

**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 Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2018.

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

**RESOLUCION EXENTA N° 477**

**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° 752, de 27 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 752";
- j) Lo señalado en la la Resolución Exenta CNE N° 775, de fecha 29 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2016;
- k) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 688, 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 Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2017;
- l) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 473, de 14 de agosto de 2019, que Aprueba Informe Técnico Preliminar a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa

Lipigas S.A., para la nueva zona de concesión que indica del cuatrienio 2018-2021; y

- m) Lo indicado en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

**CONSIDERANDO:**

- a) Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 30 bis de la Ley de Servicios de Gas, la Comisión deberá efectuar anualmente un chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias por zonas de concesión a objeto de determinar si exceden el límite máximo de rentabilidad que establece la Ley;
- b) Que, para los efectos anteriores, el mismo artículo 30 bis de la Ley, establece que la metodología y procedimiento para realizar el chequeo de la rentabilidad se efectuará en conformidad a lo dispuesto en los artículos 33 a 33 sexies. Agrega asimismo la disposición legal antes indicada, que el chequeo de rentabilidad deberá tener en especial consideración la identificación y justificación de costos de explotación y de inversión radicados contablemente en una empresa concesionaria que pudieran calificarse técnica y objetivamente como ineficientes, sin causa de negocio o encaminados a abultar artificialmente dichas partidas contables en una determinada zona de concesión, así como también el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad del servicio de gas establecidas en la normativa vigente;
- c) Que, mediante la Resolución CNE N° 406, esta Comisión estableció las normas procedimentales y criterios metodológicos necesarios para la elaboración de los Informes de Rentabilidad Anuales por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red;
- d) Que, por su parte, el artículo 33 quáter de la Ley señala que antes del 15 de agosto de cada año, la Comisión deberá emitir un informe de rentabilidad anual preliminar por empresa concesionaria para sus respectivas zonas de concesión. La misma disposición añade que a partir de la fecha de notificación de dicho informe, las empresas dispondrán de quince días para presentar sus observaciones a la Comisión; 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 Lipigas 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 Lipigas 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**

**EMPRESAS LIPIGAS 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 ..... 6**

1	INGRESOS DE EXPLOTACIÓN.....	6
2	COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES.....	6
2.1	Costo del gas al ingreso sistema de distribución .....	7
2.2	Costos de operación, mantención y administración .....	7
3	GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES .....	8
4	BIENES INTANGIBLES Y CAPITAL DE EXPLOTACIÓN .....	10
5	COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN .....	11
5.1	Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo.....	11
5.2	Determinación de los costos anuales de inversión.....	12
6	CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES .....	13
7	CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA .....	14
8	FACTOR INDIVIDUAL DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL – ZONA DE CONCESIÓN REGIÓN DE LOS LAGOS.....	14

### **CAPÍTULO II : TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2018 - CONCESIONES REGIÓN ANTOFAGASTA Y REGIÓN DE LOS LAGOS ..... 16**

1	INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2018 .....	16
2	COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2018.....	16
2.1	Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2018 .....	16
2.2	Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2018 .....	17
3	GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2018 .....	17
4	COSTOS DE INVERSIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2018 .....	18
5	TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2018 .....	20
5.1	Tasa de rentabilidad económica año calendario 2017 – Región de Antofagasta.....	20
5.2	Tasa de rentabilidad económica año calendario 2018 – Región de Los Lagos.....	20

### **CAPÍTULO III : CÁLCULO DE FACTOR INDIVIDUAL DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL PARA LA ZONA DE CONCESIÓN REGIÓN LOS LAGOS ..... 21**

### **CAPÍTULO IV : ANEXOS..... 22**

	ANEXO I: MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN .....	22
	ANEXO II: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA .....	26
1	INGRESOS DE EXPLOTACIÓN .....	26
2	COSTOS DE EXPLOTACIÓN .....	26

3	GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN.....	28
	ANEXO III: VNR AÑO CALENDARIO 2018.....	31
1	REGIÓN DE ANTOFAGASTA.....	31
	Aplicación de Indicadores de eficiencia.....	31
	Valorización .....	31
2	REGIÓN DE LOS LAGOS.....	33
	ANEXO IV: FACTOR INDIVIDUAL PARA LA ZONA DE CONCESIÓN REGIÓN DE LOS LAGOS .....	34
1	FACTOR POR TAMAÑO.....	34
2	FACTOR POR RIESGOS ESPECÍFICOS .....	34
	2.1 Estabilidad del negocio .....	35
	2.2 Concentración de clientes.....	35
	2.3 Dependencia del proveedor .....	35
	2.4 Valor factor por riesgos específicos.....	35
3	VALOR FACTOR INDIVIDUAL ZONA DE CONCESIÓN REGIÓN DE LOS LAGOS .....	36
	ANEXO V: MEMORIA DE CÁLCULO .....	37

## 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 Lipigas S.A., y se efectúa, como se indicará más adelante, respecto a sus dos zonas de concesión.

