

**REF.:** 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., correspondiente al año calendario 2018.

**SANTIAGO, 14 de agosto de 2019.**

**RESOLUCION EXENTA N° 474**

**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, publicada en el Diario Oficial el 16 de agosto 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, prorrogada mediante Resolución Exenta CNE N° 564 de 2018, y modificada mediante Resoluciones Exentas CNE N° 453 y 466, ambas de 2019, 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 señalado en la Resolución Exenta CNE N° 737, de fecha 21 de diciembre de 2017, que Actualiza Tasa de Costo de Capital en su componente de tasa libre de riesgo, fijada mediante Resolución CNE N° 426 referida en el literal precedente, de conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 32 de la Ley de Servicio de Gas, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 737”;
- i) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 755, 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 Gassur S.A., en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 755”;
- j) Lo señalado en la la Resolución Exenta CNE N° 772, 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 Gassur S.A., correspondiente al año calendario 2016;
- k) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 685, de fecha 22 de octubre de 2018, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Gassur S.A., correspondiente al año calendario 2017; y

- l) 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; y
- e) Que, en virtud de la normativa antes indicada, corresponde aprobar 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., correspondiente al año calendario 2018.

**RESUELVO:**

**ARTÍCULO PRIMERO.** Apruébese el siguiente “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., año calendario 2018”, cuyo texto se transcribe a continuación:



**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.**

**AÑO CALENDARIO 2018**

*Agosto de 2019  
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.....	6
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 .....	9
5	COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN .....	10
5.1	Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo.....	10
5.2	Determinación de los costos anuales de inversión.....	11
6	CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES .....	12
7	CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA .....	12

### **CAPÍTULO II : TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2018 - CONCESIÓN REGIÓN DEL BIOBÍO 14**

1	INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2018 .....	14
2	COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2018.....	14
2.1	Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2018 .....	19
2.2	Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2018 .....	24
3	GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2018 .....	24
4	COSTOS DE INVERSIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2018 .....	29
5	TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2018 .....	31

### **CAPÍTULO III. ANEXOS..... 32**

	ANEXO I: MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN .....	32
	ANEXO II: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA .....	36
1	INGRESOS DE EXPLOTACIÓN .....	36

2	COSTOS DE EXPLOTACIÓN .....	36
3	GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN.....	38
	ANEXO III: VNR AÑO CALENDARIO 2018.....	40
1	REGIÓN DEL BIOBÍO .....	40
	ANEXO IV: MEMORIA DE CÁLCULO .....	44

## 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.

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; y a lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 453, de fecha 29 de julio de 2019, publicada en el Diario Oficial con fecha 5 de agosto de 2019, rectificadas mediante Resolución Exenta CNE N° 466 de 2019, que modifica la Resolución CNE N° 406, en el sentido de incorporar entre sus disposiciones la hipótesis contenida en el inciso quinto del artículo 30 bis de la Ley de Servicio de Gas, esto es, la entrada en operación de una nueva zona de concesión.

El presente Informe de Rentabilidad Anual Preliminar para el año calendario 2018, corresponde a la empresa concesionaria de servicio público de distribución Gassur 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 Gassur S.A., aprobado mediante Resolución CNE N°755, 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 Gassur S.A., en



- adelante "Informe Técnico de VNR<sup>1</sup>".
3. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de la rentabilidad anual del año calendario 2017 de la empresa Gassur S.A., aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 685, de fecha 22 de octubre de 2018, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Gassur S.A, en adelante "Informe de Rentabilidad Anual 2017".
  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", y la actualización de su componente de tasa libre de riesgo, aprobada mediante Resolución Exenta CNE N° 737, de 21 de diciembre 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 Gassur S.A (en adelante e indistintamente Gassur), para su zona de concesión, para el año calendario 2018.

A partir de la definición de zona de concesión establecida por la Ley, al 31 de diciembre de 2018, la zona de concesión en operación para Gassur, es la siguiente:

**Tabla 1: Caracterización de la concesión a diciembre de 2018**

Región/zona de concesión	Comunas/localidades operativas	Tipo de gas	Número de clientes
Región del Biobío	Concepción, Talcahuano, Hualpén, Chiguayante, San Pedro de la Paz y Los Ángeles.	GN	██████

---

<sup>1</sup> 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, y sus modificaciones. 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 2018.

## **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 2018. 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, y los demás que determine la Comisión. 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.

Adicionalmente, cuando corresponda, se considera como ingresos anuales de explotación el ingreso por intereses intra-anales originados en el hecho que la metodología de cálculo de la rentabilidad considera que los flujos de explotación se registran al término del año, cuando en la realidad éstos ocurren mensualmente. Dicho efecto es equivalente a los intereses intercalarios que se consideran dentro del VNR de costos de inversión y corresponde a los intereses que se obtendrían con los flujos de explotación netos (ingresos menos costos de explotación) percibidos durante el transcurso del año hasta el final del año, valorizados con la misma tasa de interés con la que se calculan los intereses intercalarios en el Informe Técnico de VNR. Este ajuste se aplica para las nuevas zonas de concesión y también, por consistencia, en los casos que el Informe Técnico VNR no haya considerado este efecto dentro de los intereses intercalarios del VNR correspondiente a costos de inversión.

## **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 2018, 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 2018.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, si la empresa concesionaria efectuó la compra de gas durante el año 2018 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 2018.

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. En una primera etapa, se analiza, revisa, verifica y, en su caso, corrige lo informado, considerando aquellos costos que sean pertinentes, necesarios, correctamente asignados a la actividad de distribución y prestación de servicios afines de la respectiva empresa concesionaria y que además, correspondan al año calendario respecto del cual se realiza el chequeo de rentabilidad. Posteriormente, en una segunda etapa, se efectúa una corrección por eficiencia de ser necesario.

Específicamente, como parte de la referida etapa, 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. De la misma forma, se verifica que todas las partidas de costos informadas correspondan al año calendario respecto del cual se realiza el chequeo de rentabilidad.

Finalmente, en la segunda etapa, se realiza un análisis de los costos de operación, mantención y administración pertinentes, necesarios y correctamente asignados resultantes de la etapa anterior, 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 su respectiva zona 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 concesionaria<sup>2</sup> 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

---

<sup>2</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 haya entrado en operación recientemente.

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

Particularmente, para el año 2018 se hace un proceso de análisis, revisión y ajuste a los gastos de comercialización informados por la empresa concesionaria, realizando un análisis de consistencia entre cantidades y montos valorizados informados en dichos gastos, y entre tales cantidades con las informadas como adiciones al VNR; y finalmente, los montos valorizados informados por la empresa son comparados y ajustados con modelos constructivos diseñados por la Comisión para cada tipo de “consumidor” (residencial individual, residencial múltiple, residencial central térmica, comercial e industrial) y tipo de bien o instalación. El proceso recientemente indicado se detalla a continuación:

- Primera etapa: se comprueba que los montos valorizados informados por tipo de bien tengan una correspondencia con las cantidades informadas para cada tipo de bien, en caso de constatar inconsistencias en la referida información (montos que no tienen una cantidad asociada), se hace el ajuste respectivo en el monto del gasto comercialización equivalente al gasto de las cantidades que no son consistentes con los montos.
- Segunda etapa: con los bienes y gastos de comercialización resultantes de la primera etapa, se hace una comprobación de consistencia entre las cantidades de bienes o instalaciones informadas por la empresa concesionaria en sus gastos de comercialización (resultantes de la primera etapa) y las cantidades de instalaciones que la misma empresa reporta para el cálculo del VNR. A continuación se detalla el análisis por tipo de instalación:
  - 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 2018 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 2018, 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 2018.
  - Instalaciones interiores: se analiza la consistencia entre la cantidad de medidores nuevos informados por la empresa concesionaria como adiciones al VNR 2018, y lo informado por la empresa concesionaria como instalaciones interiores. Se consideran como máximo la cantidad de medidores informados como adiciones para el VNR 2018.

- Tercera etapa: con los gastos de comercialización que cumplen con el análisis de consistencia de la segunda etapa, se hace una revisión y ajuste de los montos reportados por la empresa concesionaria (resultantes de la segunda etapa) a partir de una comparación de dichos montos contra modelos constructivos elaborados por la Comisión por tipo de bien o instalación y tipo de consumidor (exceptuando consumidor industrial). Los modelos y su valorización se presentan en la Memoria de Cálculo contenida en el ANEXO IV.

A efectos de comparar los montos reportados por la empresa concesionaria con los modelos constructivos elaborados por la Comisión, se realiza un proceso de correspondencia entre las instalaciones reportadas por la empresa concesionaria – resultantes de las dos etapas anteriores- y los referidos modelos. Para el referido proceso se utiliza información adicional de respaldo solicitada a la empresa concesionaria sobre sus modelos y adicionalmente, del cálculo de sus gastos de comercialización (facturas, bases de datos y estados de pagos, entre otros respaldos), información que se utilizará para la comparación de posterior de los montos.

Finalmente, el gasto de comercialización eficiente corresponde al menor valor entre el informado por la empresa resultante del proceso anterior y el modelado por la CNE, por tipo de consumidor y por tipo de instalación.

En el caso de las instalaciones de tipo industrial, éstas se consideran infraestructura especial que requiere ser singularizada en atención a sus particularidades, y en consecuencia, ante falta de mayor información, se considera el monto informado por la empresa.

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 emitido en el año 2017, siendo aplicable dicho plazo a las nuevas zonas de concesión, si corresponde. 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 2018, determinada en el Informe TCC, y su actualización aprobada mediante Resolución Exenta CNE N° 737, de 2017.

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 los Informes de Rentabilidad Anual correspondientes a los años 2016 y 2017 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 eficientes para el año 2018, 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 eficientes para prestar el servicio público de distribución de la empresa concesionaria, por zona de concesión, al 31 de diciembre de 2018, se obtiene de la suma del VNR base eficiente al 31 de diciembre 2016, determinado en el Informe Técnico de VNR, debidamente indexado; el VNR de las instalaciones y otros bienes muebles e inmuebles incorporados en el año 2017, determinado en el Informe de Rentabilidad Anual 2017, debidamente indexado; el VNR de las instalaciones en redes de distribución incorporadas durante el año 2018 que sean consideradas eficientes de acuerdo a sus respectivos indicadores de eficiencia definidos en el Informe Técnico de VNR, y el VNR de los demás bienes singulares incorporados en el año 2018 que sean considerados eficientes.

Las instalaciones y otros bienes muebles e inmuebles incorporadas en el año 2018 a la zona de concesión, se dividen en dos categorías:

- Adiciones: bienes nuevos puestos en operación durante el año 2018.
- Reincorporaciones: bienes antiguos puestos en operación el año 2018 que no fueron incorporados en el Informe Técnico de VNR ni el Informe de Rentabilidad Anual 2017, por tratarse de bienes fuera de uso y por tanto tratados como bienes innecesarios en dichos informes .

Respecto de los bienes informados por la empresa concesionaria mediante el Sistema de Contabilidad Regulatoria como incorporados el año 2018 en cada una de las categorías anteriores, se verifica que sean de 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 particular, se verifica respecto de las redes informadas que tengan 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 y que se revisa tomando una muestra de dichos documentos. Para las instalaciones informadas se verifica que éstas no estén duplicadas respecto al Informe Técnico de VNR ni al Informe de Rentabilidad Anual 2017; y particularmente, con las redes, se verifica que éstas no estén superpuestas con la red georreferenciada considerada para la zona de concesión en los informes mencionados, 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, se verifica que registren consumo durante el año 2018, 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 2018 mediante los respaldos de facturas y compras que las empresas concesionarias entregaron en forma complementaria.

