otro lado, el COMA unitario de Lipigas para el año 2017 es un [REDACTED] COMA unitario de las empresas concesionarias para el año 2017.

Para ver la sensibilidad de los resultados a los parámetros α y β , estos también se determinaron utilizando únicamente información del año 2017. Si se estiman los valores de α y β utilizando la información de la industria, α y β toman valores de [REDACTED] respectivamente. En Tabla I.2 y Gráfico I.2 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla I.2: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Lipigas

α [REDACTED] β [REDACTED]

	2013	2014	2015	2016	2017
Cientes	[REDACTED]				
Volumen de gas [m3]					
Extensión de la red [km]					
Número ajustado de clientes					
COMA unitario [\$ diciembre 2017]					

Gráfico I.2: COMA unitario – Lipigas

α = [REDACTED] β [REDACTED]



Con estos nuevos valores para los parámetros α y β , el COMA unitario de Lipigas para el año 2017 es un [REDACTED] [REDACTED] al COMA unitario de Lipigas para el año anterior. Asimismo, el COMA unitario de Lipigas para el año 2017 es un [REDACTED] que el COMA unitario promedio de la industria para el período 2013-2017.

A continuación, se analizan las partidas de costo de Lipigas. En los gráficos I.3, I.4, I.5 y I.6 se muestran los costos unitarios por partida de costos, para distintos valores de los parámetros α y β .

Gráfico I.3: Costos unitarios naturaleza directa – Lipigas

Gráfico I.4: Costos unitarios naturaleza directa – Lipigas

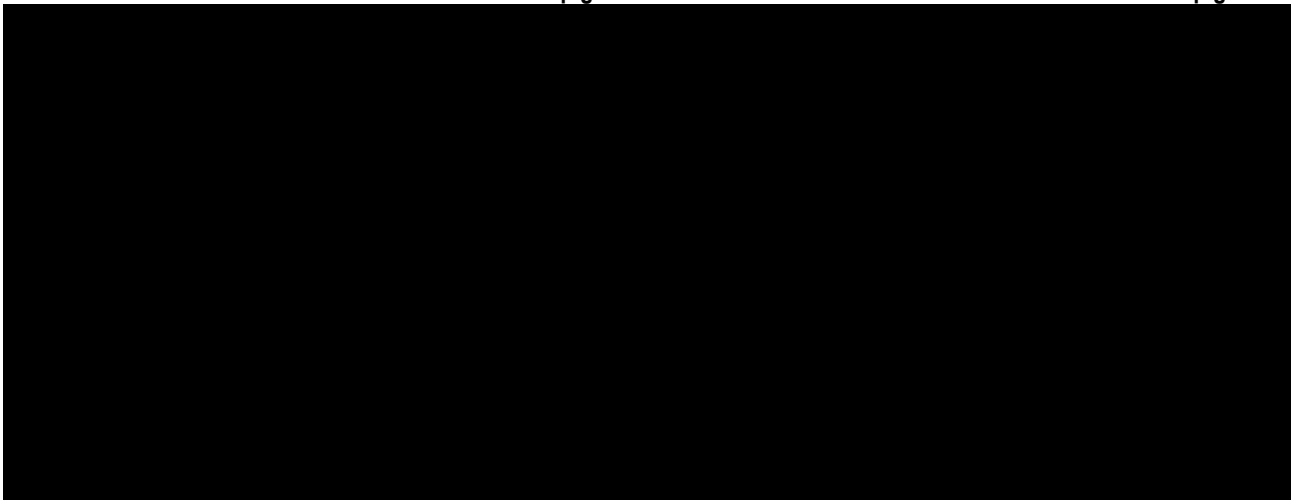
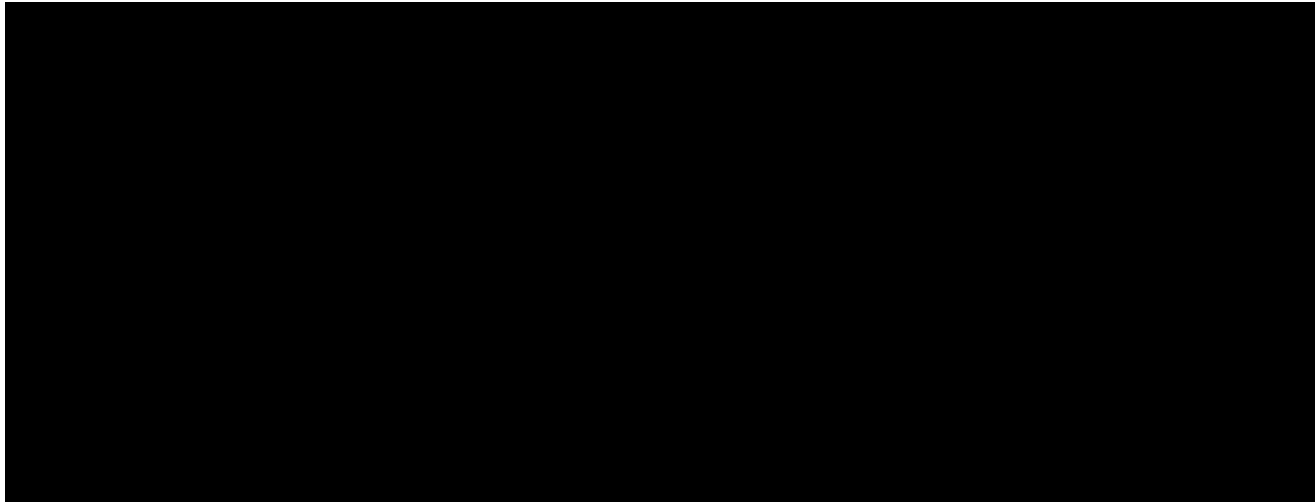