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

1. La información presentada por las empresas concesionarias en conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 ter de la Ley y la Resolución Exenta CNE N° 180 del 8 de marzo de 2018, que “Reemplaza Sistemas de Cuentas del Sistema de Contabilidad Regulatoria establecido mediante Resolución Exenta CNE N° 77 de 2017, y deja sin efecto Resolución Exenta CNE N° 78 de 2017 y N° 114 de 2018”, en adelante “Resolución CNE N° 180” o “Sistema de Contabilidad Regulatoria”.
2. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de los bienes eficientes de la empresa Lipigas S.A., aprobado mediante Resolución CNE N°752, del 27 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., en adelante “Informe Técnico de VNR<sup>1</sup>”.
3. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de los bienes eficientes de la zona de concesión Región de los Lagos para la empresa Lipigas S.A., aprobado mediante Resolución CNE N° 473, de 14 de agosto de 2019, que Aprueba Informe Técnico a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., para la nueva zona de concesión que indica, correspondiente al

---

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

- cuatrienio 2018-2021, en adelante “Informe Técnico de VNR Zona de concesión Región de Los Lagos”.
4. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de la rentabilidad anual del año calendario 2017 de la empresa Lipigas S.A., aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 688, 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 Lipigas S.A, en adelante “Informe de Rentabilidad Anual 2017”.
  5. 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 Lipigas S.A (en adelante e indistintamente Lipigas), por cada una de sus zonas de concesión, para el año calendario 2018. Adicionalmente, y considerando la entrada en operación de una nueva zona de concesión informada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y lo dispuesto en el inciso quinto del artículo 30 bis de la Ley y en el nuevo Título IV de la Resolución CNE N° 406, el presente informe contiene el cálculo del factor individual de la tasa de costo de capital por zona de concesión, correspondiente a la Región de los Lagos, que servirá para determinar su tasa de costo de capital aplicable a dicha zona de concesión, durante el cuatrienio correspondiente a los años 2018 a 2021.

A partir de la definición de zona de concesión establecida por la Ley, al 31 de diciembre de 2018, las zonas de concesión en operación para Lipigas, son las siguientes:

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

Región/zona de concesión	Comunas/localidades	Tipo de gas	Número de clientes	Estado
Región de Antofagasta	Calama	GN		Operativa
Región de Los Lagos	Puerto Montt, Osorno	GN		Operativa

# **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 primera 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 sus respectivas zonas de concesión, de acuerdo a los niveles de calidad y seguridad de servicio establecidos en la normativa vigente. Este análisis toma en consideración variables características de la empresa 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 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.

---

<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.

De esta manera, se consideran como gastos necesarios para la captación y conexión de nuevos clientes los asociados a la construcción del empalme de propiedad del cliente, así como los asociados a instalaciones interiores, tales como, instalación de tuberías, regularización de instalaciones cuando corresponda (ventilación, evacuación de gases, llaves de paso, etc.), inscripciones, certificaciones, gabinetes de medidores y otros que estén relacionados con construir o preparar instalaciones del cliente para recibir el suministro de gas.

No se consideran como gastos de comercialización los costos de marketing y publicidad, tales como campañas publicitarias y/o beneficios de aplicación general para los consumidores, sin perjuicio de que sean informados y reconocidos como costos de explotación, si es que cumplen con la condición de tener un carácter general y no discriminatorio. Por tanto, las donaciones, promociones y/o aportes de artefactos u otros equipos, bienes o servicios entregados discrecionalmente a un cliente no se consideran ni como gastos de comercialización ni como 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, a los montos valorizados informados por la empresa son comparados y ajustados con los 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 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 V.

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 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, exceptuando la tasa de costo de capital para la zona de concesión de la Región de los Lagos que se calcula a partir del factor individual contenido en el presente Informe.

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

#### *Zonas de concesión existentes*

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 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 los 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 considerados en el Informe Técnico de VNR ni en 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 VNR o Informe de Rentabilidad Anual en que fue definida dicha instalación como fuera de uso.