Las instalaciones y otros bienes ejecutados y puestos en operación antes del año 2018 e informados para el proceso de chequeo de rentabilidad 2018, que no fueron informados anterior y oportunamente por la empresa concesionaria en los procesos regulatorios correspondientes y, por tanto, no fueron incorporados en el Informe Técnico de VNR ni tampoco en Informes de Rentabilidad anteriores, no son considerados en el VNR 2018.

Tampoco se consideran en el VNR 2018 los bienes retirados, esto es, los bienes considerados en el Informe de Rentabilidad Anual 2017 y que fueron dados de baja o se encontraban fuera de uso durante el año 2018.

Finalmente, se aplican los indicadores de eficiencia definidos en el Informe Técnico de VNR a las instalaciones en redes de distribución adicionadas y reincorporadas el año 2018, y en caso que algún tipo de instalación no cumpla con el criterio de eficiencia, se corrige la cantidad a considerar en el VNR 2018 de modo que cumplan con el umbral

establecido por dicho criterio.

La valorización de los bienes incorporados en el año 2018 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 2018 y el mínimo de los costos unitarios del resto de las empresas concesionarias en sus respectivos Informes Técnicos de VNR, debidamente indexados. En caso que lo anterior no pueda realizarse, se compara la información de costo proporcionada por la empresa concesionaria, incluyendo los respectivos respaldos de compra de la instalación o bien respectivo, con la obtenida del mercado por la Comisión, seleccionándose el menor valor.

Para las adiciones del año 2018, se considera como base 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 últimos valores se agregan al costo de cada tipo de instalación, utilizando como base lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria en el año 2018, 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 2018, 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 2018. Se asume que la longitud faltante para el total de las redes reconocidas como adiciones el 2018 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 2018 y el del modelo CNE, contenido en los anexos de dicho Informe, debidamente indexado. Respecto de las reincorporaciones, se adiciona la proporción asignable a la instalación de los costos de rotura y reposición de pavimentos considerados en el respectivo Informe Técnico de VNR o Informe de Rentabilidad Anual en que fue definida dicha instalación como fuera de uso.

## **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 2004 y el año 2018, 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 2004 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; ii) para los bienes incorporados en el año 2017, de acuerdo a lo definido en el Informe de Rentabilidad Anual 2017; iii) para los bienes incorporados en el año 2018 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 2018 (27%), 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 para una 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 existente 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. En el caso de la entrada en operación de una nueva zona de concesión, la tasa de rentabilidad económica máxima para el primer chequeo de rentabilidad corresponderá a tres puntos porcentuales sobre la tasa de costo de capital asociada a esta nueva zona de concesión.

Excepcionalmente, según lo dispuesto en el artículo quinto transitorio de la Ley N° 20.999, para el chequeo de rentabilidad correspondiente al ejercicio del año calendario 2018, la rentabilidad económica máxima de una empresa concesionaria podrá exceder en hasta 4 puntos porcentuales el promedio simple de la tasa de costo de capital de los últimos tres años determinada en el Informe TCC para zonas de concesión existentes, o la tasa de costo de capital para una nueva zona de concesión calculada utilizando el factor individual cuando corresponda.

# CAPÍTULO II: TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2018 - CONCESIÓN REGIÓN DEL BIOBÍO

## 1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2018

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, con la excepción del ingreso por venta de reguladores para instalaciones interiores, reportado por la empresa concesionaria en la actividad correspondiente a servicios afines, puesto que no corresponde al 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 2018 por zona de concesión se muestran en la Tabla II.1.

**Tabla II. 1: Ingresos de Explotación (\$)**

Actividades de Distribución	Zona de Concesión Biobío
Servicio público de distribución de gas	
Otros servicios que forman parte de la red de distribución	
Servicio afines	
<b>Total Ingresos</b>	

## 2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2018

Los costos de explotación presentados por la empresa se muestran en el 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

$\alpha$ : peso del volumen de ventas de gas por cliente

$\beta$ : peso de la extensión de la red por cliente

El parámetro  $\alpha$  se estima considerando la participación en el COMA total 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  $\beta$  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  $\alpha$  y  $\beta$  corresponde a los costos de explotación de las empresas concesionarias para el período 2013-2018. De este modo, los valores resultantes fueron de 39,38% y 25,24% para  $\alpha$  y  $\beta$ , respectivamente.

A partir de los  $\alpha$  y  $\beta$  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 GasSur. En la Tabla I.1 y Gráfico I.1 se muestran los resultados obtenidos.

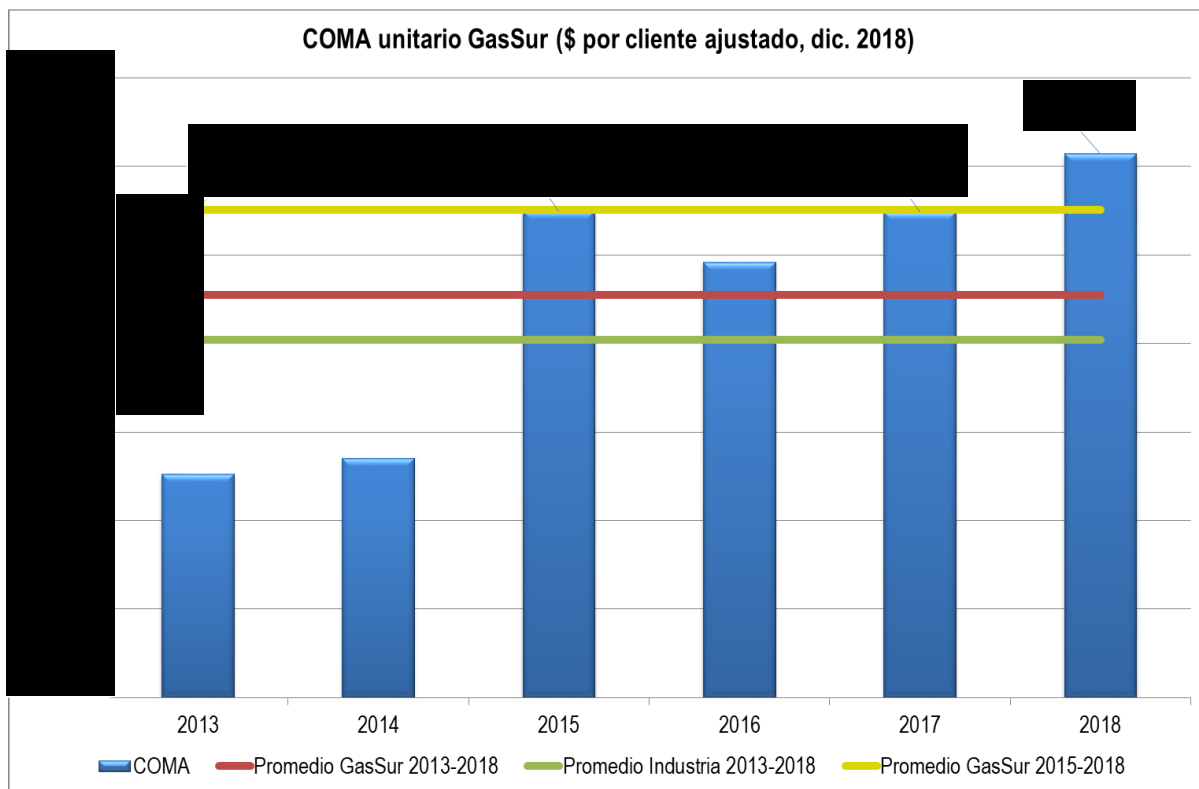
**Tabla I.1: Número ajustado de clientes y COMA unitario – GasSur**

$\alpha = \blacksquare$ ;  $\beta = \blacksquare$

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Clientes						
Volumen de gas [m3]						
Extensión de la red [km]						
Número ajustado de clientes						
COMA unitario [\$ diciembre 2018]						

**Gráfico I.1: COMA unitario – GasSur**

$\alpha = \blacksquare$ ;  $\beta = \blacksquare$



De los cálculos realizados se concluye que el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un [Redacted] al COMA unitario de GasSur para el año 2017. Asimismo, el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un [Redacted] que el COMA unitario de GasSur para el período 2013-2018 (calculado como el promedio aritmético), y un [Redacted] que el COMA unitario de GasSur para el período 2015-2018.

Por otro lado, el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un [Redacted] al menor COMA unitario de las empresas concesionarias para el año 2018.

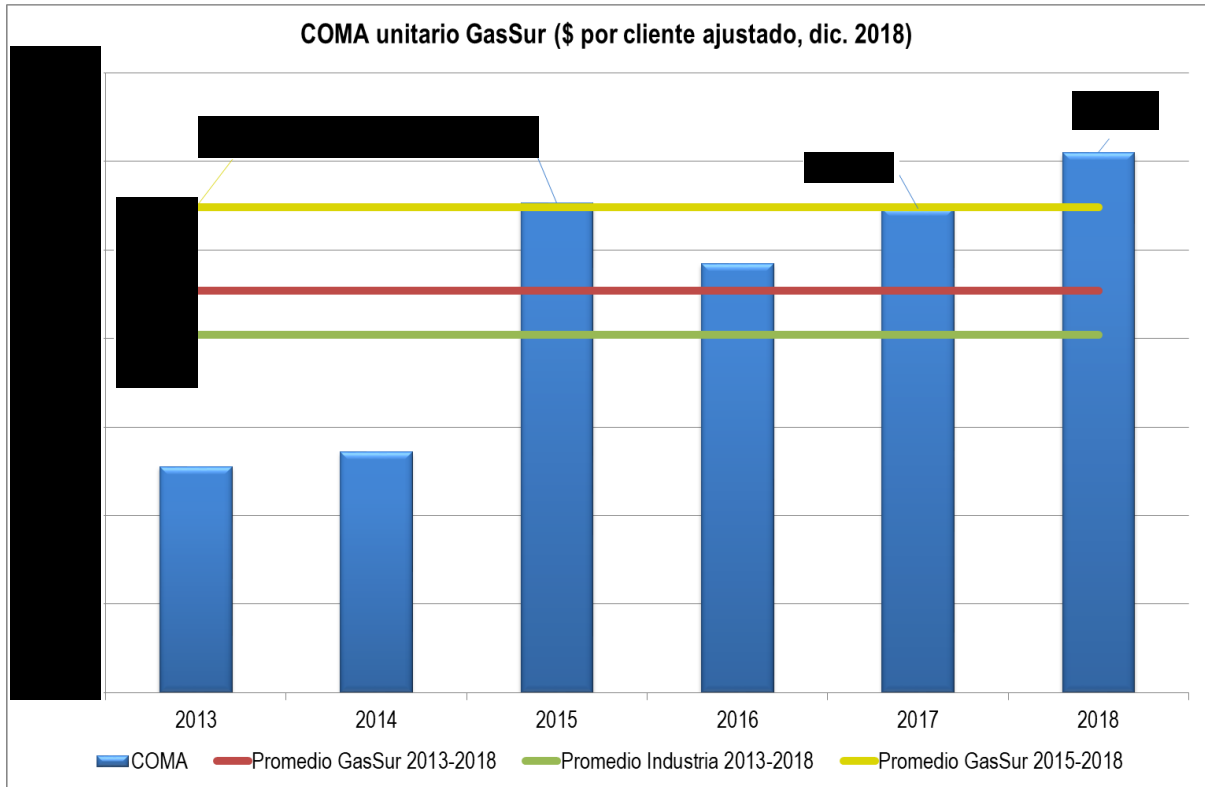
Para ver la sensibilidad de los resultados a los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , estos también se determinaron utilizando únicamente información del año 2018. Si se estiman los valores de  $\alpha$  y  $\beta$  utilizando la información de la industria,  $\alpha$  y  $\beta$  toman valores de [Redacted] respectivamente. En Tabla I.2 y Gráfico I.2 se muestran los resultados obtenidos.