Gráfico I.5: Costos unitarios naturaleza indirecta –

Gráfico I.6: Costos unitarios naturaleza indirecta –



Se puede observar que Lipigas para el año 2013 no reportó costos de naturaleza directa, y que para los años 2014 y 2017 no reportó costos de naturaleza indirecta. Esta aplicación de distintos criterios dificulta el análisis sobre qué partida de costo se pudiera ajustar.

Del análisis presentado se desprende que no hay suficiente información disponible para realizar un ajuste por eficiencia a los costos de explotación de Lipigas.

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	Zona de Concesión Antofagasta
Actividades de Distribución	
Ventas a Clientes Redes Terciarias	
TOTAL INGRESOS ACTIVIDADES DISTRIBUCIÓN	
TOTAL INGRESOS OTRAS ACTIVIDADES	
TOTAL INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	

2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Los costos reportados por la concesionaria para ambas zonas 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

Costos de Explotación	Zona de Concesión Antofagasta
Actividades de Distribución	
Suministro de Gas	
Operación y Mantenimiento Redes Terciarias	
Operación y Mantenimiento de Empalmes y Medidores	
Atención Comercial Suministro de Gas	
Total Costos de Explotación Actividades de Distribución	
Total Costos de Explotación Otras Actividades	
Total costos de Explotación	

La información presentada por la empresa concesionaria para “costos de explotación actividades de distribución”, reasignada según su naturaleza, que permite distinguir entre costos por compra de gas, otros costos para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución y los demás costos catalogados como operación, mantención y administración, se muestra en la Tabla siguiente.

Tabla II.2.2: Costos de Explotación informados según su naturaleza

Costos de Explotación	Zona de Concesión Antofagasta (\$)
Compra de gas	
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución	
Costos de Operación, Mantenición y Administración	
TOTAL	

3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

Tabla II.3.1: Gastos de comercialización 2017 – R. de Antofagasta. Informados

Bien	Tipo de Servicio de Gas	Tipo de Instalacion							Costo total de Comercialización (\$)			
		Nuevas			Existentes							
		Cantidad	Costo (\$)			Cantidad	Costo (\$)			Total	Aporte Empresa	Aporte
Total	Aporte Empresa		Aporte Cliente	Total	Aporte		Aporte					
Empalmes no considerados en VNR	Residencial Individual											
	Residencial Multiple (*)											
	Residencial Central Térmica											
	Comercial											
	Industrial											
	Total											
Instalacion Interior	Residencial Individual											
	Residencial Multiple (*)											
	Residencial Central Térmica											
	Comercial											
	Industrial											
	Total											
Gabinete Medidor	Residencial Individual											
	Residencial Multiple (*)											
	Residencial Central Térmica											
	Comercial											
	Industrial											
	Total											
Total												

Bien	Tipo de Servicio de Gas	Cantidad	COSTOS (\$)							
			Materiales	Montajes y OCCC	Rotura y Reposicion	Preconversion	Regularizacion de Instalaciones	Inscripcioenes /Certificaciones	Otros	Total
Empalmes no considerados en VNR	Residencial Individual									
	Residencial Multiple (*)									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	Industrial									
	Total									
Instalacion Interior	Residencial Individual									
	Residencial Multiple (*)									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	Industrial									
	Total									
Gabinete Medidor	Residencial Individual									
	Residencial Multiple (*)									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	Industrial									
	Total									
Total										

ANEXO III: VNR AÑO CALENDARIO 2017

De la aplicación de los criterios definidos en el numeral 5 del Capítulo I del presente Informe se realizó las siguientes correcciones a la información presentada por la empresa concesionaria en el Sistema de Contabilidad Regulatoria.