#### *Nueva zona de concesión*

El VNR de los bienes eficientes para prestar el servicio público de distribución de la empresa concesionaria para una nueva zona de concesión, al 31 de diciembre de 2018, se obtiene del respectivo Informe Técnico de VNR Zona de Concesión Región Los Lagos.

## **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, de conformidad a lo dispuesto en el artículo quinto transitorio de la Ley N° 20.999, para el chequeo de rentabilidad correspondiente al ejercicio del año calendario 2018, la rentabilidad económica máxima de una empresa concesionaria podrá exceder en hasta 4 puntos porcentuales el promedio simple de la tasa de costos 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 determinado en el presente informe, cuando corresponda.

## 8 FACTOR INDIVIDUAL DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL – ZONA DE CONCESIÓN REGIÓN DE LOS LAGOS

En conformidad al artículo sexto transitorio de la Resolución Exenta CNE N° 406, de 31 de julio de 2017, incorporado por la Resolución Exenta CNE N° 453, de 29 de julio de 2019, en caso de la entrada en operación de una nueva zona de concesión durante el cuatrienio correspondiente a los años 2018 a 2021, los componentes a que se refieren los literales a) a c) del artículo 14 de la resolución CNE N° 117 de 15 de marzo de 2017, publicada en el Diario Oficial con fecha 21 de marzo de 2017, serán aquellos contenidos en la Resolución Exenta N° 426, de 2017, de la Comisión Nacional de Energía en la que se Aprueba Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital a que se hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas. Por su parte, tratándose del factor

individual de la tasa de costo de capital asociado a esta nueva zona de concesión, éste será determinado por la Comisión en el informe preliminar referido al primer chequeo de rentabilidad al que se refiere el Artículo 35 de la Resolución Exenta N°406, de conformidad a las normas contenidas en la resolución exenta CNE N° 117, de 15 de marzo de 2017 y sus modificaciones.

En consecuencia, el factor individual de la tasa de costo de capital aplicable a la zona de concesión Región de Los Lagos se determina de acuerdo a la metodología establecida en el numeral 5 de la Resolución Exenta CNE N°117 y sus modificaciones.

## CAPÍTULO II: TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2018 - CONCESIONES REGIÓN ANTOFAGASTA Y REGIÓN DE LOS LAGOS

### 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. Sin embargo, de acuerdo a lo señalado en el numeral 1 del CAPÍTULO I de este Informe, corresponde adicionar un ingreso por intereses intra-anales a los ingresos de explotación de la concesionaria en su zona de concesión Los Lagos.

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		Total
	Antofagasta	Los Lagos	
Servicio público de distribución de gas			
Otros servicios que forman parte de la red de distribución			
Servicio afines			
Ingresos por intereses intraanuales			
<b>Total Ingresos</b>			

### 2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2018

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

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

La empresa concesionaria tuvo, durante al año calendario 2018, un contrato de suministro de gas con tres empresa no relacionadas, de acuerdo a lo informado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria.

Para el año 2018, el proveedor de gas para Lipigas en la zona de concesión de Antofagasta fue la empresa Engie Gas Chile SpA mientras que para la zona de concesión de Los Lagos, la empresa concesionaria se abasteció a través de ENAP y ENEL. En cuanto a costos asociados al transporte del gas, no reporta valores asociados.

En consecuencia, el costo del gas al ingreso del sistema de distribución a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 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 ANEXO II.

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

Costo del Gas	Zona de Concesión		Total
	Antofagasta	Los Lagos	
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 se detalla a continuación.

En primer lugar, se eliminaron de la actividad de Operación y Mantenimiento Redes Terciarias todos los gastos no detallados por la empresa concesionaria tales como los Gastos en Servicios y Labores con empresas no relacionadas y los Gastos Generales. En segundo lugar, y para la misma actividad, se ajustan los Gastos en Personal Propio considerando solamente aquellos relacionados con el área funcional de operaciones, puesto que la empresa concesionaria no informa de forma detallada otros costos de personal propio relativos a la actividad de Operación y Mantenimiento Redes Terciarias.

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

En consecuencia, los costos de operación, mantención y administración a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 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		Total
	Antofagasta	Los Lagos	
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 ANEXO II numeral 3.

Se consideró sólo aquellos gastos de comercialización necesarios para la captación y conexión de nuevos clientes, de acuerdo con los criterios definidos en el numeral 3 del CAPÍTULO I de este informe y cuyo detalle se muestra en el ANEXO V Memoria de cálculo. Adicionalmente, se eliminaron de los gastos de comercialización reportados por Lipigas, aquellos relativos a la entrega de artefactos.

