

**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 Gassur S.A.

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

**RESOLUCION EXENTA N° 542.**

**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° 449, 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 Gassur S.A., en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 449";
- i) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 494, 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 Gassur S.A., en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 494";
- j) Las observaciones recibidas dentro del plazo legal, de la empresa Gassur S.A. respecto del Informe de Rentabilidad Anual Preliminar aprobado mediante Resolución CNE N° 449; 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°449, 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 Gassur S.A.;
- f) Que, estando dentro del plazo legal, la empresa Gassur S.A. presentó sus observaciones al Informe de Rentabilidad Anual Preliminar aprobado mediante Resolución CNE N°449; 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 Gassur 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 Gassur 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**

**GAS SUR S.A.**

**AÑO CALENDARIO 2016**

*Octubre de 2017  
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 ..... 6**

1	INGRESOS DE EXPLOTACIÓN.....	6
2	COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES.....	6
2.1	Costo del gas al ingreso sistema de distribución .....	7
2.2	Costos de operación, mantenimiento y administración .....	7
3	GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES .....	8
4	DETERMINACIÓN DE LOS BIENES INTANGIBLES Y DEL CAPITAL DE EXPLOTACIÓN.....	9
5	DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN .....	9
5.1	Criterios de verificación y corrección específicos para el VNR asignado a cada año .....	10
6	CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES .....	10
7	CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA .....	11

### **CAPÍTULO II : TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2016 - CONCESIÓN REGIÓN DEL BIOBÍO 12**

1	INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016 .....	12
2	COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016 .....	12
2.1	Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2016 .....	12
2.2	Costos de operación, mantenimiento y administración eficientes año calendario 2016 .....	13
3	GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016 .....	14
4	COSTOS DE INVERSIÓN AÑO CALENDARIO 2016.....	15
5	TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2016 .....	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 .....		20
1	INGRESOS DE EXPLOTACIÓN.....	20
2	COSTOS DE EXPLOTACIÓN .....	22
3	GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN .....	23
ANEXO III. INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016 - DETALLE.....		24
ANEXO IV: COSTO DEL GAS AL INGRESO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN AÑO CALENDARIO 2016 – DETALLE.....		24
ANEXO V: GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES EFECTUADOS ENTRE LOS AÑOS 2007 - 2016 .....		24
ANEXO VI: EVOLUCIÓN DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.....		25

ANEXO VII: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES POR AÑO .....	25
ANEXO VIII: VNR AÑO CALENDARIO 2016 ASIGNADO A CADA AÑO DEL PERÍODO 2002-2016.....	26
ANEXO IX: OBSERVACIÓN AL INFORME DE RENTABILIDAD ANUAL PRELIMINAR.....	27

## 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° 449, 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 GasSur 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 IX, 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 en 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 de 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 Gas Sur 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 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 Gas Sur S.A., aprobado mediante Resolución CNE N°494, 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 Gas Sur 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. Las observaciones enviadas 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 GasSur, aprobado mediante Resolución CNE N°449, 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 Gas Sur S.A (en adelante e indistintamente Gassur), por cada una de sus zonas de concesión, para el año calendario 2016.

Al 31 de diciembre de 2016, la zona de concesión existente para Gassur corresponde a la región del Bio Bío, la cual incluye las comunas o localidades de Concepción, Talcahuano, Penco, Chiguayante, San Pedro de la Paz, Coronel, Los Ángeles y Chillán. Esta última con concesión otorgada, pero sin red de distribución.

El total de clientes abastecidos en dicha zona de concesión es de 38.026, los cuales se distribuyen en 36.439 clientes residenciales y 1.587 clientes comerciales. Esta empresa concesionaria no tiene clientes industriales. Durante el año 2016 distribuyó dos tipos de gas: uno de 5250 Kcal/m<sup>3</sup> (Gas Natural Diluido) y uno de 9300 Kcal/m<sup>3</sup> (Gas Natural). La concesionaria tiene un proyecto en marcha para abastecer toda su demanda con gas natural de 9300 Kcal/m<sup>3</sup> en 5 años.

El consumo facturado al 31 de diciembre del año 2016 alcanzó un total de 24.870.289 m<sup>3</sup> de gas natural equivalente<sup>2</sup>, que se distribuyen de la siguiente manera:

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

Tipo de Cliente	Número de clientes	M3 facturados
Residencial		
Residencial térmica		
Comercial		

Fuente: Gassur

Respecto a las redes, a diciembre de 2016, la cobertura total alcanzó los 793,77 kilómetros de redes secundarias y terciarias de gas. La empresa no posee redes primarias. El gas proviene principalmente de la Planta de Re-Gasificación de Enap ubicada en Pemuco y es transportado por el Gasoducto del Pacífico hasta el ingreso de la red de distribución de Gassur. También es abastecida marginalmente por Innergy Soluciones Energéticas S.A., directamente en los puntos de entrega al ingreso del sistema de distribución.

