

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 Metrogas S.A.

SANTIAGO, 16 de agosto de 2017

RESOLUCION EXENTA N° 447

VISTOS:

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



- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 406, de 31 de julio de 2017, que Establece normas para la elaboración del Informe de Rentabilidad Anual por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red, a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas, publicada en el Diario Oficial con fecha 16 de agosto del presente, en adelante e indistintamente, "Resolución CNE N° 406";
- g) Lo indicado en la Resolución Exenta CNE N° 408, del 31 de julio de 2017, que Aprueba Informe Técnico Preliminar a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Metrogas S.A.,
- h) Lo dispuesto 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;
- i) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 441, de fecha 11 de agosto de 2017, que tiene por verificada que la gestión de compra de los contratos que indica de Metrogas S.A. son económicamente eficientes de acuerdo a la condiciones de mercado, para efectos del chequeo de rentabilidad a que hace referencia la Ley de Servicios de Gas; y,
- j) Lo indicado en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, conforme a lo dispuesto en el nuevo artículo 30 bis de la Ley de Servicios de Gas, la Comisión deberá efectuar anualmente un chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias por zonas de concesión a objeto de determinar si exceden el límite máximo de rentabilidad que establece la Ley;
- b) Que, para los efectos anteriores, el mismo artículo 30 bis de la Ley, establece que la metodología y procedimiento



para realizar el chequeo de la rentabilidad se efectuará en conformidad a lo dispuesto en los artículos 33 a 33 sexies. Agrega asimismo la disposición legal antes indicada, que el chequeo de rentabilidad deberá tener en especial consideración la identificación y justificación de costos de explotación y de inversión radicados contablemente en una empresa concesionaria que pudieran calificarse técnica y objetivamente como ineficientes, sin causa de negocio o encaminados a abultar artificialmente dichas partidas contables en una determinada zona de concesión, así como también el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad del servicio de gas establecidas en la normativa vigente;

- c) Que, por su parte, el artículo 33 quáter de la Ley señala que antes del 15 de agosto de cada año, la Comisión deberá emitir un informe de rentabilidad anual preliminar por empresa concesionaria para sus respectivas zonas de concesión. La misma disposición añade que a partir de la fecha de notificación de dicho informe, las empresas dispondrán de quince días para presentar sus observaciones a la Comisión;
- d) Que, mediante la Resolución CNE N° 406, esta Comisión estableció las normas procedimentales y criterios metodológicos necesarios para la elaboración de los Informes de Rentabilidad Anuales por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red; y
- e) Que, sobre la base de la normativa y resoluciones antes indicadas, 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 Metrogas S.A.

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 Metrogas S.A., año calendario 2016", 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**

METROGAS S.A.

AÑO CALENDARIO 2016

*Agosto de 2017
Santiago de Chile*

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	3
CAPÍTULO I : METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL DE LA EMPRESA CONCESIONARIA, POR ZONA DE CONCESIÓN	5
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN.....	5
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES.....	5
2.1 Costo del gas al ingreso sistema de distribución.....	6
2.2 Costos de operación, mantención y administración.....	6
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES.....	7
4 DETERMINACIÓN DE LOS BIENES INTANGIBLES Y DEL CAPITAL DE EXPLOTACIÓN.....	8
5 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN.....	8
5.1 Criterios de verificación y corrección específicos para el VNR asignado a cada año.....	9
6 CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES.....	9
7 CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA.....	10
CAPÍTULO II : TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2016 - CONCESIONES REGIÓN METROPOLITANA Y REGIÓN DE O'HIGGINS	11
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016.....	11
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016.....	11
2.1 Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2016.....	11
2.2 Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2016.....	12
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016.....	13
4 COSTOS DE INVERSIÓN AÑO CALENDARIO 2016.....	14
5 TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2016.....	17
CAPÍTULO III. ANEXOS	18
ANEXO I: MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN.....	18
ANEXO II: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA.....	20
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN.....	20
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN.....	21
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN.....	22
ANEXO III: INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016 - DETALLE.....	23
ANEXO IV: GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES EFECTUADOS ENTRE LOS AÑOS 2007 Y 2016 – DETALLE.....	23
ANEXO V: EVOLUCIÓN DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	24
ANEXO VI: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES POR AÑO.....	25
ANEXO VII: VNR AÑO CALENDARIO 2016 ASIGNADO A CADA AÑO DEL PERÍODO 2002-2016.....	26

INTRODUCCIÓN

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

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

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 a lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 406, de fecha 31 de julio de 2017, que "Establece normas para la elaboración del Informe de Rentabilidad Anual por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red, a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas", publicada en el Diario Oficial con fecha 16 de agosto de 2017, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 406".