**Tabla I.2: Número ajustado de clientes y COMA unitario – GasSur**  
 $\alpha =$  [Redacted]  $\beta =$  [Redacted]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Clientes	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
Volumen de gas [m3]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
Extensión de la red [km]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
Número ajustado de clientes	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
COMA unitario [\$ diciembre 2018]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

**Gráfico I.2: COMA unitario – GasSur**

$\alpha = \blacksquare$   $\beta = \blacksquare$

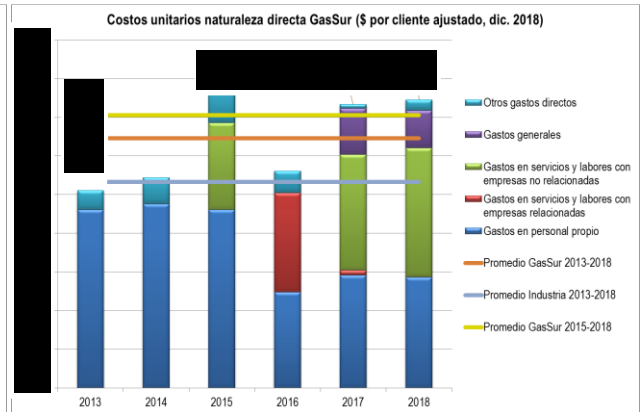
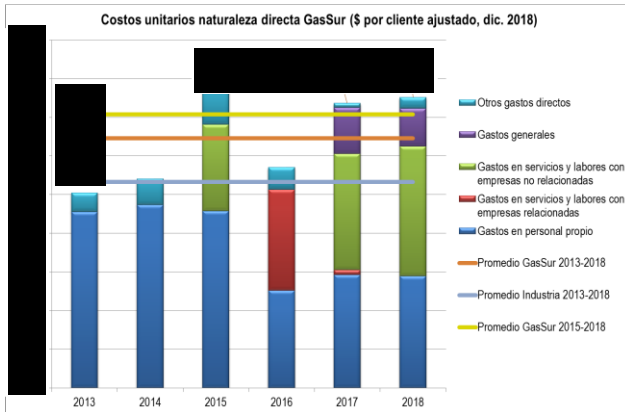


Con estos nuevos valores para los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un  $\blacksquare$  al COMA unitario de GasSur para el año anterior. Asimismo, el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un  $\blacksquare$  que el COMA unitario de GasSur para el período 2013-2018, y un  $\blacksquare$  que el COMA unitario de GasSur para el período 2015-2018.

Del análisis presentado, correspondería realizar un ajuste por eficiencia a los costos de explotación de GasSur, por lo que a continuación se analizan las partidas de costo de GasSur. 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  $\alpha$  y  $\beta$ .

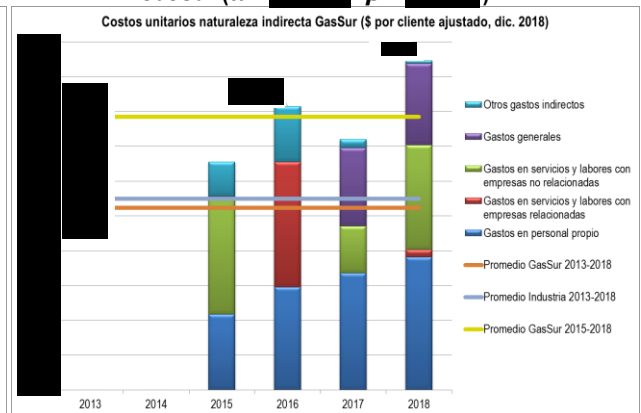
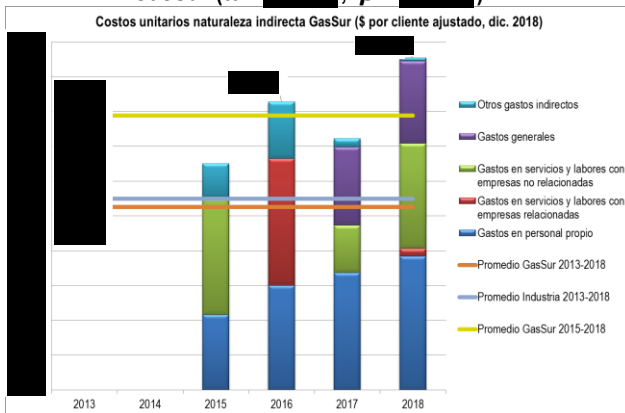
**Gráfico I.3: Costos unitarios naturaleza directa – GasSur**  
( $\alpha = \blacksquare$ ;  $\beta = \blacksquare$ )

**Gráfico I.4: Costos unitarios naturaleza directa – GasSur**  
 $\alpha = \blacksquare$ ;  $\beta = \blacksquare$



**Gráfico I.5: Costos unitarios naturaleza indirecta – GasSur ( $\alpha =$  [redacted];  $\beta =$  [redacted])**

**Gráfico I.6: Costos unitarios naturaleza indirecta – GasSur ( $\alpha =$  [redacted];  $\beta =$  [redacted])**



Se puede observar que el costo unitario de naturaleza directa para el año 2018 es, dependiendo de los valores que se tomen para los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , [redacted] que el promedio aritmético de los costos unitarios de naturaleza directa para el período 2015-2018. Por su parte, el costo unitario de naturaleza indirecta para el año 2018 es [redacted] que el promedio aritmético de los costos unitarios de naturaleza indirecta para el período 2015-2018.

En consecuencia, del análisis presentado, se aplica a GasSur, para el año 2018, un ajuste por eficiencia de [redacted] a los costos de naturaleza directa y de [redacted] a los costos de naturaleza indirecta.

Cabe tener presente que los costos de explotación para el año 2018 son determinados 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 2018, corregidos de acuerdo a lo señalado en la sección 2.2 del Capítulo I. En este sentido, de acogerse alguna observación que implique un aumento en los costos de explotación, podría ocurrir que corresponda modificar el ajuste por eficiencia.

ANEXO II, “Información presentada por la Empresa Concesionaria”, numeral 2.

## 2.1 Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2018

La empresa concesionaria tuvo, durante al año calendario 2018, contratos de suministro de gas y por otros servicios para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tanto con empresas relacionadas como no relacionadas, de acuerdo a lo informado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria.

Durante el año 2018 el suministro de gas fue realizado principalmente por Enap, empresa no relacionada con la empresa 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. 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.

Por otra parte, durante marzo a julio de 2018, Gassur también compró parte de su gas a Innergy a través de compras en modalidad spot sin contrato escrito. Dado que Innergy es una empresa relacionada de Gassur, de acuerdo al inciso tercero del artículo 33 quinquies e inciso primero del artículo 33 sexies de la Ley de Servicios de Gas, se valoriza esta 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 la empresa concesionaria no realizó un proceso de licitación pública e internacional, cuyas bases hayan sido aprobadas previamente por la Comisión, para la compra de dicho gas.

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>3</sup>.

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 2018 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 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:

---

<sup>3</sup> Valor similar al pagado por la empresa ENAP para el servicio de transporte entre los mismos dos puntos.



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

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

$\alpha$ : peso del volumen de ventas de gas por cliente

$\beta$ : peso de la extensión de la red por cliente

El parámetro  $\alpha$  se estima considerando la participación en el COMA total 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  $\beta$  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  $\alpha$  y  $\beta$  corresponde a los costos de explotación de las empresas concesionarias para el período 2013-2018. De este modo, los valores resultantes fueron de [REDACTED] para  $\alpha$  y  $\beta$ , respectivamente.

A partir de los  $\alpha$  y  $\beta$  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 GasSur. En la Tabla I.1 y Gráfico I.1 se muestran los resultados obtenidos.

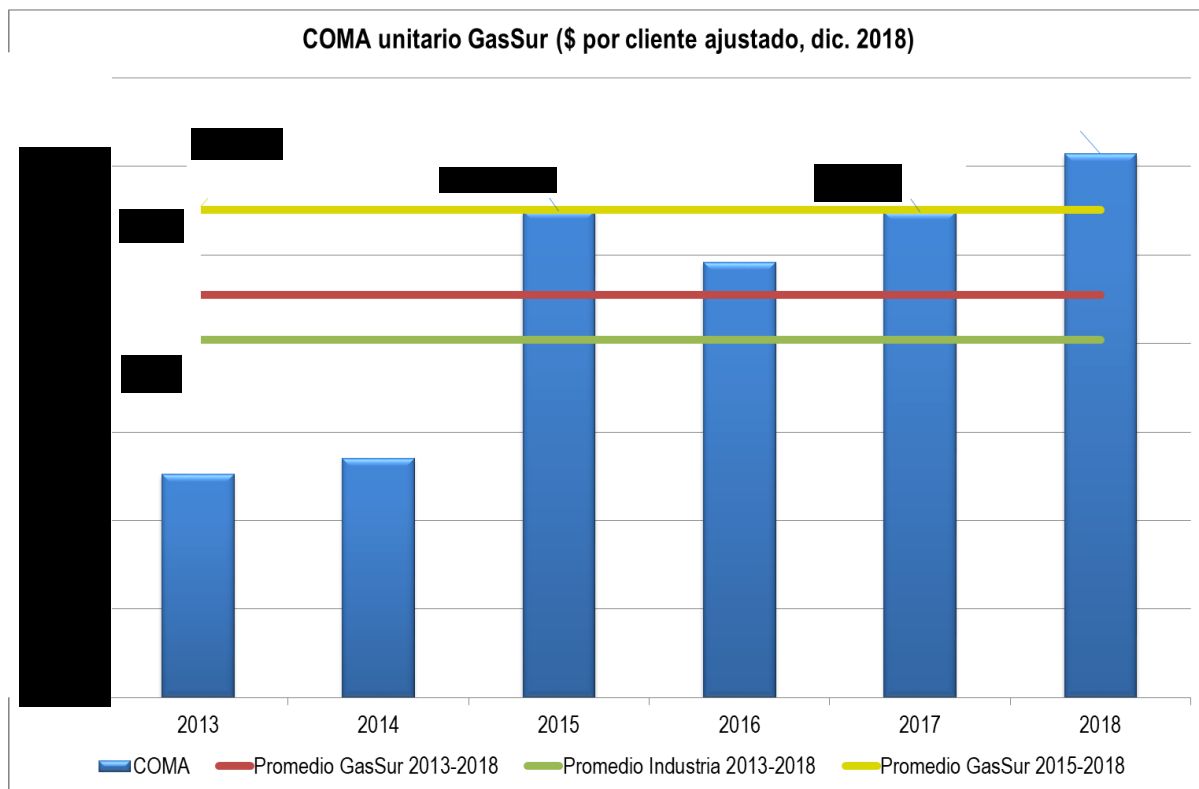
**Tabla I.1: Número ajustado de clientes y COMA unitario – GasSur**

$\alpha =$  [REDACTED];  $\beta =$  [REDACTED]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Clientes	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Volumen de gas [m3]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Extensión de la red [km]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Número ajustado de clientes	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
COMA unitario [\$ diciembre 2018]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

**Gráfico I.1: COMA unitario – GasSur**

$\alpha =$  [REDACTED];  $\beta =$  [REDACTED]



De los cálculos realizados se concluye que el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un [redacted] al COMA unitario de GasSur para el año 2017. Asimismo, el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un [redacted] que el COMA unitario de GasSur para el período 2013-2018 (calculado como el promedio aritmético), y un [redacted] que el COMA unitario de GasSur para el período 2015-2018.