<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 a 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 considerados informados 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 de la empresa a menos que alguna de sus zonas sea de mínima escala y/o de reciente 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 Preliminar 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 los componentes de costos: materiales, montajes y obras civiles y por consiguiente para los componentes de costos de ingeniería y gastos generales. La rotura y reposición de pavimentos se asigna a cada año en proporción con la entrada en operación de la red de distribución correspondiente.

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 DEL BIOBÍO

## 1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016

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

De los criterios definidos en el numeral 1 del Capítulo I del presente informe, y considerando el listado y descripción de los servicios informados por la concesionaria como afines, sólo se consideran los ingresos y correspondientes costos de los servicios afines que se enumeran a continuación:

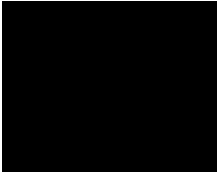
1. Corte y reposición de servicio.
2. Examen del medidor, a solicitud del cliente.
3. Cambio de ubicación de medidor y empalme, a solicitud del cliente.

Los otros servicios que la concesionaria reportó como afines se consideran que forman parte de la prestación del servicio público de distribución de gas.

Revisado y analizado 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**

(\$)

Servicio público de distribución de gas	
Otros servicios que forman parte de la distribución de gas	
Servicios Afines	
<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 concesionaria tuvo, durante al año calendario 2016, contratos de suministro de gas y por transporte para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tanto con empresas relacionadas como no relacionadas, de acuerdo a lo informado en virtud de la Resolución CNE N°78.

Durante el año 2016 el suministro de gas fue realizado principalmente por Enap, empresa no relacionada con la concesionaria. Durante este mismo año, Gassur pagó también a Innergy Soluciones Energéticas S.A. (Innergy), empresa relacionada con Gassur, los costos de transporte desde la planta satelital de regasificación ubicada en Pemuco hasta los puntos de entrega al ingreso del sistema de distribución. Durante octubre y noviembre de 2016, Gassur también compró parte de su gas a Innergy.



El costo del gas en cada punto de conexión en el ingreso del sistema de distribución corresponde a lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria en el caso de contratos con empresas no relacionadas.

Respecto de los contratos de abastecimiento de gas con Innergy, empresa relacionada con Gassur, de acuerdo al inciso quinto del Artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.999, se valorizó la compra de gas al menor precio de compra calculado en base a los contratos de importación de largo plazo existentes con el mercado internacional, dado que ni la empresa concesionaria ni el proveedor relacionado Innergy cuentan con acceso a instalaciones que permitan realizar importaciones de gas<sup>4</sup>.

Respecto del contrato de transporte con Innergy, de acuerdo al último inciso del artículo 33 quinquies de la ley, se considera lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria, en virtud que esto reflejaría una gestión económicamente eficiente, en comparación con el precio que otros consumidores pagan por este servicio<sup>5</sup>.

Para efectos de asignar correctamente los montos anteriores a la actividad de servicio público de distribución, se aplica la proporción informada por la empresa concesionaria para gastos de compra de gas y de transporte de gas respecto del total desembolsado por estos conceptos.

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 se muestra en la Tabla II.2. Los valores presentados se calculan de acuerdo a lo informado por la empresa concesionaria como efectivamente pagado por compras y transporte de gas según se muestra en el numeral 2 del Anexo II y el recálculo del costo del gas comprado a la empresa relacionada Innergy, ambos valores corregidos para considerar sólo lo correspondiente a servicio público de distribución. Ver detalle en Anexo IV.

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

Costos del gas al ingreso del sistema de distribución	Contrato ENAP	Contrato Innergy	Total
Compra de gas			
Otros Costos hasta el ingreso al sistema de distribución			
<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, con las excepciones que se señalan a continuación.

4  
d  
T

<sup>5</sup> Valor similar al pagado por la empresa ENAP para el servicio de transporte entre los mismo dos puntos.

En primera instancia, se descontaron los costos relacionados con la operación de la central de generación eléctrica Newen (\$ 334.000.000) que fueron reportados en la actividad “Plantas de fabricación” y en la naturaleza “Gastos en servicios y labores con empresas relacionadas”.