Los gastos de comercialización del año 2018 considerados eficientes por zona de concesión se muestran en las tablas siguientes.

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

Bien	Tipo de Cliente	Tipo de Instalaciones				Total(\$)	
		Modelo	Nuevas		Existentes		
			Cantidad	Costo (\$)	Cantidad		Costo (\$)
Instalación Interior	Comercial	Pequeño					
<b>Total</b>							

**Tabla II.5: Gastos eficientes de comercialización 2018 – R. de Los Lagos**

Bien	Tipo de Cliente	Tipo de Instalaciones				Total(\$)	
		Modelo	Nuevas		Existentes		
			Cantidad	Costo (\$)	Cantidad		Costo (\$)
Instalación Interior	Residencial Individual	B					
	Residencial Múltiple	A					
		B					
	Comercial	Grande					
	Industrial						
Gabinete Medidor	Residencial Individual	B					
	Comercial	Grande					
<b>Total</b>							

El plazo escogido por la empresa concesionaria, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley, para la amortización de los gastos de comercialización eficientes es de 10 años. La tasa de costo de capital que se utiliza como tasa de descuento para efectos de la amortización es de 6,15% para Región de Antofagasta y 6,48% para Región de Los Lagos.

En consecuencia, la cuota anual de amortización total de estos gastos que se considera para el año 2018, por zona de concesión es [REDACTED] para la Región Antofagasta y [REDACTED] para la Región de Los Lagos, 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 2017 desagregado por año de entrada en operación, el que se contiene en la tabla siguiente. El detalle del VNR en términos del valor base 2017 y las incorporaciones del año 2018, se muestran en el ANEXO III.

Tabla II.6: Costos de Inversión año calendario 2018 (VNR) – R. de Antofagasta (M\$)

Tipo de Bien o Instalación		VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
		Hasta 2003	2004-2018	
<b>Redes de distribución</b>				
<b>Terciarias</b>				
	Tuberías			
	Válvulas			
	Cruces			
<b>Terciarias</b>				
	Acometida Comerciales			
	Empalmes Comerciales			
	Medidores Comerciales			
	Acometidas Residenciales Individuales			
	Empalmes Residenciales Individuales			
	Medidores Residenciales			
<b>Otros Activos</b>				
<b>Muebles e inmuebles</b>				
	Terrenos			
	Edificaciones			
	Equipos de control de calidad y laboratorio			
	Herramientas y equipos de bodega			
<b>Intangibles y Capital de Explotación</b>				
	Intangibles			
	Capital de Explotación			
<b>Total VNR</b>				

Tabla II.7: Costos de Inversión año calendario 2018 (VNR) – R. de Los Lagos

Tipo de Bien o Instalación		VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
		Hasta 2003	2004-2018	
<b>Plantas de Fabricación</b>				
Planta Satélite de Regasificación de GN				
<b>Redes de distribución</b>				
<b>Terciarias</b>				
	Tuberías			
	Válvulas			
	Cruces			
<b>Terciarias</b>				
	Acometida Comerciales			
	Empalmes Comerciales			
	Medidores Comerciales			
	Acometidas Residenciales Comunitarias			
	Acometidas Residenciales Individuales			

Tipo de Bien o Instalación		VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
		Hasta 2003	2004-2018	
	Empalmes Residenciales Individuales			
	Medidores Residenciales			
<b>Otros Activos</b>				
<b>Muebles e inmuebles</b>				
	Terrenos			
	Edificaciones			
	Equipos de control de calidad y laboratorio			
	Herramientas y equipos de bodega			
<b>Intangibles y Capital de Explotación</b>				
	Intangibles			
	Capital de Explotación			
<b>Total VNR</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.

### 5.1 Tasa de rentabilidad económica año calendario 2017 – Región de Antofagasta

Los valores considerados para los distintos componentes que resultan en un flujo neto cero se muestran en la Tabla II.8.

Tabla II.8: Componentes para determinar flujo neto (M\$)

Componente	Antofagasta
Ingresos de Explotación	
Costos de Explotación	
AVNR1 ( $\leq 2003$ )	
AVNR2 (2004-2018)	
Impuestos	
Flujo Neto	

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

### 5.2 Tasa de rentabilidad económica año calendario 2018 – Región de Los Lagos

En razón que para la zona de concesión Región de Los Lagos el margen de explotación, esto es, la diferencia entre ingresos y costos de explotación, es negativo, no es posible aplicar la metodología de cálculo de rentabilidad señalada. En consecuencia, la tasa de rentabilidad económica anual para esta zona es negativa e indeterminada.