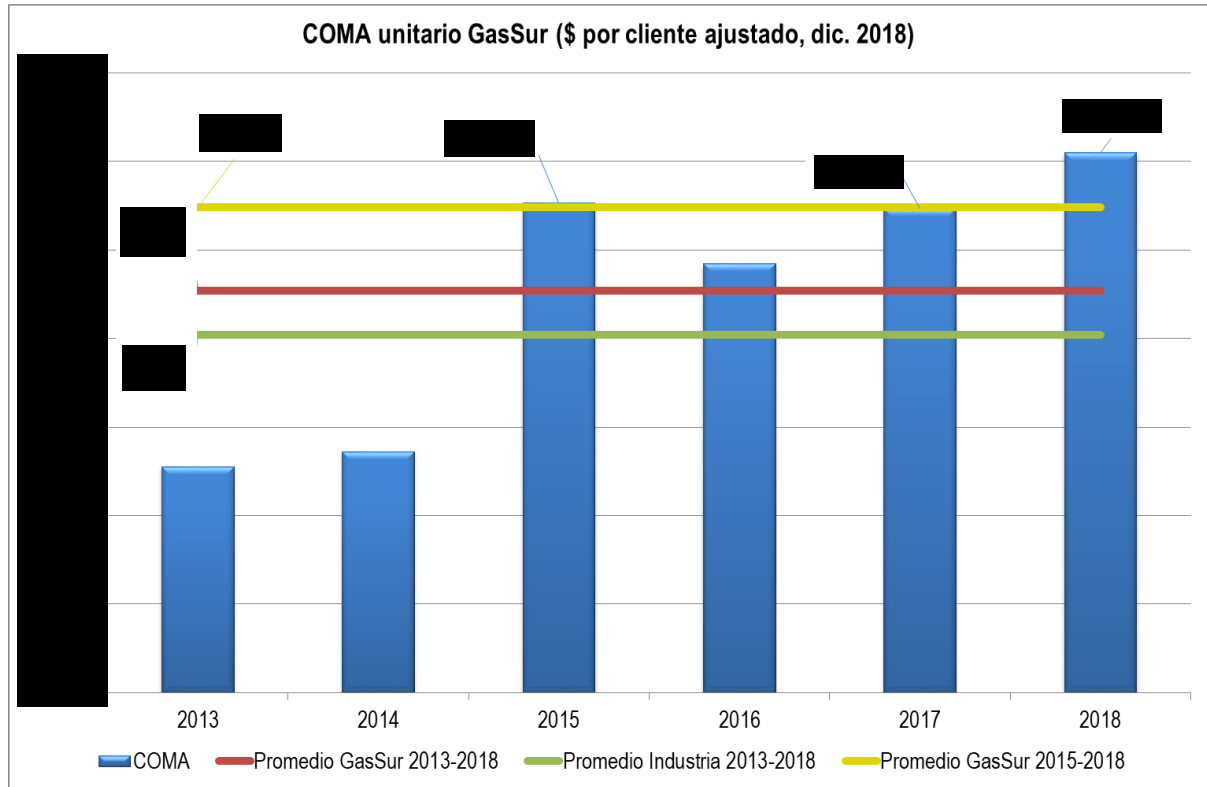
Por otro lado, el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un [redacted] al menor COMA unitario de las empresas concesionarias para el año 2018.

Para ver la sensibilidad de los resultados a los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , estos también se determinaron utilizando únicamente información del año 2018. Si se estiman los valores de  $\alpha$  y  $\beta$  utilizando la información de la industria,  $\alpha$  y  $\beta$  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 – GasSur**  
 $\alpha =$  [redacted]  $\beta =$  [redacted].

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Clientes	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Volumen de gas [m3]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Extensión de la red [km]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Número ajustado de clientes	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
COMA unitario [\$ diciembre 2018]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

**Gráfico I.2: COMA unitario – GasSur**  
 $\alpha = \blacksquare$ ;  $\beta = \blacksquare$

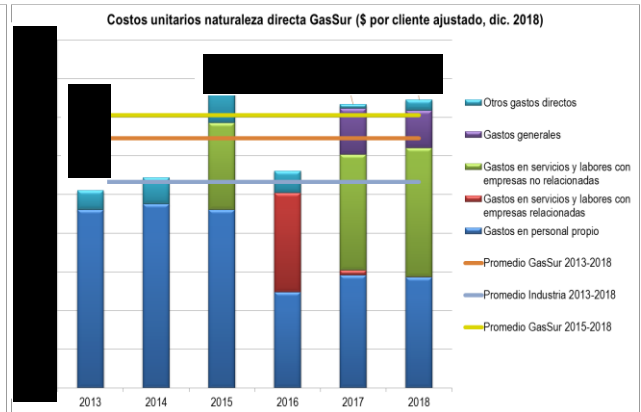
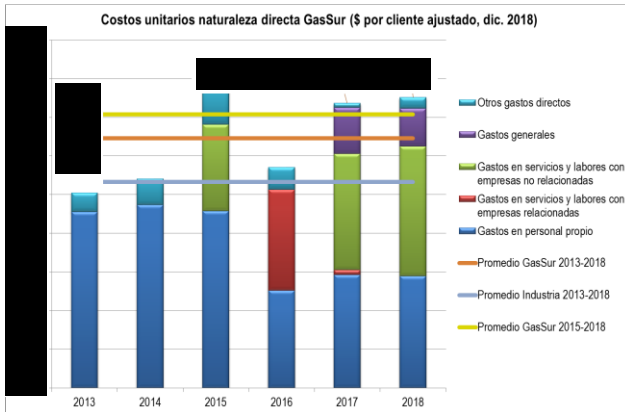


Con estos nuevos valores para los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un  $\blacksquare$  al COMA unitario de GasSur para el año anterior. Asimismo, el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un  $\blacksquare$  que el COMA unitario de GasSur para el período 2013-2018, y un  $\blacksquare$  que el COMA unitario de GasSur para el período 2015-2018.

Del análisis presentado, correspondería realizar un ajuste por eficiencia a los costos de explotación de GasSur, por lo que a continuación se analizan las partidas de costo de GasSur. 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  $\alpha$  y  $\beta$ .

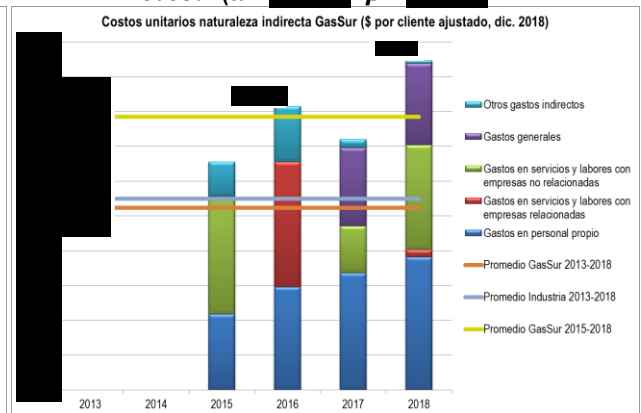
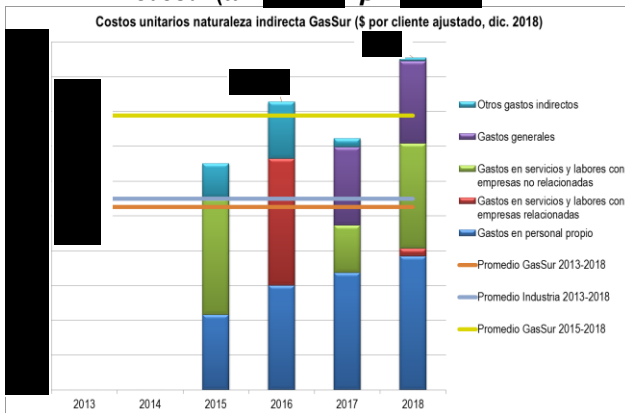
**Gráfico I.3: Costos unitarios naturaleza directa – GasSur**  
 $(\alpha = \blacksquare; \beta = \blacksquare)$

**Gráfico I.4: Costos unitarios naturaleza directa – GasSur**  
 $\alpha = \blacksquare; \beta = \blacksquare$



**Gráfico I.5: Costos unitarios naturaleza indirecta – GasSur ( $\alpha = \dots$   $\beta = \dots$ )**

**Gráfico I.6: Costos unitarios naturaleza indirecta – GasSur ( $\alpha = \dots$   $\beta = \dots$ )**



Se puede observar que el costo unitario de naturaleza directa para el año 2018 es, dependiendo de los valores que se tomen para los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ ,  $\dots$  que el promedio aritmético de los costos unitarios de naturaleza directa para el período 2015-2018. Por su parte, el costo unitario de naturaleza indirecta para el año 2018 es  $\dots$  que el promedio aritmético de los costos unitarios de naturaleza indirecta para el período 2015-2018.

En consecuencia, del análisis presentado, se aplica a GasSur, para el año 2018, un ajuste por eficiencia de  $\dots$  a los costos de naturaleza directa y de  $\dots$  a los costos de naturaleza indirecta.

Cabe tener presente que los costos de explotación para el año 2018 son determinados 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 2018, corregidos de acuerdo a lo señalado en la sección 2.2 del Capítulo I. En este sentido, de acogerse alguna observación que implique un aumento en los costos de explotación, podría ocurrir que corresponda modificar el ajuste por eficiencia.

## ANEXO II.

**Tabla II. 2: Costos del gas al ingreso del sistema de distribución (\$)**

Costo del gas	Zona de Concesión Biobío
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 2018

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, con la excepción que a continuación se señala.

En primer lugar, se eliminan todos los gastos que no corresponden a la actividad de distribución de gas como el gasto asociado a la compra de reguladores para instalaciones interiores reportados en servicios afines. En segundo lugar, se eliminan todos aquellos gastos que no corresponden a costos de operación, mantención y operación sino a VNR, tales como gastos asociados a rotura y reposición de pavimentos. Por otro lado, se adicionan a los costos de operación, mantención y administración [REDACTED] que fueron reportados dentro del VNR como parte del componente Derechos y que corresponden a la aplicación del artículo 42 de la Ley de Servicios de Gas.