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

El presente Informe Preliminar de Rentabilidad Anual – año 2016 - corresponde a la empresa concesionaria de servicio público de distribución Metrogas 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 la Resolución Exenta CNE N° 78 del 9 de febrero de 2017, que "Fija procedimiento de entrega de información por parte de las empresas concesionarias de servicio público de gas de red sujetas a chequeo anual de rentabilidad, en conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 20.999 de 2017", en adelante "Resolución CNE N° 78".
2. El respectivo Informe Técnico Preliminar elaborado por la Comisión aplicable a Metrogas S.A., aprobado mediante Resolución CNE N°408, del 31 de julio de 2017, que "Aprueba Informe Técnico Preliminar a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Metrogas S.A.", en adelante "Informe Técnico Preliminar de VNR¹".
3. La Resolución CNE N° 426 de fecha 4 de agosto de 2017, que Aprueba Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante, "Resolución CNE N° 426".
4. El estudio "Análisis de Benchmarking para la determinación de costos eficientes a través de técnicas de frontera", de 11 de agosto de 2017, realizado por Estudios Energéticos Consultores (en adelante, el "Estudio").

¹ Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante e indistintamente VNR.

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 Metrogas S.A (en adelante e indistintamente Metrogas), por cada una de sus zonas de concesión, para el año calendario 2016.

A partir de la definición de zona de concesión establecida por la Ley, al 31 de diciembre de 2016, las zonas de concesión existentes para Metrogas, son las siguientes:

Tabla 1: Caracterización de la concesión a diciembre de 2016

Región/zona de concesión	Comunas/localidades	Nombre fantasía	Nombre real	Tipo de gas	Número de clientes	Estado
Región de Bernardo O'Higgins	Graneros, Rancagua, Machalí, Doñihue, Olivar, Requinoa(*) y Rengo(*), San Francisco de Mostazal, Codegua.	Metrogas	Metrogas S.A.	GN		Operativa
Región Metropolitana	Santiago, Buin, Cerrillos, Cerro Navia, Colina, Conchalí, El Bosque, Estación Central, Huechuraba, Isla de Maipo, Independencia, La Cisterna, La Granja, La Pintana, Lampa, Las Condes, Lo Barnechea, Lo Espejo, Lo Prado, La Reina, Macul, Maipú, Ñuñoa, Padre Hurtado, Paine, Pedro Aguirre Cerda, Peñaflores, Peñalolén, Providencia, Pudahuel, Puente Alto, Quilicura, Quinta Normal, Recoleta, Renca, San Bernardo, San Miguel, San Joaquín, San Ramón, Talagante, Tiltil(*), Vitacura.	Metrogas	Metrogas S.A.	GN		Operativa

(*) Con concesión otorgada y sin red de tuberías.

Metrogas es una empresa de propiedad de Gas Natural Chile S.A., la que fue constituida en la ciudad de Santiago, con fecha 30 de marzo de 2016. Gas Natural Chile S.A. tiene por objeto, entre otras, transportar, distribuir y comercializar gas natural o sus sustitutos energéticos y sus productos y derivados; fabricar, comercializar, reparar e instalar artefactos, implementos y accesorios, muebles y útiles para el hogar y maquinarias o enseres, para uso doméstico o industrial. Metrogas, a partir de mayo de 2016, se dedica exclusivamente al negocio de distribución de gas natural, abandonando las funciones de aprovisionamiento, las que se traspasaron a una nueva sociedad.

Actualmente, Metrogas abastece a 49 comunas de las regiones Metropolitana y de O'Higgins con un total de [redacted] clientes, los cuales se distribuyen en [redacted] clientes industriales. Estos clientes fueron abastecidos casi en su totalidad con gas natural proveniente del Terminal de GNL Quintero y, complementariamente, con el Biometano producido desde la planta de aguas servidas de La Farfana.