## CAPÍTULO III: CÁLCULO DE FACTOR INDIVIDUAL DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL PARA LA ZONA DE CONCESIÓN REGIÓN LOS LAGOS

De conformidad a lo dispuesto en la Ley y en la Resolución Exenta CNE N° 117 de 2017, y sus modificaciones, el factor individual por zona de concesión se determina según la evaluación de los factores de riesgo asociados a las características de la demanda y las condiciones de explotación que enfrente la respectiva empresa concesionaria. El factor individual por zona de concesión no puede ser superior a un punto porcentual.

La Resolución Exenta CNE N° 117 establece que el factor individual por zona de concesión se determina ponderando un Factor por Tamaño y un Factor por Riesgos Específicos. La ponderación de ambos factores es 50%. De la metodología descrita en la referida resolución y del análisis presentado en el ANEXO IV, el resultado para el factor individual y sus componentes se muestra en las tablas siguientes:

**Tabla II.9: Factor por Tamaño**

Factor	Valor	Ponderación	Factor por Tamaño
1. Factor por tamaño	0,00%	50%	0%

**Tabla II.10: Factor por Riesgos Específicos:**

Factor	Valor	Ponderación	Valor * Ponderación
2.1. Estabilidad del negocio	5	33%	1,65
2.2. Concentración de clientes	5	33%	1,65
2.3. Dependencia del proveedor	5	34%	1,7
<b>2. Factor por riesgos específicos</b>		<b>50%</b>	<b>1,00%<sup>1</sup></b>

1. Corresponde al valor establecido para el factor por riesgos específicos, de acuerdo a la sumatoria de la ponderación por el valor obtenido para cada factor.

Por lo anterior, el factor individual por zona de concesión de la empresa Lipigas en la zona de concesión Región de Los Lagos es 0,5%.

## CAPÍTULO IV: 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>3</sup> para el período 2013-2018. De este modo, los valores resultantes fueron de [REDACTED] y [REDACTED] para  $\alpha$  y  $\beta$ , respectivamente.

---

<sup>3</sup> Lipigas, GasSur, GasValpo, Intergas y Metrogas.

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 Lipigas. En la Tabla I.1 y Gráfico I.1 se muestran los resultados obtenidos.

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

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

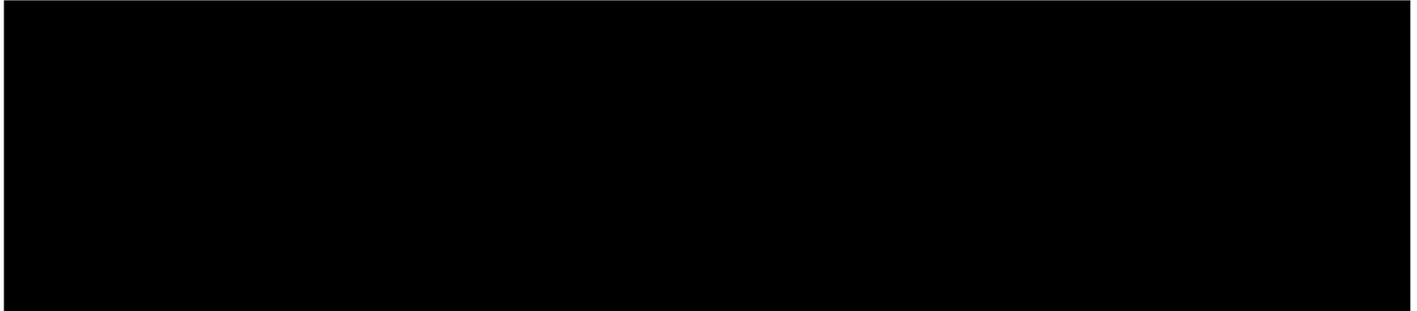


Gráfico I.1: COMA unitario – Lipigas

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



De los cálculos realizados se concluye que el COMA unitario de Lipigas para el año 2018 es un  $\blacksquare$  al COMA unitario de Lipigas para el año 2017, y un  $\blacksquare$  que el COMA unitario de la misma empresa para el período 2016-2018 (calculado como el promedio aritmético). Asimismo, el COMA unitario de Lipigas para el año 2018 es un  $\blacksquare$  or que el COMA unitario promedio de la industria para el período 2013-2018.