A los costos de operación, mantención y administración resultantes se les aplicó el análisis de eficiencia descrito en ANEXO I, cuyo resultado indica que se debe aplicar un ajuste por eficiencia de [REDACTED] a los costos de naturaleza directa de la empresa concesionaria y de [REDACTED] a los costos de naturaleza indirecta.

En consecuencia, los costos de operación, mantención y administración a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2018 por zona de concesión se muestran en la Tabla II.3.

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

Costos	Zona de Concesión Biobío
Costos de Operación, Mantención y Administración	

## 3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2018

Los gastos de comercialización para el año 2018 presentados por la empresa concesionaria por zona de concesión

se muestran en el 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

$\alpha$ : peso del volumen de ventas de gas por cliente

$\beta$ : peso de la extensión de la red por cliente

El parámetro  $\alpha$  se estima considerando la participación en el COMA total 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  $\beta$  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  $\alpha$  y  $\beta$  corresponde a los costos de explotación de las empresas concesionarias para el período 2013-2018. De este modo, los valores resultantes fueron de  $\alpha = \blacksquare$  y  $\beta = \blacksquare$  para  $\alpha$  y  $\beta$ , respectivamente.

A partir de los  $\alpha$  y  $\beta$  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 GasSur. En la Tabla I.1 y Gráfico I.1 se muestran los resultados obtenidos.

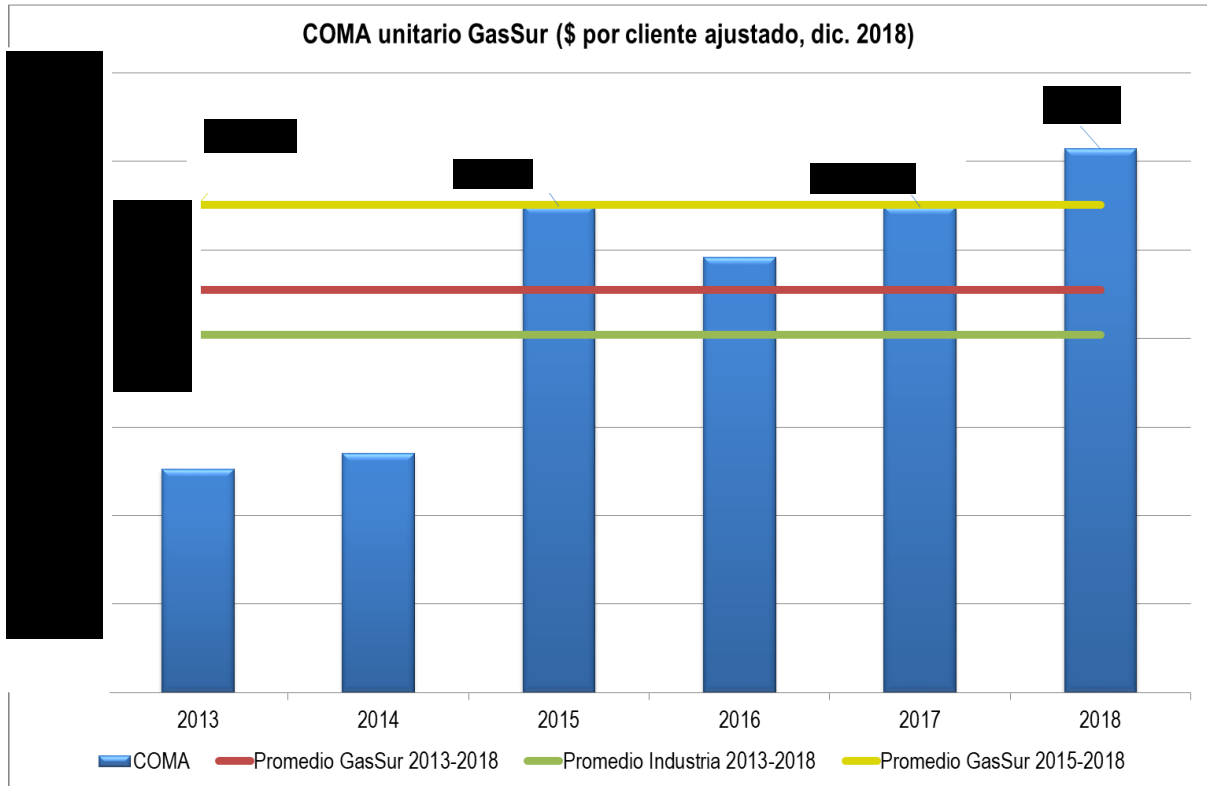
**Tabla I.1: Número ajustado de clientes y COMA unitario – GasSur**

$$\alpha = \blacksquare \quad \beta = \blacksquare$$

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Cientes</b>						
<b>Volumen de gas [m3]</b>						
<b>Extensión de la red [km]</b>						
<b>Número ajustado de clientes</b>						

Gráfico I.1: COMA unitario – GasSur

$\alpha =$  [redacted]  $\beta =$  [redacted]



De los cálculos realizados se concluye que el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un [redacted] al COMA unitario de GasSur para el año 2017. Asimismo, el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un [redacted] que el COMA unitario de GasSur para el período 2013-2018 (calculado como el promedio aritmético), y un [redacted] mayor que el COMA unitario de GasSur para el período 2015-2018.

Por otro lado, el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un [redacted] al menor COMA unitario de las empresas concesionarias para el año 2018.

Para ver la sensibilidad de los resultados a los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , estos también se determinaron utilizando únicamente información del año 2018. Si se estiman los valores de  $\alpha$  y  $\beta$  utilizando la información de la industria,  $\alpha$  y  $\beta$  toman valores de [redacted] respectivamente. En Tabla I.2 y Gráfico I.2 se muestran los resultados obtenidos.

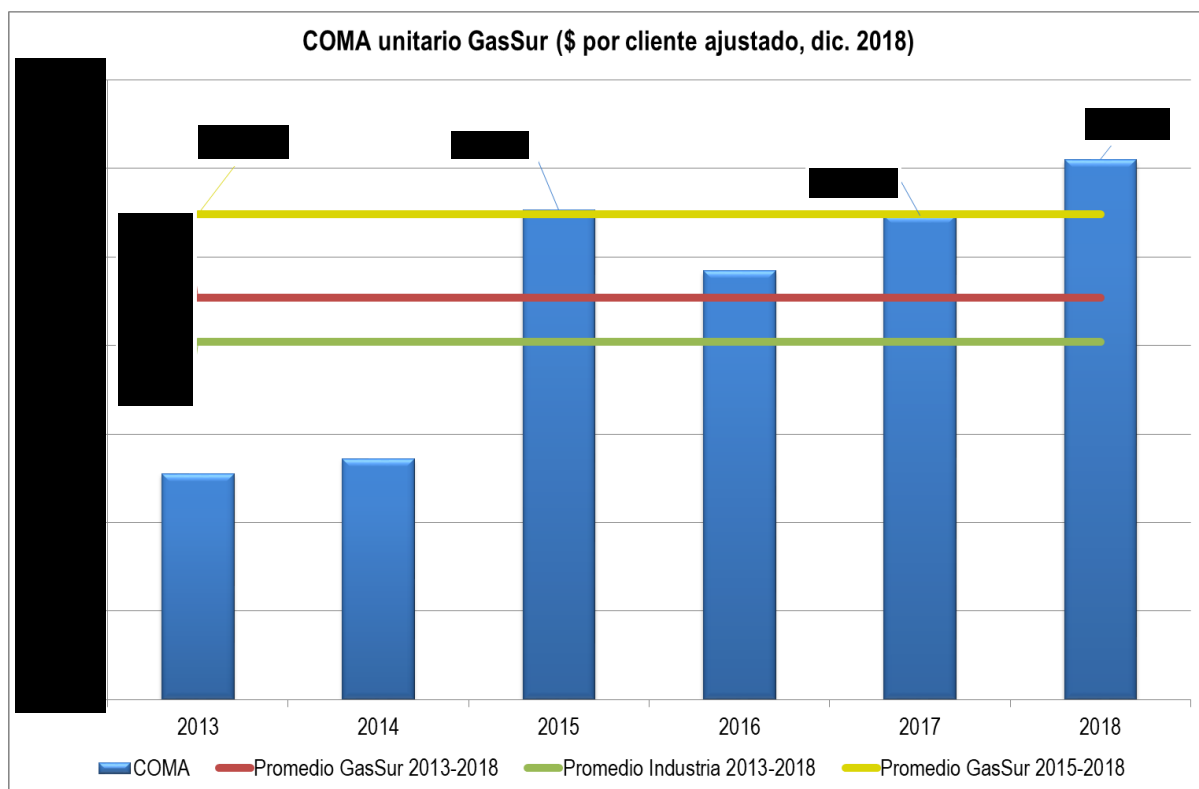
Tabla I.2: Número ajustado de clientes y COMA unitario – GasSur

$\alpha =$  [redacted]  $\beta =$  [redacted]

2013	2014	2015	2016	2017	2018
------	------	------	------	------	------

Cientes	
Volumen de gas [m3]	
Extensión de la red [km]	
Número ajustado de clientes	
COMA unitario [\$ diciembre 2018]	

Gráfico I.2: COMA unitario – GasSur  
 $\alpha =$  [redacted]  $\beta =$  [redacted]



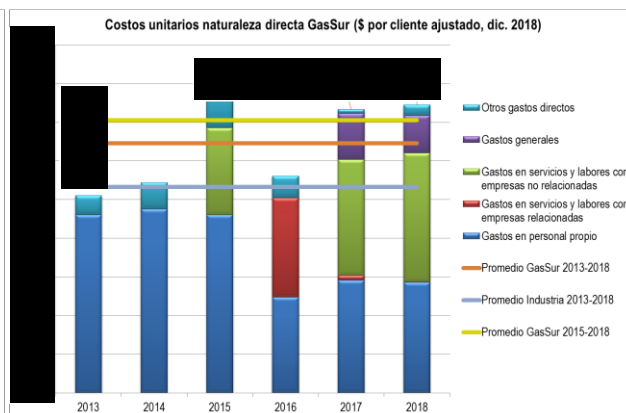
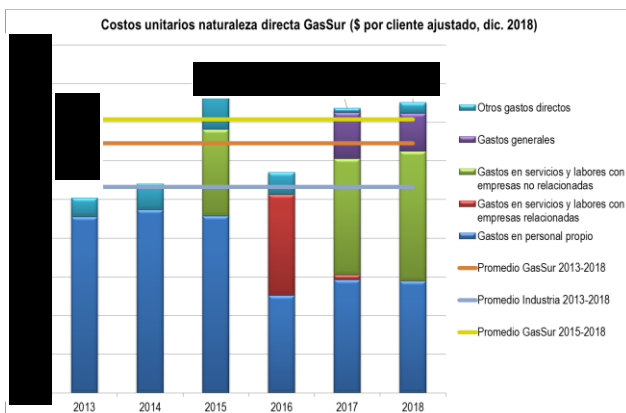
Con estos nuevos valores para los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un [redacted] [redacted] al COMA unitario de GasSur para el año anterior. Asimismo, el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un [redacted] que el COMA unitario de GasSur para el período 2013-2018, y un [redacted] que el COMA unitario de GasSur para el período 2015-2018.