Los costos de operación, mantención y administración resultantes fueron ajustados por eficiencia de acuerdo a la metodología señalada en el numeral 2.2 del Capítulo I. El factor de corrección por eficiencia es de un 4,1% para la zona de concesión del Biobío.

Adicionalmente, se incluyen como costo de explotación los costos generados por marketing y publicidad destinados a la captación de clientes, estos ascienden a \$294.504.327, costos que originalmente fueron reportados por la empresa en gastos de comercialización.

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**

	GasSur (\$)
Operación, mantención y administración	

### 3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016

Los gastos de comercialización 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.

En el caso de la empresa concesionaria Gassur, se descontó de lo informado los montos por aportes de artefactos, los gastos de marketing y fuerza de ventas. En Anexo V se muestra el detalle de estas correcciones.

Los gastos de comercialización eficientes considerados por zona de concesión, para cada año se muestran en la tabla II.4.

**Tabla II.4: Gastos eficientes de comercialización**

Año	Gastos de Comercialización (UF)
2007	
2008	
2009	
2010	
2011	
2012	
2013	
2014	
2015	
2016	
<b>Total</b>	

El plazo escogido por la empresa 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%.

En consecuencia, la cuota anual de amortización de estos gastos que se considera para el año 2016, para la zona de concesión del Biobío es [REDACTED] la que se incluye dentro de los costos de explotación en el 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 Gassur determinado en el Informe Técnico Preliminar de VNR.

La concesionaria adjuntó auditoría que cumple con norma de general aceptación (Norma NCh 44 Of. 2007 “Procedimientos de muestreo para inspección por atributos”) y de la revisión de consistencia de la antigüedad de las redes, se considera el año informado por la empresa concesionaria para la entrada en operación de las redes de distribución, por tipo, para efectos de la tasa de actualización diferenciada señalada en el artículo séptimo transitorio de la Ley N° 20.999. En consecuencia, se distribuyó el VNR de estas instalaciones para cada año según lo informado.

De la revisión de consistencia mencionada, se considera también el año informado por la empresa concesionaria para las demás instalaciones accesorias a las redes de distribución. En consecuencia, se distribuyó el VNR de estas instalaciones para cada año según lo informado. En Anexo VI se muestra la evolución de entrada en operación de redes de distribución.

Para acometidas, empalmes y medidores se verificó consistencia con la evolución de los clientes por año y por tipo de cliente, encontrándose coherencia entre el año de entrada en operación de estos bienes y la evolución de los clientes por año. En Anexo VII se muestra la evolución de los clientes por año.

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.

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 diferenciada según la entrada en operación de los bienes, se muestra en la Tabla II.5. El detalle del VNR asignado a cada año del período 2002-2016 para estos mismos efectos se muestra en Anexo VIII.

Tabla II.5: Costos de Inversión año calendario 2016. Zona de concesión Biobío

Activo / Instalación	VNR (M\$)		Total VNR (\$)
	Hasta 2001	2002-2016	
<b>Plantas de Fabricación</b>			
Plantas GN Diluido			
Planta PA			
<b>Redes de distribución</b>			
<b>Primarias</b>			
Plantas de Odorización			
<b>Secundarias</b>			
Tuberías			
Cruces			
<b>Terciarias</b>			
Tuberías			
Cruces			
<b>Estacion de Regulacion y Medición</b>			
Estación de Regulación y Medición			
<b>Acometidas, Empalmes y Medidores</b>			
<b>Terciarias</b>			
Acometida Comerciales			
Empalmes Comerciales			
Medidores Comerciales			
Acometidas Residenciales Comunitarios			
Empalmes Residenciales Comunitarios			
Acometidas Residenciales Individuales			
Empalmes Residenciales Individuales			
Medidores Residenciales			
<b>Otros Activos</b>			
<b>Muebles e inmuebles</b>			
Terrenos			
Edificaciones			
Vehiculos y equipos de transportes			
Equipos de Telemedicacion			
Herramientas y equipos de bodega			
Equipos de comunicación y computacion			
Sistemas y software			
Muebles y equipos de oficina			
<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.6:

**Tabla II.6: Componentes para determinar flujo neto**

En consecuencia, la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria Gassur en su zona de concesión es de 1,95%.

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

## 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, mantenimiento 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>6</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 mantenimiento, 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.

---

<sup>6</sup> Esta variable no resultó significativa del modelo y se eliminó.