Por otro lado, el COMA unitario de Lipigas para el año 2018 es un  $\blacksquare$  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 [REDACTED] respectivamente. En Tabla I.2 y Gráfico I.2 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla I.2: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Lipigas  
 $\alpha =$  [REDACTED];  $\beta =$  [REDACTED]

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

Gráfico I.2: COMA unitario – Lipigas  
 $\alpha =$  [REDACTED];  $\beta =$  [REDACTED]



Con estos nuevos valores para los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , el COMA unitario de Lipigas para el año 2018 es un [REDACTED] [REDACTED] COMA unitario de Lipigas para el año anterior, y un [REDACTED] que el COMA unitario de la misma empresa para el periodo 2016-2018. Asimismo, el COMA unitario de Lipigas para el año 2018 es un [REDACTED] que el COMA unitario promedio de la industria para el periodo 2013-2018.

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

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 aplicar un ajuste por eficiencia.

## ANEXO II: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA

### 1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN

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

**Tabla II.1.1: Ingresos de explotación informados al 31 de diciembre de 2018 (\$)**

Código	Actividades de Distribución	Zona de concesión		Total
		Región de Antofagasta	Región de Los Lagos	
30	Ventas a Clientes Redes Terciarias			
<b>TOTAL INGRESOS ACTIVIDADES DISTRIBUCIÓN</b>				

### 2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN

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

**Tabla II.2.1: Costos de Explotación informados al 31 de diciembre de 2018 (\$)**

Código Actividad	Actividad	Zona de concesión		Total
		Región de Antofagasta	Región de Los Lagos	
11	Suministro de Gas			
25	Operación y Mantenimiento Redes Terciarias			
31	Atención Comercial Suministro de Gas			
<b>TOTAL COSTOS DE EXPLOTACIÓN ACTIVIDADES DISTRIBUCIÓN</b>				
103	Costos venta de Equipos y Artefactos			
110	Multas e indemnizaciones a terceros			
<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.2.2: Costos de Explotación informados según su naturaleza al 31 de diciembre de 2018 (\$)**

Costos de Explotación	Zona de Concesión		Total
	Región de Antofagasta	Región de Los Lagos	
Compra de Gas			
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución			
Costos de Operación, Mantenimiento y Administración			
<b>TOTAL</b>			

### 3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

Tabla II. 3.1: Gastos de comercialización informados por la empresa concesionaria al 31 de diciembre de 2018  
Zona de Concesión Región de Antofagasta – Instalaciones nuevas

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

**Tabla II. 3.2: Gastos de comercialización informados por la empresa concesionaria al 31 de diciembre de 2018**  
**Zona de Concesión Región de Los Lagos – Instalaciones nuevas**

**Comuna de Osorno**

Bien	Tipo de Cliente	Cantidad	Costo (\$)							Total
			Materiales	Montaje y OOC	Rotura y Reposición de pavimentos	Preconversión	Regularización de Instalaciones	Inscripciones/ Certificaciones	Otros (especificar)	
Empalme	Residencial Individual									
	Residencial Múltiple (*)									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	Industrial									
	<b>Total</b>									
Instalación Interior	Residencial Individual									
	Residencial Múltiple (*)									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	Industrial									
	<b>Total</b>									
Gabinete Medidor	Residencial Individual									
	Residencial Múltiple (*)									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	Industrial									
	<b>Total</b>									

**Tabla II. 3.3: Gastos de comercialización informados por la empresa concesionaria al 31 de diciembre de 2018  
Zona de Concesión Región de Los Lagos – Instalaciones nuevas**

**Comuna Puerto Montt**

Bien	Tipo de Cliente	Cantidad	Costo (\$)							Total
			Materiales	Montaje y OOC	Rotura y Reposición de pavimentos	Preconversión	Regularización de Instalaciones	Inscripciones/ Certificaciones	Otros (especificar)	
Empalme	Residencial Individual									
	Residencial Múltiple (*)									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	Industrial									
	<b>Total</b>									
Instalación Interior	Residencial Individual									
	Residencial Múltiple (*)									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	Industrial									
	<b>Total</b>									
Gabinete Medidor	Residencial Individual									
	Residencial Múltiple (*)									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	Industrial									
	<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 DE ANTOFAGASTA

##### Aplicación de 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:

###### Acometidas

2	Tipo Acometidas	Descuento
633	Acometidas Comerciales	

###### Empalmes

2	Tipo Empalmes	Descuento
639	Empalmes Comerciales	

###### Medidores

2	Tipo Medidores	Descuento
634	Medidores Comerciales	

##### Valorización

Se valoriza costo de acometidas según modelo establecido en Informe Técnico al que se refiere el artículo 33 bis de la ley de servicios de gas de la empresa Lipigas S.A. para el cuatrienio 2018-2021, cuyos valores se detallan a continuación:

Acometida Comercial		
Unidad	Cantidad	Precio (UF/und)
UN		
UN		
mL		
UN		
mL		
Precio Unitario UF		

A partir de las correcciones anteriores, el detalle del VNR 2018 resultante se muestra en la tabla siguiente.