Del análisis presentado, correspondería realizar un ajuste por eficiencia a los costos de explotación de GasSur, por lo que a continuación se analizan las partidas de costo de GasSur. 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  $\alpha$  y  $\beta$ .

Gráfico I.3: Costos unitarios naturaleza directa – GasSur  
 $(\alpha =$  [redacted]  $\beta =$  [redacted])

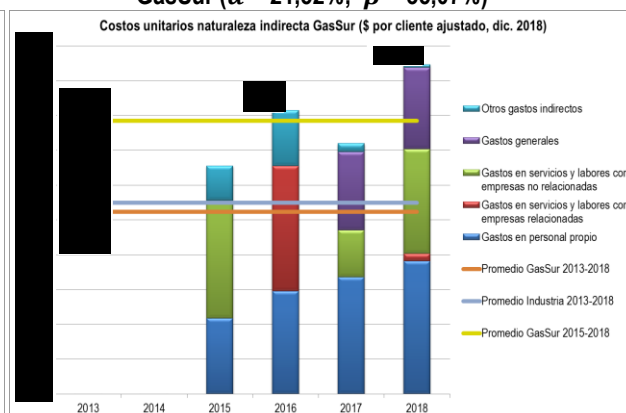
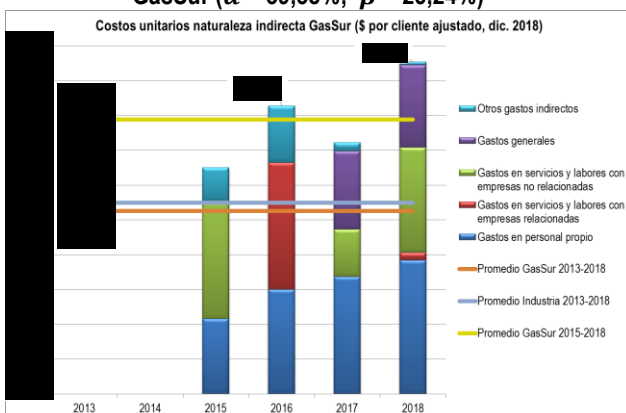
Gráfico I.4: Costos unitarios naturaleza directa – GasSur  
 $\alpha =$  [redacted]  $\beta =$  [redacted]





**Gráfico I.5: Costos unitarios naturaleza indirecta – GasSur ( $\alpha = 39,38\%$ ;  $\beta = 25,24\%$ )**

**Gráfico I.6: Costos unitarios naturaleza indirecta – GasSur ( $\alpha = 21,52\%$ ;  $\beta = 35,07\%$ )**



Se puede observar que el costo unitario de naturaleza directa para el año 2018 es, dependiendo de los valores que se tomen para los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , [REDACTED] que el promedio aritmético de los costos unitarios de naturaleza directa para el período 2015-2018. Por su parte, el costo unitario de naturaleza indirecta para el año 2018 es [REDACTED] que el promedio aritmético de los costos unitarios de naturaleza indirecta para el período 2015-2018.

En consecuencia, del análisis presentado, se aplica a GasSur, para el año 2018, un ajuste por eficiencia de [REDACTED] a los costos de naturaleza directa y de [REDACTED] a los costos de naturaleza indirecta.

Cabe tener presente que los costos de explotación para el año 2018 son determinados 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 2018, corregidos de acuerdo a lo señalado en la sección 2.2 del Capítulo I. En este sentido, de acogerse alguna observación que implique un aumento en los costos de explotación, podría ocurrir que corresponda modificar el ajuste por eficiencia.

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.

Los gastos de comercialización del año 2018 considerados eficientes por zona de concesión se muestran en la tabla siguiente.

**Tabla II. 4: Gastos eficientes de comercialización 2018 – R. Biobío**

Bien	Tipo de Cliente	Tipo de Instalaciones				Total(\$)	
		Modelo	Nuevas		Existentes		
			Cantidad	Costo (\$)	Cantidad		Costo (\$)
Instalación Interior	Residencial Individual						
	Residencial Múltiple						
	Comercial						
Gabinete Medidor	Residencial Individual						
	Comercial						

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 [REDACTED]

En consecuencia, la cuota anual de amortización total de estos gastos que se considera para el año 2018, para la zona de concesión Región del Biobío es de [REDACTED], la que se incluye dentro de los costos de explotación en el numeral 5 de este Capítulo.

#### 4 COSTOS DE INVERSIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2018

De la aplicación de los criterios definidos en el numeral 5 del Capítulo I del presente Informe se obtiene el VNR para el año 2018 desagregado por año de entrada en operación, el que se contiene en la tabla siguiente. El detalle del VNR en términos del valor base 2017 y las incorporaciones del año 2018, se muestran en el Anexo III.

**Tabla II. 5: Costos de Inversión año calendario 2018 (VNR) – R. del Biobío (M\$)**

Tipo de bien o Instalación		VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
		Hasta 2003	2004 - 2018	
<b>Plantas de Fabricación</b>				
	Plantas GN Diluido			
	Planta PA			

Tipo de bien o Instalación		VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
		Hasta 2003	2004 - 2018	
	Estanques de almacenamiento de materias primas			
	Unidad de Respaldo Eléctrico			
	Unidad de Control de Incendios			
<b>Redes de distribución</b>				
	<b>Primarias</b>			
	Plantas de Odorización			
	<b>Secundarias</b>			
	Tuberías			
	Válvulas			
	Cruces			
	<b>Terciarias</b>			
	Tuberías			
	Válvulas			
	Cruces			
<b>Estación de Regulación 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			
	Vehículos y equipos de transportes			
	Equipos de Telemedición			
	Equipos de Control de Calidad y de laboratorio de ensayos			
	Herramientas y equipos de bodega			
	Equipos de comunicación y computación			
	Sistemas y software			
	Muebles y equipos de oficina			

Tipo de bien o Instalación		VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
		Hasta 2003	2004 - 2018	
<b>Intangibles y Capital de Explotación</b>				
	Intangibles			
	Capital de Explotación			
<b>Total</b>				

## 5 TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2018

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 eficientes 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 (M\$)**

Componentes	Zona de Concesión Biobío
Ingresos de Explotación	
Costos de Explotación	
AVNR1 (Hasta 2003)	
AVNR2 (2004-2018)	
Impuestos	
Flujo Neto	

En consecuencia, la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria Gassur en la zona de concesión Región del Biobío es de [REDACTED]

## 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

$\alpha$ : peso del volumen de ventas de gas por cliente

$\beta$ : peso de la extensión de la red por cliente

El parámetro  $\alpha$  se estima considerando la participación en el COMA total 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  $\beta$  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  $\alpha$  y  $\beta$  corresponde a los costos de explotación de las empresas concesionarias<sup>4</sup> para el período 2013-2018. De este modo, los valores resultantes fueron de [REDACTED] y [REDACTED] para  $\alpha$  y  $\beta$ , respectivamente.

A partir de los  $\alpha$  y  $\beta$  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 GasSur. En la Tabla I.1 y Gráfico I.1 se muestran los resultados obtenidos.

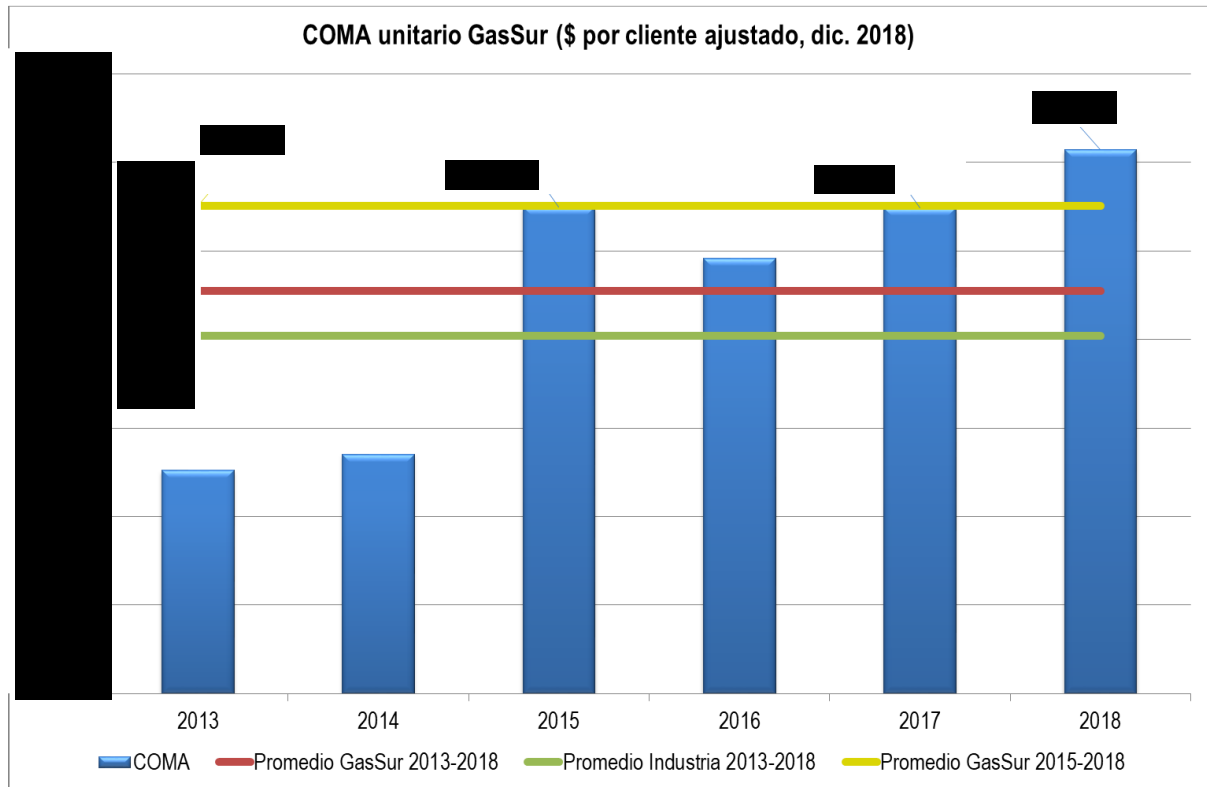
---

<sup>4</sup> Lipigas, GasSur, GasValpo, Intergas y Metrogas.

Tabla I.1: Número ajustado de clientes y COMA unitario – GasSur  
 $\alpha = 39,38\%$ ;  $\beta = 25,24\%$

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Cientes						
Volumen de gas [m3]						
Extensión de la red [km]						
Número ajustado de clientes						
COMA unitario [\$ diciembre 2018]						

Gráfico I.1: COMA unitario – GasSur  
 $\alpha = \blacksquare$   $\beta = \blacksquare$



De los cálculos realizados se concluye que el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un  $\blacksquare$  al COMA unitario de GasSur para el año 2017. Asimismo, el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un  $\blacksquare$  que el COMA unitario de GasSur para el período 2013-2018 (calculado como el promedio aritmético), y un  $\blacksquare$  que el COMA unitario de GasSur para el período 2015-2018.

Por otro lado, el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un  $\blacksquare$  al menor COMA unitario de las empresas concesionarias para el año 2018.