**Tabla I.1: Resultados de Eficiencia – método SFA**

<b>Empresa</b>	<b>Empresa</b>	<b>País</b>	<b>Eficiencia SFA</b>	<b>Eficiencia con ajuste PPP y Personal Lím.Sup. Int. Conf. 90%</b>
ENVE	Envestra	AUS	86,3%	98,9%
GCUY	Gas Cuyana	ARG	83,1%	98,8%
GCEN	Gas del Centro	ARG	83,1%	98,8%
CEGR	Ceg Río de Janeiro	BRA	82,0%	98,5%
SGNW	Scotland Gas Network	GBR	80,9%	98,3%
GNFS	Gas Natural Fenosa Sao Paulo	BRA	78,1%	97,9%
CGSU	Camuzzi Sur	ARG	77,1%	98,1%
CGPA	Camuzzi Pampeana	ARG	75,9%	97,9%
SOGN	Southern Gas Network	GBR	74,0%	97,2%
GBAN	Gas Ban	ARG	72,2%	97,4%
COMG	Comgás Sao Paulo	BRA	72,2%	96,8%
META	Metrogas_Argentina	ARG	69,7%	96,9%
SWGC	Southwest Gas Corporation	USA	67,5%	94,8%
ATEN	Atmos Energy	USA	65,6%	94,1%
TLAG	The Laclede Group	USA	65,1%	93,8%
WGLH	WGL Holding	USA	54,0%	86,1%
PHGW	Philadelphia Gas Works	USA	52,6%	84,7%
GNMX	Gas Natural México	MEX	43,7%	81,8%
<b>Promedio</b>			<b>70,1%</b>	<b>94,8%</b>

\*SFA con ajustes por PPP y diferencias salariales. Intervalo de confianza al 90%

Fuente: Estudio "Análisis de benchmarking para la determinación de costos eficientes a través de técnicas de fronteras"

## 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**

<b>Ingresos de Explotación</b>	\$
<b>Actividades de Distribución</b>	
Ventas a Clientes Redes Terciarias	
Provisión de ventas o energía en medidores Redes Terciarias	
Servicios Afines	
<b>Total Ingresos Actividades Distribución</b>	
<b>Otras Actividades</b>	
Venta de Equipos y Artefactos	
Mantenimiento y servicios a equipos de terceros	
Otros Servicios	
<b>Total Otras Actividades</b>	
<b>TOTAL INGRESOS</b>	

Con posterioridad, la empresa concesionaria realizó la siguiente apertura y explicación de los servicios afines reportados.

**Tabla II.1.2: Servicios afines informados**

Nombre del Servicio Afin	Descripción del servicio (indicando que incluye y que no)	Monto (\$) reportado en ingresos	Monto (\$) reportado en costos



**Tabla II.1.3: Detalle de servicios informados como Servicios Afines en Ingresos de Explotación**

Corte y reposición suministro de gas	Total
[Redacted content]	

## 2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Los costos reportados por la concesionaria para la 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 (\$)
Suministro de Gas	
Plantas de Fabricación o Respaldo de Gas	
Operación y Mantenimiento Redes Secundarias	
Operación y Mantenimiento Redes Terciarias	
Operación y Mantenimiento Empalmes y Medidores	
Atención Comercial Suministro de Gas	
Servicios Afines	
<b>TOTAL COSTOS DE EXPLOTACION ACTIVIDADES DE DISTRIBUCION</b>	
<b>Otras Actividades</b>	
Costos venta de transporte, suministro y almacenamiento de gas a tercer uso de la red	
Costos venta de Equipos y Artefactos	
Mantenimiento y servicios a equipos de terceros	
Venta de materiales y Servicios	
Otras Actividades	
<b>TOTAL COSTOS DE EXPLOTACION OTRAS ACTIVIDADES</b>	
<b>TOTAL COSTOS EXPLOTACIÓN</b>	

La información presentada por la empresa para “Costos de explotación actividades de distribución”, reasignada según 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	GasSur \$
Compra de gas	
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución	
Operación, mantención y otros	
<b>Total Costos de Explotación</b>	

Dado que la empresa concesionaria informa dos proveedores distintos de gas, ENAP como empresa no relacionada e Innergy como empresa relacionada, en la tabla siguiente se muestra la desagregación de los valores pagados a cada empresa el año 2016, según lo informado por la concesionaria.

**Tabla II.2.3: Costos de compra de gas y otros costos hasta el ingreso del sistema de distribución informada**

Compra de Gas	
Transporte	

Nota: El ítem transporte corresponde al costo de transporte por gasoducto del total de gas comprado a ENAP e Innergy desde PSR Pemuco hasta el ingreso del sistema de distribución (Colmito, Mercedes y Los Ángeles).