Tabla III.1: VNR año calendario 2018 – R. de Antofagasta

2		Unidad	2018						VNR CNE 2018	
			VNR 2017@2018	Adición 2018		Retiro 2018		Incorporaciones Netas 2018		Cantidad
NIS	Activo / Instalación		Cantidad	\$	Cantidad	\$	Cantidad	\$	Cantidad	
<b>Redes de Distribución</b>										
<b>Terciarias</b>										
431	Tuberías (longitudXY, sin fittings)	mts								
432	Válvulas	c/u								
434	Cruces	c/u								
<b>Empalmes y Medidores</b>										
<b>Terciarias</b>										
633	Acometidas Comerciales	c/u								
639	Empalmes Comerciales	c/u								
634	Medidores Comerciales	c/u								
636	Acometidas Res denciales Individuales	c/u								
6311	Empalmes Res denciales Individuales	c/u								
637	Medidores Residenciales	c/u								
<b>Otros Activos</b>										
<b>Muebles e Inmuebles</b>										
711	Terrenos	m2								
712	Edificaciones	m2								
715	Equipos de Control de Calidad y de laboratorio de ensayos	c/u								
716	Herramientas y Equipos de Bodega	c/u								

2 REGIÓN DE LOS LAGOS

Tabla III.2: VNR año calendario 2018 – R. de Los Lagos

10		Unidad	VNR 2018 Bienes Eficientes	
NIS	Activo / Instalación		Cantidades	\$
	<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>Planta Satélite de GNL</b>			
151	Plantas Almacenadoras de LPG	c/u		
	<b>City Gates</b>			
211	City Gate	c/u		
	<b>Redes de Distribución</b>			
	<b>Primarias</b>			
411	Tuberías (longitudXY, sin fittings)	mts		
412	Válvulas	c/u		
413	Trampas de Pigs	c/u		
414	Sistema de Protección Catódica	c/u		
415	Cruces	c/u		
416	Plantas de Odorización	c/u		
	<b>Secundarias</b>			
421	Tuberías (longitudXY, sin fittings)	mts		
422	Válvulas	c/u		
423	Sistema Protección Catódica	c/u		
424	Cruces	c/u		
	<b>Terciarias</b>			
431	Tuberías (longitudXY, sin fittings)	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>Primarias</b>			
611	Acometidas Industriales	c/u		
613	Empalmes Industriales	c/u		
612	Medidores Industriales	c/u		
	<b>Secundarias</b>			
621	Acometidas Industriales	c/u		
625	Empalmes Industriales	c/u		
622	Medidores Industriales	c/u		
	<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: FACTOR INDIVIDUAL PARA LA ZONA DE CONCESIÓN REGIÓN DE LOS LAGOS

De acuerdo a lo dispuesto en el penúltimo inciso del artículo 30 bis de la Ley de Servicios de Gas, en el caso de la entrada en operación de una nueva zona de concesión, corresponde a la Comisión determinar el factor individual por zona de concesión de la tasa de costo de capital asociado a esta nueva zona de concesión.

El factor individual por zona de concesión se determina según la evaluación de los factores de riesgo asociados a las características de la demanda y las condiciones de explotación que enfrente la respectiva empresa. El factor individual por zona de concesión no puede ser superior a un punto porcentual.

El artículo 10 de la Resolución Exenta CNE N° 117 establece que el factor individual por zona de concesión se determina ponderando un Factor por Tamaño y un Factor por Riesgos Específicos. La ponderación de ambos factores es 50%.

### 1 FACTOR POR TAMAÑO

El Factor por Tamaño se determina considerando los ingresos de actividades ordinarias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas que operan en Chile, de acuerdo indicado en la Resolución Exenta CNE N° 426, de 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.

Según lo indicado en la referida Resolución Exenta CNE N° 426, la empresa de mayor tamaño es Gasco. Dado que los ingresos de actividades ordinarias de Lipigas representan un ■■■ de los ingresos de actividades ordinarias de Gasco, el factor por tamaño de Lipigas es 0,00%.