Para ver la sensibilidad de los resultados a los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , estos también se determinaron utilizando únicamente información del año 2018. Si se estiman los valores de  $\alpha$  y  $\beta$  utilizando la información de la industria,  $\alpha$

y  $\beta$  toman valores de [REDACTED] respectivamente. En Tabla I.2 y Gráfico I.2 se muestran los resultados obtenidos.

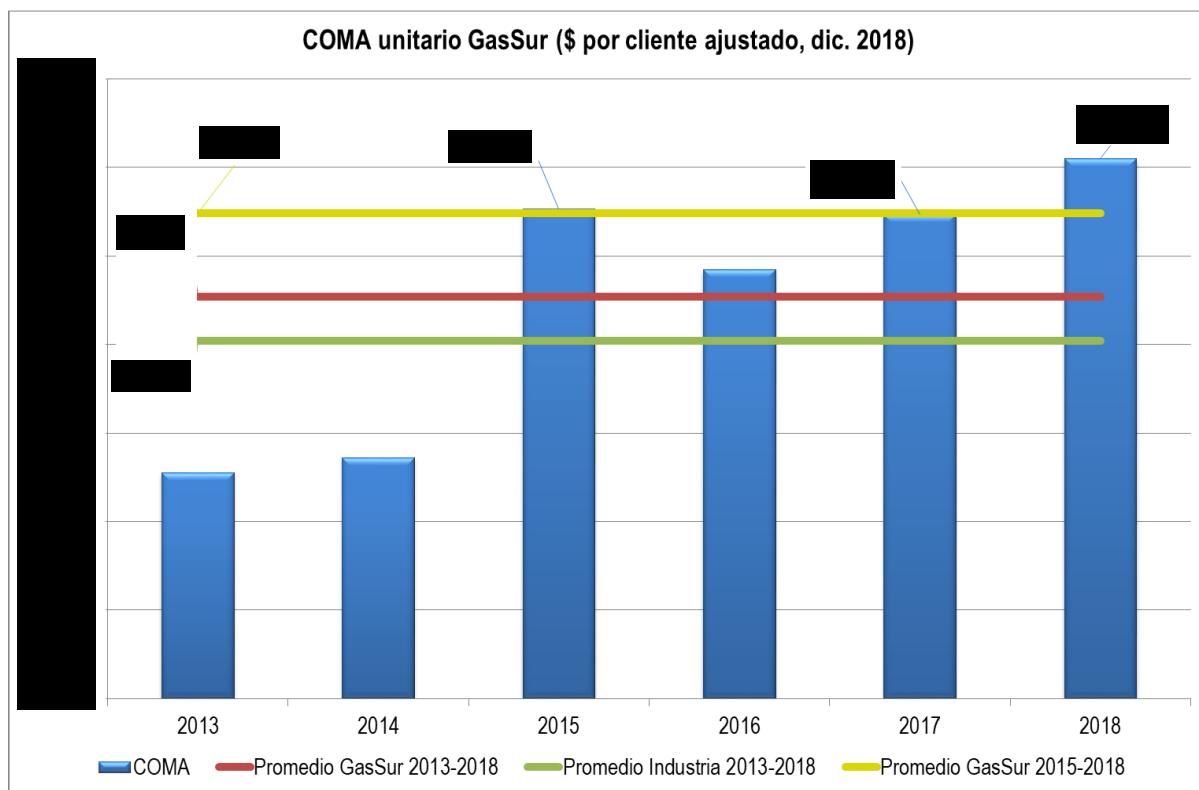
Tabla I.2: Número ajustado de clientes y COMA unitario – GasSur

$$\alpha = [REDACTED] \quad \beta = [REDACTED]$$

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Cientes	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Volumen de gas [m3]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Extensión de la red [km]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Número ajustado de clientes	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
COMA unitario [\$ diciembre 2018]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Gráfico I.2: COMA unitario – GasSur

$$\alpha = [REDACTED] \quad \beta = [REDACTED]$$



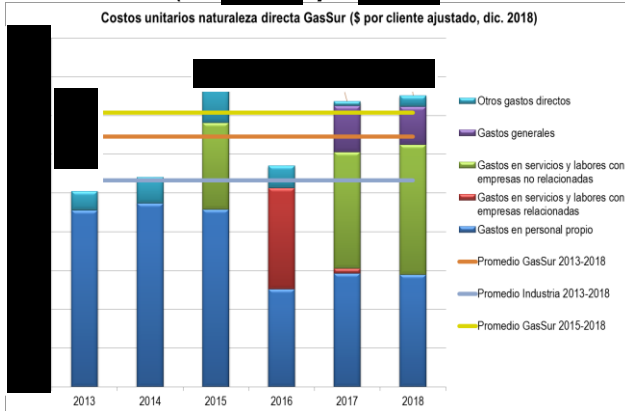
Con estos nuevos valores para los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un [REDACTED] [REDACTED] al COMA unitario de GasSur para el año anterior. Asimismo, el COMA unitario de GasSur para el año 2018 es un [REDACTED] que el COMA unitario de GasSur para el período 2013-2018, y un [REDACTED] que el

COMA unitario de GasSur para el período 2015-2018.

Del análisis presentado, correspondería realizar un ajuste por eficiencia a los costos de explotación de GasSur, por lo que a continuación se analizan las partidas de costo de GasSur. 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  $\alpha$  y  $\beta$ .

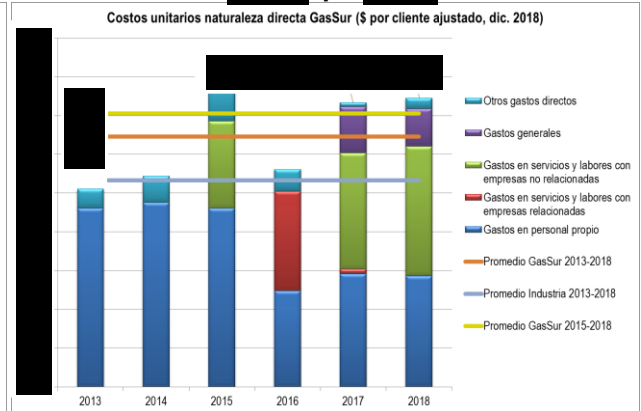
**Gráfico I.3: Costos unitarios naturaleza directa – GasSur**

( $\alpha =$  [redacted]  $\beta =$  [redacted])



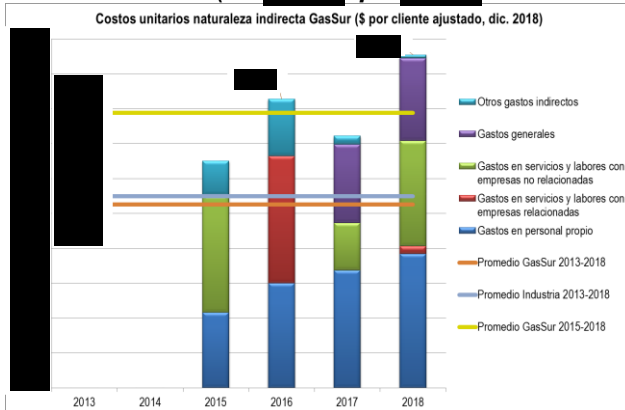
**Gráfico I.4: Costos unitarios naturaleza directa – GasSur**

( $\alpha =$  [redacted]  $\beta =$  [redacted])



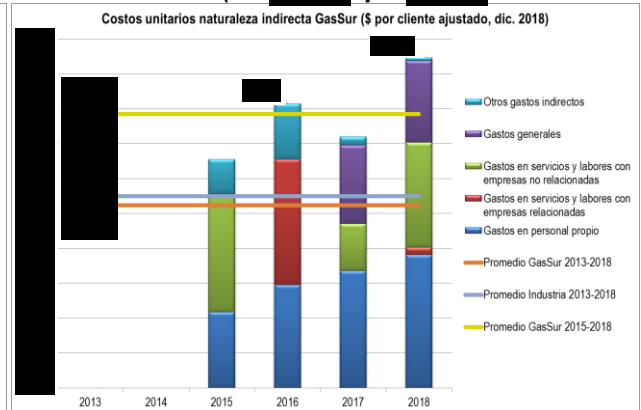
**Gráfico I.5: Costos unitarios naturaleza indirecta – GasSur**

( $\alpha =$  [redacted]  $\beta =$  [redacted])



**Gráfico I.6: Costos unitarios naturaleza indirecta – GasSur**

( $\alpha =$  [redacted]  $\beta =$  [redacted])



Se puede observar que el costo unitario de naturaleza directa para el año 2018 es, dependiendo de los valores que se tomen para los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , [redacted] que el promedio aritmético de los costos unitarios de naturaleza directa para el período 2015-2018. Por su parte, el costo unitario de naturaleza indirecta para el año 2018 es [redacted] que el promedio aritmético de los costos unitarios de naturaleza indirecta para el período 2015-2018.

En consecuencia, del análisis presentado, se aplica a GasSur, para el año 2018, un ajuste por eficiencia de [redacted] a los costos de naturaleza directa y de [redacted] a los costos de naturaleza indirecta.

Cabe tener presente que los costos de explotación para el año 2018 son determinados 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 2018, corregidos de acuerdo a lo señalado en la sección 2.2 del Capítulo I. En este sentido, de acogerse alguna observación que implique un aumento en los costos de explotación, podría ocurrir que corresponda modificar el ajuste por eficiencia.



## ANEXO II: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA

### 1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN

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

Tabla II. 1: Ingresos de explotación informados al 31 de diciembre de 2018 (\$)

Código	Actividades de Distribución	Zona de concesión Región del Biobío
30	Ventas a Clientes Redes Terciarias	
32	Provisión de ventas o energía en medidores Redes Terciarias	
52	Servicios Afines	
<b>TOTAL INGRESOS ACTIVIDADES DISTRIBUCIÓN</b>		
<b>Otras Actividades</b>		
102	Venta de transporte, suministro y almacenamiento de gas a terceros, sin uso de red de distrib.	
103	Venta de Equipos y Artefactos	
105	Venta de materiales y servicios	
<b>TOTAL INGRESOS OTRAS ACTIVIDADES</b>		
<b>TOTAL INGRESOS EXPLOTACIÓN</b>		

### 2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN

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

Tabla II. 2: Costos de Explotación informados al 31 de diciembre de 2018 (\$)

Código Actividad	Actividad	Zona de concesión Región del Biobío
11	Suministro de Gas	
13	Plantas de Fabricación de Gas	
14	Plantas de Respaldo de Gas	
15	Almacenamiento de Gas de Respaldo	
23	Operación y Mantenimiento Redes Secundarias	
25	Operación y Mantenimiento Redes Terciarias	

26	Operación y Mantenimiento Empalmes y Medidores
31	Atención Comercial Suministro de Gas
55	Servicios Afines
61	Atención comercial Servicios afines
<b>TOTAL COSTOS DE EXPLOTACIÓN ACTIVIDADES DISTRIBUCIÓN</b>	

<b>Código Actividad</b>	<b>Actividad</b>
102	Costos venta de transp, suministro y almacenamiento de gas a terceros sin uso de la red
103	Costos venta de Equipos y Artefactos
105	Venta de materiales y servicios
110	Multas e indemnizaciones a terceros
111	Gastos en donaciones y obras de beneficencia
113	Otras actividades
<b>TOTAL COSTOS DE EXPLOTACIÓN OTRAS ACTIVIDADES</b>	