### 3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

**Tabla II.3.1 Gastos de Comercialización 2007-2015**

Año	
2007	
2008	
2009	
2010	
2011	
2012	
2013	
2014	
2015	
<b>Total</b>	

**Tabla II.3.2 Gastos de Comercialización 2016**

Tipo de Servicio de Gas	Tipo de Instalaciones								Costo Total de Comercialización (\$)		
	Nuevas (Conexión de nuevos clientes)				Existentes (Captación de Clientes con otro tipo de Suministro)				Total (\$)	Aporte Empresa (\$)	Aporte Cliente (\$)
	Cantidad	Total (\$)	Aporte Empresa (\$)	Aporte Cliente (\$)	Cantidad	Total (\$)	Aporte Empresa (\$)	Aporte Cliente (\$)			
Residencial Individual											
Residencial Multiple											
Residencial Central Térmica											
Comercial											
Industrial											
<b>TOTAL</b>											

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

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

Ingresos de Explotación	(\$)
Servicio público de distribución de gas	
Otros servicios que forman parte de la distribución de gas	
Servicios Afines	
<b>Total Ingresos de Explotación</b>	

**ANEXO IV: COSTO DEL GAS AL INGRESO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN AÑO CALENDARIO 2016 – DETALLE**

**Tabla IV.1: Costo del gas al ingreso del sistema de distribución 2016 – R. Biobío**

Año 2016

E	
F	
A	
J	
J	
A	
S	
N	
D	

**ANEXO V: GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES EFECTUADOS ENTRE LOS AÑOS 2007 - 2016**

**Tabla V.1: Gastos eficientes de comercialización – R. Biobío**

Año	
2007	
2008	
2009	
2010	
2011	
2012	
2013	
2014	
2015	
2016	
<b>Total</b>	

A la información presentada por la empresa se les descontó los gastos correspondientes a marketing,

fuerza de venta, asimismo el montaje de medidor y empalme considerado en VNR.

## ANEXO VI: EVOLUCIÓN DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Tabla VI.1: Evolución entrada en operación redes - Región del Biobío

	GASSUR					
	Región Biobio: Tuberías					
Año entrada en operación	Redes Secundarias	Redes Terciarias		Redes de distribución		
	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%
≤2001						
2002						
2003						
2004						
2005						
2006						
2007						
2008						
2009						
2010						
2011						
2012						
2013						
2014						
2015						
2016						
<b>Total</b>						

## ANEXO VII: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES POR AÑO

Tabla VII.1: Clientes Región del Biobío

	GASSUR
	Región Biobio
Año	Numero de Clientes
2001	
2002	
2003	
2004	
2005	
2006	
2007	
2008	
2009	
2010	
2011	
2012	
2013	
2014	
2015	
2016	
<b>Total</b>	

## ANEXO VIII: VNR AÑO CALENDARIO 2016 ASIGNADO A CADA AÑO DEL PERÍODO 2002-2016

Tabla VIII.1: VNR año calendario 2016 – Región del Biobío. Asignación anual

Activo / Instalación	VNR (M\$)															Total	
	Hasta 2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015		2016
<b>Plantas de Fabricación</b>																	
Plantas GN Diluido																	
Planta PA																	
<b>Redes de distribución</b>																	
<b>Primarias</b>																	
Plantas de Odorización																	
<b>Secundarias</b>																	
Tuberías																	
Cruces																	
<b>Terciarias</b>																	
Tuberías																	
Cruces																	
<b>Estacion de Regulacion y Medición</b>																	
Estación de Regulación y Medición																	
<b>Acometidas, Empalmes y Medidores</b>																	
<b>Terciarias</b>																	
Acometida Comerciales																	
Empalmes Comerciales																	
Medidores Comerciales																	
Acometidas Residenciales Comunitarios																	
Empalmes Residenciales Comunitarios																	
Acometidas Residenciales Individuales																	
Empalmes Residenciales Individuales																	
Medidores Residenciales																	
<b>Otros Activos</b>																	
<b>Muebles e inmuebles</b>																	
Terrenos																	
Edificaciones																	
Vehiculos y equipos de transportes																	
Equipos de Telemedición																	
Herramientas y equipos de bodega																	
Equipos de comunicación y computación																	
Sistemas y software																	
Muebles y equipos de oficina																	
<b>Total VNR</b>																	