1 REGIÓN DE ANTOFAGASTA

La rotura y reposición de pavimentos de tuberías de redes terciarias de las adiciones y rezagos se valoriza según la materialidad de lo efectivamente realizado, tal como muestra la siguiente tabla:

NIS	CodTipoRR	Cantidad ml
431	RR1	
431	RR2	
431	RR3	
431	RR4	
431	RR5	
431	RR6	
431	RR7	
431	RR8	
431	RR9	
431	RR10	
431	RR11	
431	RR12	
431	RR13	
431	RR14	
431	SS1	
431	SS2	
431	SS3	

Los costos unitarios, corresponden a los contenidos en el Informe Técnico de VNR, actualizados con los indexadores correspondientes según su naturaleza.

A partir de las correcciones anteriores, el detalle del VNR 2017 resultante se muestra en la tabla siguiente.

Tabla III.1: VNR año calendario 2017 – R. de Antofagasta

2		Bienes	VNR 2016	Adiciones 2017		Des y Reincorporaciones		Retiros		Incorporaciones Netas 2017		VNR CNE 2017	
NIS	Activo / Instalación	Necesarios	@2017	Cantidad	Total	Cantidad	Total	Cantidad	Total	Cantidad	Total	Cantidad	Total
	Plantas de Fabricación												
	Planta de Metanización o biogás												
111	Plantas de Metanización o biogás												
	Propano-Aire												
141	Unidad de Fabricación de Propano-Aire												
	City Gates												
211	City Gate												
	Redes de Distribución												
	Primaria												
411	Tuberías (longitudXY, sin fittings)												
412	Válvulas												
413	Trampas de Pigs												
414	Sistema de Protección Católica												
415	Cruces												
416	Plantas de Odorización												
	Secundarias												
421	Tuberías (longitudXY, sin fittings)												
422	Válvulas												
423	Sistema Protección Católica												
424	Cruces												
	Terciarias												
431	Tuberías (longitudXY, sin fittings)												
432	Válvulas												
433	Sistema de Protección Católica												
434	Cruces												
	Estación Regulación y Medición												
	Estación de Regulación y Medición												
511	Estación de Regulación y Medición												
	Empalmes y Medidores												
	Primarias												
611	Acometidas Industriales												
613	Empalmes Industriales												
612	Medidores Industriales												
	Secundarias												
621	Acometidas Industriales												
625	Empalmes Industriales												
622	Medidores Industriales												
	Terciarias												
631	Acometidas Industriales												
638	Empalmes Industriales												
632	Medidores Industriales												
633	Acometidas Comerciales												
639	Empalmes Comerciales												
634	Medidores Comerciales												
635	Acometidas Residenciales Comunitarios												
6310	Empalmes Residenciales Comunitarios												
636	Acometidas Residenciales Individuales												
6311	Empalmes Residenciales Individuales												
637	Medidores Residenciales												
	Otros Activos												
	Muebles e Inmuebles												
711	Terrenos												
712	Edificaciones												
713	Vehículos y equipos de transporte												
714	Equipos de telemetración												
715	Equipos de Control de Calidad y de laboratorio de e												
716	Herramientas y Equipos de Bodega												
717	Equipos de comunicación y computación (hardware)												
718	Sistemas y software												
719	Muebles y Equipos de Oficina												

ANEXO IV: MEMORIA DE CÁLCULO

Forman parte del presente Informe, los siguientes archivos:

- Datos análisis de eficiencia COMA Lipigas “Ajuste_eficiencia.LG.xlsx”
- Bienes necesarios y VNR 2017 de Lipigas para la zona de concesión Antofagasta: “MG II VF.xlsx”
- Cálculo de Rentabilidad de Lipigas para la zona de concesión Antofagasta: “ChR_MG_II.xlsx”



CNE | COMISIÓN
NACIONAL
DE ENERGÍA

Ministerio de Energía

ARTÍCULO SEGUNDO: Notifíquese la presente resolución a la empresa concesionaria de distribución de gas Lipigas S.A. mediante correo electrónico.

Anótese, archívese y notifíquese.



JOSÉ VENEGAS MALUENDA
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA


JMA/MMA/MOC/PLV/RGF/AOM/
DISTRIBUCIÓN:

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