### 2 FACTOR POR RIESGOS ESPECÍFICOS

El Factor por Riesgos Específicos se determina considerando los siguientes conceptos de riesgo: estabilidad del negocio, concentración de clientes y dependencia del proveedor, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 12 de la Resolución Exenta CNE N° 117.

Los conceptos de riesgo señalados en el párrafo precedente son valorizados y ponderados de acuerdo a lo indicado en el Cuadro N° 2.

**Cuadro N° 2: Valorización y ponderación de riesgos específicos**

Concepto de riesgo	Medición	Ponderación
Estabilidad del negocio	¿Cuánto tiempo la empresa ha operado en una determinada zona de concesión? De 1 a 3 años – Riesgo alto: 5 puntos De 4 a 6 años – Riesgo moderado: 3 puntos Más de 6 años – Riesgo bajo: 1 punto	33%
Concentración de clientes	¿Cuánto representa el volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas, en una determinada zona de concesión, del total del volumen de ventas de la empresa concesionaria? Más del 30% – Riesgo alto: 5 puntos Más del 20% y menos o igual a 30% – Riesgo moderado: 3 puntos Menos o igual a 20% – Riesgo bajo: 1 punto	33%
Dependencia del proveedor	¿Puede la empresa en una determinada zona de concesión cambiar de proveedor de suministro de gas sin disminuir la calidad del producto/servicio o aumentar los costos?	34%

	No – Riesgo alto: 5 puntos Sí – Riesgo bajo: 1 punto	
--	---	--

## 2.1 Estabilidad del negocio

Lipigas lleva operando en la Región de Los Lagos menos de tres años, por lo que se le asigna 5 puntos por este concepto de riesgo.

## 2.2 Concentración de clientes

De acuerdo a antecedentes proporcionados por la empresa Lipigas para las ventas de gas realizadas durante el año 2018 en la Región de Los Lagos, esta Comisión determina el porcentaje del volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas.

El volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas de la empresa concesionaria Lipigas en la Región de Los Lagos mayor al 30% del total de volumen de ventas en dicha región, por lo que este concepto de riesgo se valoriza en 5 puntos para esta empresa esta zona de concesión.

## 2.3 Dependencia del proveedor

Para determinar el grado de dependencia de proveedor de suministro de gas se analiza el acceso al gas natural u otro tipo de gas utilizado para el servicio de distribución.

No todas las empresas concesionarias tienen acceso al mercado internacional del gas natural, configurándose un mercado secundario de éste. Las empresas que sólo pueden comprar en este mercado secundario se ven más expuestas a las variaciones de precios. Además, los proveedores de mercado secundario son pocos y algunos de éstos son también distribuidores de gas natural.

Por lo tanto, se considera que las empresas concesionarias que compran en el mercado secundario y que no tienen acceso a terminales de regasificación de gas natural licuado presentan un riesgo alto. Así, este concepto de riesgo se valoriza con 5 puntos para la empresa Lipigas en la Región de Los Lagos.

## 2.4 Valor factor por riesgos específicos

De acuerdo a la Resolución Exenta CNE N° 117, el factor por riesgos específicos se determina a partir del puntaje ponderado obtenido según la valorización de los conceptos de riesgos específicos de acuerdo al Cuadro N° 4.

**Cuadro N° 4: Factor por riesgos específicos según valorización de riesgos específicos**

Puntaje obtenido	Factor por riesgos específicos
Mayor o igual 1 punto y menor a 2 puntos	0,00%
Mayor o igual a 2 puntos y menor a 3 puntos	0,33%
Mayor o igual a 3 puntos y menor 4 puntos	0,67%
Mayor o igual a 4 puntos	1,00%

De este modo, el factor por riesgos específicos resultante para Lipigas en la Región de Los Lagos es 1,00%.

### **3 VALOR FACTOR INDIVIDUAL ZONA DE CONCESIÓN REGIÓN DE LOS LAGOS**

De acuerdo a lo señalado en las secciones precedentes, el factor individual por zona de concesión de la empresa Lipigas en la Región de Los Lagos es 0,5%.

## ANEXO V: MEMORIA DE CÁLCULO

Forman parte del presente Informe, los siguientes archivos:

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

**ARTÍCULO SEGUNDO:** Notifíquese la presente resolución a la empresa concesionaria de distribución de gas Lipigas S.A. mediante correo electrónico, la cual dispondrá de un plazo de 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/PLV/JJB/RGF/AOM/GSV/**  
**DISTRIBUCIÓN:**

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