## ANEXO IX: OBSERVACIÓN 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
<p>Capítulo II 2.1 Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2016, Página 12</p>	<p><b>Gasto eliminado de contrato de gas con Innergy</b></p> <p>Según el Informe de Rentabilidad Anual Preliminar, en adelante IRAP, se ajustan los valores informados por Gassur indicando que:</p> <p>“Respecto de los contratos de abastecimiento de gas con Innergy, empresa relacionada con Gassur, de acuerdo al inciso quinto del Artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.999, se valorizó la compra de gas al menor precio de compra calculado en base a los contratos de importación de largo plazo existentes con el mercado internacional, dado que ni la empresa concesionaria ni el proveedor relacionado Innergy cuentan con acceso a instalaciones que permitan realizar importaciones de gas”.</p> <p>Debemos aclarar que Innergy posee contratos de importación de gas con Argentina, por lo que no aplicaría utilizar para la valorización del contrato de gas el criterio aquí indicado.</p> <p>El contrato aquí evaluado, es un contrato de <b>compraventa de gas natural</b> de largo plazo firmado a finales del año 2005 entre Gassur e Innergy, en el cual teniendo como antecedentes las condiciones de mercado de ese momento, Gassur se comprometió con el pago de un cargo fijo por capacidad reservada e Innergy se obligó a suministrar un volumen máximo diario.</p> <p>Por lo anterior, este contrato debe ser analizado desde la perspectiva del artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.999, pero considerando que la empresa concesionaria o su relacionada cuentan con acceso a instalaciones que permitan realizar importaciones de gas.</p>	<p>Se solicitar reponer el valor informado por Gassur o en su defecto someter el contrato al análisis que le corresponde según el artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.999, considerado el año en el cual fue suscrito y reponer el valor que se desprenda de dicho análisis.</p> <p><b>Antecedentes acompañados en los cuales se funda la observación presentada</b></p> <p>Contrato de compraventa de Gas entre Innergy y Gassur del 2005 y sus anexos (Contrato II)</p>	<p>No se acoge la observación. El informe contempla la aplicación de lo dispuesto en el inciso quinto del artículo duodécimo transitorio de la Ley N°20.999.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
<p>Capítulo II 2.2 Costos de operación, mantenimiento y administración, Página 12</p>	<p><b>Modelo aplicado para cálculo de eficiencia</b></p> <p>El IRAP señala que los costos de operación, mantenimiento y administración pertinentes, necesarias y correctamente asignadas, se ajustan por eficiencia en base a la metodología descrita 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, aplicándose una reducción correspondiente a [REDACTED].</p> <p>En el referido estudio se señala que no hay evidencia estadística respecto de que las empresas chilenas muestren desviaciones importantes, así como que los resultados del modelo son muy amplios “Es decir, desde el punto de vista estadístico, las empresas de Chile no constituyen valores extremos.</p> <p>Sin embargo, cabe resaltar que los intervalos definido son amplios” (4.4 Análisis de los Outliers, pp 25). sector, ambiental, ...”</p> <p>Esta metodología no permite definir de forma específica los costos ineficientes según requiere la Resolución Exenta N° 406. Problema que es aún más grave considerando que las actividades propias de cada empresa del Benchmark no son necesariamente las mismas. Los casos más extremos, son las empresas de Gran Bretaña y Australia que prestan exclusivamente el servicio de transporte mediante redes de distribución, y no compran ni vende gas.</p> <p>Dado lo anterior, se debe concluir que no hay señales ni pruebas estadísticas de que los costos presentados estén fuera de los estándares de industrias similares.</p> <p>Lo anterior es refrendado por el propio consultor contratado por la CNE para la elaboración del estudio señalado, quien recomienda “Abandonar</p>	<p>Dado la evidencia que no hay abultamientos, artificios o vicios en los costos presentados, ni son costos fuera de los estándares, así como que la metodología utilizada no cumple los requerimientos de identificar y justificar de forma técnica y objetiva los costos considerados ineficientes-según exige la Ley de Servicios de Gas- y que el propio consultor Estudios Energéticos Consultores recomienda en su estudio “Abandonar el análisis de benchmarking internacional para la determinación de los costos eficientes de operación, mantenimiento y de administración, por las dificultades que acarrea reducir las heterogeneidades en materia de contexto regulatorio, desarrollo del sector, ambiental (incluyendo diferencias en los niveles salariales), entre otros aspectos, por lo que se solicita eliminar el ajuste de [REDACTED] aplicado.</p> <p>En subsidio de lo anterior y considerando que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los resultados del modelo son fuertemente dependientes de supuestos considerados en la metodología, los cuales no se encuentran debidamente fundados</li> <li>• Ninguna de las empresas llega al</li> </ul>	<p>No se acoge la observación. Los costos se ajustan de acuerdo a lo que establece la Ley y la Resolución N° 406, artículo 24.</p>



Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
	<p>el análisis de benchmarking internacional para la determinación de los costos eficientes de operación, mantenimiento y de administración, por las dificultades que acarrea reducir las heterogeneidades en materia de contexto regulatorio, desarrollo del sector, ambiental (incluyendo diferencias en los niveles salariales), entre otros aspectos.” (9.3 “Recomendaciones”, punto 1, pp. 44). Inexplicablemente, la Comisión desestimó esta recomendación.</p>	<p>100% de eficiencia, y que este 100% es una construcción teórica y no un estándar de mercado</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hay empresas consideradas en el benchmark que no realizan el servicio de gas según la LSG, no venden ni compran gas y son sólo transportista en redes de distribución.</li> <li>• La heterogeneidad de las empresas seleccionadas</li> </ul> <p>Para determinar el factor de corrección por eficiencia se solicita comparar la eficiencia determinada para Gassur con el promedio de las eficiencias determinadas para la industria. Por ejemplo, en el caso actual con el modelo de la Comisión, sin las corr. señaladas, sería igual a, [REDACTED] estableciéndose así un factor de corrección del orden de [REDACTED]</p>	
<p>Capítulo II 2.2 Costos de operación, mantención y administración, Página 13</p>	<p><b>Reasignación de Costos de explotación de actividades de distribución que estaban asignados a servicios afines y fueron eliminados de los costos de explotación para chequeo.</b></p> <p>En este capítulo, al final del párrafo 2 se indica que se descontó de la actividad servicios afines la suma de \$MM 1.381 dado que no corresponderían a costos por este concepto.</p> <p>Este tema fue aclarado a la Comisión el día 10 de agosto de 2017, vía</p>	<p>Por las razones señaladas, se solicita reponer el monto de \$MM 1.381 asignándolo a otras actividades de distribución, dado que efectivamente corresponden costos de explotación generados por actividades reguladas.</p> <p><b>Antecedentes acompañados en los</b></p>	<p>Se acoge la observación, de acuerdo a la información adicional entregada.</p>