El consumo facturado al 31 de diciembre del año 2016 alcanzó un total de [redacted] de gas natural equivalente², que se distribuyen de la siguiente manera.

Tabla 2: Caracterización de la empresa a diciembre de 2016

Tipo de Cliente	Número de clientes		M3 facturados	
	RM	O'Higgins	RM	O'Higgins
Residencial	[redacted]			
Comercial	[redacted]			
Industrial	[redacted]			

Fuente: Metrogas.

² A condiciones estándar y a 9.300 kcal por m3.

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

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

1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN

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

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

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

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

2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES

Los costos anuales de explotación corresponden a la suma de los costos de operación, mantención y administración, el costo del gas requerido para todos los suministros efectuados mediante las instalaciones de distribución definido en el artículo 33° quinquies de la Ley, y todos aquellos costos asociados al servicio público de distribución de gas de la empresa concesionaria que no sean costos de inversión e impuestos a las utilidades.

Las pérdidas contables en años anteriores, los gastos financieros y las amortizaciones no deberán ser considerados en los costos de explotación, como tampoco para determinar los impuestos a pagar según la metodología señalada en el numeral 6 de este Capítulo.

2.1 Costo del gas al ingreso sistema de distribución

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

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, si la empresa concesionaria efectuó la compra de gas durante el año 2016 a empresas de su mismo grupo empresarial o a personas o entidades relacionadas en los términos previstos en la Ley N° 18.045, de Mercado de Valores, mediante contratos de compra de gas suscritos antes del 9 de febrero de 2017 (fecha de publicación de la Ley N° 20.999), el costo del gas asociado a tales contratos se determina de acuerdo a lo establecido en el artículo duodécimo transitorio de la Ley 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, se realiza la verificación de que el costo de éstos refleje una gestión económicamente eficiente, corrigiéndolo en caso contrario, sobre la base del precio que otros consumidores paguen por ellos, u otros antecedentes que fehacientemente reflejen el costo de dichos servicios.

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

2.2 Costos de operación, mantención y administración

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

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

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

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

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

Finalmente, los costos de operación, mantención y administración pertinentes, necesarios y correctamente asignados se ajustan de manera que sean eficientes para prestar el servicio de distribución de gas por red y los servicios afines que correspondan a los clientes de la concesionaria en sus respectiva zona de concesión, de acuerdo a los niveles de calidad y seguridad de servicio establecidos en la normativa vigente. Este ajuste toma en consideración variables características de la empresa concesionaria³, de manera que el ajuste incorpore las ganancias de eficiencia que provengan tanto de una mejor gestión en el tiempo que acerque gradualmente a la concesionaria a los estándares de otras empresas distribuidoras de gas o eventualmente otras empresas de servicio público comparables, como también que incorpore las ganancias de eficiencia provenientes de mayores escalas de producción y/o densificación.

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

3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES

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

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

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

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

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

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

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

4 DETERMINACIÓN DE LOS BIENES INTANGIBLES Y DEL CAPITAL DE EXPLOTACIÓN

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

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

5 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN

La determinación de los costos anuales de inversión se realiza en base a transformar el VNR de los bienes de la zona de concesión en costos anuales de inversión de igual monto, en adelante "Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo" o "AVNR", considerando para ello su vida útil económica, valor residual igual a cero y una tasa de actualización igual a la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria en la respectiva zona de concesión.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6 CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES

Los impuestos a las utilidades se calculan considerando la tasa general del Impuesto de Primera Categoría de la Ley sobre Impuesto a la Renta vigente en el año 2016 (24%), y una base igual a la diferencia entre los ingresos de explotación anual y la suma de los costos de explotación y de la depreciación del período.