<b>TOTAL COSTOS DE EXPLOTACIÓN</b>
------------------------------------

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. 3: Costos de Explotación informados según su naturaleza al 31 de diciembre de 2018 (\$)**

<b>Costos de Explotación</b>	<b>Zona de concesión Región del Biobío</b>
Compra de Gas	
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución	
Costos de Operación, Mantención y Administración	
<b>TOTAL</b>	

### 3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

Tabla II. 7: Gastos de comercialización informados por la empresa concesionaria al 31 de diciembre de 2018  
Zona de Concesión Región del Biobío – Instalaciones nuevas

Bien	Tipo de Cliente	Cantidad	Costo total de comercialización (\$)							Total
			Materiales	Montaje y Obras Civiles	Rotura y Reposición de Pavimentos	Pre conversión	Regulación de Instalaciones	Inscripciones / Certificaciones	Otros (Especificar)	
Empalme	Residencial Individual									
	Residencial Múltiple									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	<b>TOTAL</b>									
Instalación Interior	Residencial Individual									
	Residencial Múltiple									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	<b>TOTAL</b>									
Gabinete Medidor	Residencial Individual									
	Residencial Múltiple									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	<b>TOTAL</b>									
<b>TOTAL</b>										

**Tabla II. 8: Gastos de comercialización informados por la empresa concesionaria al 31 de diciembre de 2018  
Zona de Concesión Región del Biobío – Instalaciones existentes**

Bien	Tipo de Cliente	Cantidad	Costo total de comercialización (\$)							Total
			Materiales	Montaje y Obras Civiles	Rotura y Reposición de Pavimentos	Pre conversión	Regulación de Instalaciones	Inscripciones / Certificaciones	Otros (Especificar)	
Empalme	Residencial Individual									
	Residencial Múltiple									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	<b>TOTAL</b>									
Instalación Interior	Residencial Individual									
	Residencial Múltiple									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	<b>TOTAL</b>									
Gabinete Medidor	Residencial Individual									
	Residencial Múltiple									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	<b>TOTAL</b>									
<b>TOTAL</b>										

## ANEXO III: VNR AÑO CALENDARIO 2018

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 DEL BIOBÍO

#### 1.1. Indicadores de Eficiencia

De la aplicación de los indicadores de eficiencia, descritos en el Capítulo I, numeral 5, y su correspondiente ajuste para cumplir con éstos últimos, se descuentan de las adiciones los siguientes bienes:

##### Medidores

8	Tipo Medidor	CDN	Descuento
637	Medidores Residenciales	MEDT30400000061100062502	
637	Medidores Residenciales	MEDT304000000501100064002	
637	Medidores Residenciales	MEDT30400000061100162502	
637	Medidores Residenciales	MEDT304000000501100164002	
637	Medidores Residenciales	MEDT304000000501100064001	
637	Medidores Residenciales	MEDT30400000061100062501	
637	Medidores Residenciales	MEDT30400000061100032502	
637	Medidores Residenciales	MEDT304000000651100405002	
637	Medidores Residenciales	MEDT304000000651101005002	
637	Medidores Residenciales	MEDT304000000501100034002	
637	Medidores Residenciales	MEDT304000000501100254002	
637	Medidores Residenciales	MEDT304000000651100655002	

##### Red Terciaria

8	Tipo Red	CDN	Descuento
431	Red Terciaria	TUBP16200000004	
431	Red Terciaria	TUBP16063000004	
431	Red Terciaria	TUBP16110000004	
431	Red Terciaria	TUBP16020000004	
431	Red Terciaria	TUBP16040000004	
431	Red Terciaria	TUBP16160000004	

#### 1.2. Valorización

La rotura y reposición de pavimentos de tuberías de redes terciarias de las adiciones se valoriza según la materialidad de lo efectivamente realizado y debidamente respaldado

Para determinar el largo de afectación se considera el ancho de afectación utilizado en el Informe Técnico de VNR.

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

La rotura y reposición de pavimentos de las acometidas informadas como adiciones se valoriza utilizando la proporcionalidad de los tipos de carpeta efectivamente realizados y debidamente respaldado de redes terciarias, considerando los costos unitarios del Informe Técnico de VNR debidamente indexado y las cantidades informadas por la empresa en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, teniendo en consideración los descuentos realizados por información repetida o inconsistente y las correcciones por los indicadores de eficiencia. La longitud de la acometida, corresponde a los largos promedios aceptados en el Informe Técnico de VNR.

La rotura y reposición de pavimentos de las acometidas informadas como reincorporaciones se valoriza adicionando la proporción asignable a la instalación de los costos de rotura y reposición de pavimentos considerados en el respectivo Informe Técnico de VNR o Informe de Rentabilidad Anual en que fue definida dicha instalación como fuera de uso. Se consideran los costos unitarios y cantidades informados por la empresa en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, teniendo en consideración los descuentos realizados por información repetida o inconsistente y las correcciones por los indicadores de eficiencia. La longitud de la acometida, corresponde a los largos promedios aceptados en el Informe Técnico de VNR.

- En la valorización de rotura y reposición de las acometidas retiradas se considera la proporcionalidad de los tipos de carpeta efectivamente realizados y debidamente respaldado de redes terciarias. La rotura y reposición de pavimentos de las acometidas informadas como adiciones se valoriza utilizando la proporcionalidad de los tipos de carpeta efectivamente realizados y debidamente respaldado de redes terciarias, considerando los costos unitarios del Informe Técnico de VNR debidamente indexado y las cantidades informadas por la empresa en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, teniendo en consideración los descuentos realizados por información repetida o inconsistente y las correcciones por los indicadores de eficiencia. La longitud de la acometida, corresponde a los largos promedios aceptados en el Informe Técnico de VNR.
- La rotura y reposición de pavimentos de las acometidas informadas como reincorporaciones se valoriza adicionando la proporción asignable a la instalación de los costos de rotura y reposición de pavimentos considerados en el respectivo Informe Técnico de VNR o Informe de Rentabilidad Anual en que fue definida dicha instalación como fuera de uso. Se consideran los costos unitarios y cantidades informados por la empresa en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, teniendo en consideración los descuentos realizados por información repetida o inconsistente y las correcciones por los indicadores de eficiencia. La longitud de la acometida, corresponde a los largos promedios aceptados en el Informe Técnico de VNR.

En la valorización de rotura y reposición de las acometidas adicionadas se considera la proporcionalidad de los tipos de carpeta efectivamente realizados y debidamente respaldado de redes terciarias.

- En los ítems de redes secundarias y terciarias (NIS 421 - 431) y Acometidas (NIS 633-635 y 636) no se considera rotura y reposición de pavimentos. Dicho descuento se realiza producto de que la empresa concesionaria no presentó información consistente y justificada sobre las longitudes reales instaladas en su zona de concesión para esta red durante el año 2018.

De los montos presentados por concepto de derechos, se descuenta cualquier ítem que no corresponda al concepto de derecho establecido en la normativa, a su vez se descuentan aquellos derechos presentados que no pertenecen a la zona de concesión:

Año	Tipo Derecho	Monto
2018		

Del ítem Sistemas y Software presentado por la empresa concesionaria, y luego de la revisión de la apertura de los costos solicitados por esta Comisión, se concluye que para este ítem, corresponde reconocer un total de \$ [REDACTED]

Tabla III.1: VNR año calendario 2018 – R. del Biobío

08-Region del Biobío			Unidad	2018								VNR CNE 2018		
				VNR 2017@2018	Servidumbre @2018	Adiciones	1	Reincorporaciones	2	Retiros		Incorporaciones Netas 2018		Cantidad
NIS	Activo / Instalación		CANTIDAD	\$	Cantidad	Total	Cantidad	Total	Cantidad	Total	Cantidad	Total	Cantidad	Total
<b>Plantas de Fabricación</b>														
<b>Planta de Metanización o biogás</b>														
111	Plantas de Metanización o biogás	c/u												
<b>GN Diluido</b>														
131	Planta GN Diluido	c/u												
<b>Propano-Aire</b>														
141	Unidad de Fabricación de Propano-Aire	c/u												
143	Estanques de almacenamiento de materias primas													
144	Unidad de Respaldo Eléctrico	c/u												
145	Unidad de Control de Incendios	c/u												
<b>City Gates</b>														
211	City Gate													
<b>Redes de Distribución</b>														
<b>Primaria</b>														
416	Plantas de Odorización	c/u												
<b>Secundarias</b>														
421	Tuberías (longitudXY, sin flings)	mts												
422	Válvulas	c/u												
423	Sistema Protección Catódica	c/u												
424	Cruces	c/u												
<b>Terciarias</b>														
431	Tuberías (longitudXY, sin flings)	mts												
432	Válvulas	c/u												
433	Sistema de Protección Catódica	c/u												
434	Cruces	c/u												
<b>Estación Regulación y Medición</b>														
<b>Estación de Regulación y Medición</b>														
511	Estación de Regulación y Medición	c/u												
<b>Empalmes y Medidores</b>														
<b>Terciarias</b>														
631	Acometidas Industriales	c/u												
638	Empalmes Industriales	c/u												
632	Medidores Industriales	c/u												
633	Acometidas Comerciales	c/u												
639	Empalmes Comerciales	c/u												
634	Medidores Comerciales	c/u												
635	Acometidas Residenciales Comunitarios	c/u												
6310	Empalmes Residenciales Comunitarios	c/u												
636	Acometidas Residenciales Individuales	c/u												
6311	Empalmes Residenciales Individuales	c/u												
637	Medidores Residenciales	c/u												
<b>Otros Activos</b>														
<b>Muebles e Inmuebles</b>														
711	Terrenos	m2												
712	Edificaciones	m2												
713	Vehículos y equipos de transporte	c/u												
714	Equipos de telemedición	c/u												
715	Equipos de Control de Calidad y de laboratorio de ensayos	c/u												
716	Herramientas y Equipos de Bodega	c/u												
717	Equipos de comunicación y computación (hardware)	c/u												
718	Sistemas y software	c/u												
719	Muebles y Equipos de Oficina	c/u												



## **ANEXO IV: MEMORIA DE CÁLCULO**

Forman parte del presente Informe, los siguientes archivos:

- Datos análisis de eficiencia COMA Gassur "Ajuste\_eficiencia.GS.xls"
- VNR 2018 de Gassur para la zona de concesión Biobío "GS VIII IP.xls"
- Cálculo de Rentabilidad de Gassur para la zona de concesión Biobío "ChR\_GS\_VIII\_ID.xls"

**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 quince días hábiles contados desde la referida notificación para presentar sus observaciones al Informe de Rentabilidad Anual Preliminar que aprueba la presente resolución, debiéndose enviar al correo electrónico [chequeorentabilidadgas@cne.cl](mailto:chequeorentabilidadgas@cne.cl), con copia a los correos [mmancilla@cne.cl](mailto:mmancilla@cne.cl) y [aolea@cne.cl](mailto:aolea@cne.cl).

Anótese, archívese y notifíquese.



**JOSÉ VENEGAS MALUENDA**  
SECRETARIO EJECUTIVO  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



**LCE/MMA/MOC/JIB/PLV/RGF/AOM/GSV/**

**DISTRIBUCIÓN:**

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