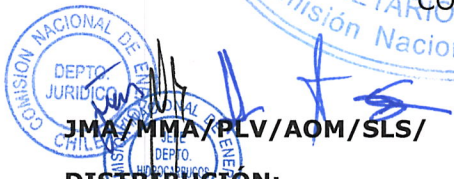
Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
	<p>correo electrónico. En esa oportunidad se indicó que debido a una asignación por prorrata de costos de explotación de actividades de distribución, fueron asignados costos de otras naturalezas a esta clasificación.</p> <p>Acompañamos el detalle entregado en dicha ocasión, para que sea considerada su reposición, dado que corresponden a costos de actividades de distribución.</p>	<p><b>cuales se funda la observación presentada</b></p> <p>Se adjunta documento:</p> <p>“Detalle de Información de respaldo de Costo de Servicios Afines (SS.AA) entregada el 10-08-2017 a CNE”</p>	
<p>Capítulo II 3. Gastos de comercialización eficientes año calendario 2016, Página 13</p>	<p><b>Gastos de comercialización General:</b></p> <p>En este capítulo se indica que:</p> <p>“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”.</p> <p>Respeto a este punto debemos indicar que la metodología a la cual se hace referencia en este punto, fue observada precedentemente.</p> <p>En la revisión del documento no se encontraron razones justificadas por las que estos elementos puedan ser excluidos de los gastos de comercialización eficientes, considerando que la actividad de distribución de gas está inserta en un mercado competitivo en el cual se deben hacer esfuerzos y gastos comerciales (promociones, publicidad, etc) para captar clientes</p>	<p>Se solicita reponer la totalidad de los gastos de comercialización informados por Gassur.</p>	<p>No se acoge la observación. Se considera gastos de comercialización aquellos que estén relacionados con construir o preparar instalaciones del cliente para recibir el suministro de gas.</p>
<p>Capítulo II 3. Gastos de comercialización eficientes año calendario 2016, Pág.13</p>	<p><b>Reconocer Aportes Artefactos como gastos de comercialización</b></p> <p>Se eliminaron los artefactos que se entregan como aportes comerciales para la actividad de captación de clientes y para el reemplazo de artefactos que son inconvertibles.</p>	<p>En conformidad con lo dispuesto en la Ley de Servicios de Gas, los gastos de comercialización corresponden a aquellos asociados a la captación y conexión de nuevos clientes, por lo que se solicita reponer el monto informado por Gassur.</p>	<p>No se acoge la observación, ya que éstos se reconocen en costos de explotación del año siempre y cuando sean de carácter general y no discriminatorio. En este caso la</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			empresa no aportó antecedentes que permitieran constatar que la entrega de artefacto se realizó según lo señalado precedentemente.
<p>Capítulo II 3. Gastos de comercialización eficientes año calendario 2016, Página 13</p>	<p><b>Reconocer Marketing como gastos de comercialización</b> Se eliminaron los costos de Marketing, los cuales corresponden a gastos necesarios para la captación de clientes mediante generación de material y actividades focalizadas en la captación (afiches, papelería, campañas). No corresponden a gastos de Marketing con fines generales de difusión y fortalecimiento de marca</p>	<p>En conformidad con lo dispuesto en la Ley de Servicios de Gas, los gastos de comercialización corresponden a aquellos asociados a la captación y conexión de nuevos clientes, por lo que se solicita reponer el monto.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Se considera gastos de comercialización aquellos que estén relacionados con construir o preparar instalaciones del cliente para recibir el suministro de gas. Los costos de marketing no son considerados en los gastos de comercialización pero se incluyen en los costos de explotación del año 2016.</p>
<p>Capítulo II 3. Gastos de comercialización eficientes año calendario 2016, Página 13</p>	<p><b>Reconocer Fuerza de Venta en gastos de comercialización</b> No encontramos antecedentes que nos permitan comprender por qué fue eliminada la fuerza de venta de los gastos de comercialización. Nosotros entendemos que sin fuerza de venta (ejecutivos comerciales de venta de conexiones) no sería posible la captación, por lo cual solicitamos reponer el monto.</p>	<p>En conformidad con lo dispuesto en la Ley de Servicios de Gas, los gastos de comercialización corresponden a aquellos asociados a la captación y conexión de nuevos clientes, por lo que se solicita reponer el monto por concepto de fuerza de venta.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Se considera gastos de comercialización aquellos que estén relacionados con construir o preparar instalaciones del cliente para recibir el suministro de gas. La fuerza de venta no es considerada en los gastos de comercialización pero se incluye en los costos de explotación del año 2016.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
<p>Capítulo II</p> <p>3. Gastos de comercialización eficientes año calendario 2016, Página 13</p>	<p><b>Gastos de comercialización de los 10 años anteriores a la vigencia de la Ley</b></p> <p>El artículo 6° transitorio de la Ley N° 20.999 establece que “Los gastos de comercialización eficientes asociados a la captación y conexión de nuevos clientes a los que se refiere el artículo 33 que hayan sido efectuados durante los últimos diez años anteriores a la vigencia de la presente ley, podrán ser considerados como gastos amortizables en un período de diez años contados desde su desembolso para efectos de los sucesivos chequeos de rentabilidad que se efectúen en conformidad a esta ley.”.</p> <p>Contrariamente a lo señalado en el referido artículo, la CNE sólo ha considerado los gastos de comercialización correspondientes a los 9 años previos a la vigencia de la Ley.</p> <p>Cabe destacar que de haber entrado la Ley en vigencia en el año 2016, este problema no se produciría, ya que los “últimos diez años anteriores a la vigencia de la ley” corresponderían al periodo entre los años 2006 y 2015.</p> <p>No es posible que un retraso no imputable a las empresas, les cause un perjuicio, más si consideramos que la intención del legislador era que la Ley entrara en vigencia durante el año 2016. Este retraso queda de manifiesto en el artículo 3 transitorio de la Ley, el cual establece que, con motivo de los informes técnicos preliminares que debe emitir la Comisión, las empresas concesionarias debían informarle las instalaciones de distribución del año calendario 2016, antes del 31 de enero de 2017, pero dicho plazo ya se encontraba vencido al momento de la entrada en vigencia de la Ley.</p>	<p>Se solicita mantener los gastos del ejercicio del año 2016, y, adicionalmente, incorporarlos en aquellos gastos de comercialización amortizables que hayan sido efectuados durante los diez años anteriores a la entrada en vigencia de la Ley.</p>	<p>No se acoge la observación. De conformidad a lo dispuesto en el artículo sexto transitorio de la Ley N°20.999, se deben considerar los gastos de comercialización eficientes asociados a la captación y conexión de nuevos clientes a los que se refiere el artículo 33 de la Ley que hayan sido efectuados durante <u>los últimos diez años</u> anteriores a la vigencia de la presente ley. En consideración de que la Ley N°20.999 fue publicada en el Diario Oficial en febrero de 2017, esta Comisión considero en el Informe Anual de Rentabilidad preliminar el período comprendido entre 2007 y 2016.</p>

**ARTÍCULO SEGUNDO:** Notifíquese la presente resolución a la empresa concesionaria de distribución de gas Gassur 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.



**DISTRIBUCIÓN:**

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