La depreciación se calcula linealmente sobre la base de la vida útil tributaria de los bienes de la empresa concesionaria determinada en el Informe Técnico Preliminar de VNR. Cuando la vida útil tributaria es menor que la vida útil económica de un bien y para efectos de consistencia con el cálculo del AVNR, se determina un valor de depreciación anual equivalente durante la vida útil económica del bien que entrega el mismo flujo de caja actualizado que se obtendría con una depreciación lineal calculada con la vida útil tributaria. Para estos efectos se

utiliza la tasa de rentabilidad económica anual como factor de actualización, tal como se muestra a continuación:

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

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

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

Dónde:

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

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

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

7 CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA

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

El flujo neto corresponde a la diferencia entre los ingresos anuales de explotación y la suma de los costos anuales de explotación, de inversión y los impuestos a las utilidades, de acuerdo a la siguiente expresión:

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

Dónde:

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

CAPÍTULO II: TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2016 - CONCESIONES REGIÓN METROPOLITANA Y REGIÓN DE O'HIGGINS

1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016

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

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

1. Corte y reposición de servicio.
2. Prueba de hermeticidad en la matriz interior, a solicitud del cliente.
3. Retiro e instalación de empalme, a solicitud del cliente.

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

Revisados y analizados los demás ingresos informados por la concesionaria en la categoría "Actividades de Distribución", se estima que éstos corresponden a ingresos de explotación por la prestación del servicio público de distribución de gas.

En consecuencia, los ingresos de explotación a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2016 por zona de concesión se muestran en la Tabla II.1. El detalle de los ingresos de explotación considerados se muestra en Anexo III.

Tabla II.1: Ingresos de Explotación

Ingresos de Explotación	Zona de concesión		Total Metrogas (\$)
	RM (\$)	O'Higgins (\$)	
Servicio público de distribución de gas			
Otros Servicios que forman parte de la distribución de gas			
Servicios Afines			
Total Ingresos de Explotación			

2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016

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

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

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

Desde enero a mayo de 2016 el suministro de gas fue realizado por GNL Chile S.A., empresa no relacionada con la concesionaria. Metrogas pagó también a GNL Chile S.A. los costos de regasificación del GNL, que incluye transporte desde Quintero a Quillota.

Desde junio a diciembre 2016 el suministro de gas fue realizado por Aprovevisionadora Global de Energía S.A. (AGESA), empresa relacionada con la concesionaria. Metrogas pagó también a AGESA los costos de regasificación del GNL, que incluye transporte desde Quintero a Quillota.

Durante todo el año 2016, el transporte de gas desde Quillota hasta la Región Metropolitana fue prestado por Electrogas S.A., empresa no relacionada con la concesionaria. Adicionalmente, el transporte de gas dentro de la Región Metropolitana y hacia la Región de O'Higgins fue prestado por Gasandes S.A., empresa relacionada con la concesionaria.

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

Respecto de los contratos con empresas relacionadas, de acuerdo al análisis y revisión efectuado por esta Comisión en cumplimiento de las normas legales aplicables, y según lo señalado en Resolución Exenta CNE N° 441 de 11 de agosto de 2017, se tuvo por verificado que la gestión de compra asociada a estos contratos de Metrogas S.A., en lo relativo a la compra de gas, servicio de regasificación y transporte por ductos, son económicamente eficientes de acuerdo a condiciones de mercado. En consecuencia, también en este caso, el costo del gas en cada punto de conexión y de los demás costos para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución corresponde a lo efectivamente pagado por Metrogas.

En todos estos contratos, el costo de almacenamiento por seguridad o respaldo no corresponde a almacenamiento operativo y por lo tanto no califica dentro del concepto "otros costos necesarios para llevar el gas al ingreso del sistema de distribución", por lo que se excluye del costo del gas.

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

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

Costos del gas al ingreso del sistema de distribución	Zona de concesión		Total Metrogas
	RM (\$)	O'Higgins (\$)	(\$)
Compra de gas			
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución (1)			
Total			

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

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

En consistencia con la reasignación de ingresos por servicios afines, sólo se consideran los costos de los servicios afines señalados en el numeral 1 de este Capítulo. Los costos de los demás servicios que la concesionaria reportó bajo este ítem se contemplan como parte de los costos del servicio público de distribución de gas.

Los costos de operación, mantención y administración resultantes fueron ajustados por eficiencia de acuerdo a la

metodología señalada en el numeral 2.2 del capítulo I. El factor de corrección por eficiencia es de un [REDACTED] para la zona de concesión Región Metropolitana y 0% para la Región de O'Higgins.

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

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

	Zona de concesión		Total Metrogas
	RM (\$)	O'Higgins (\$)	
Costos de operación, mantención y administración	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016

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

Se consideró sólo aquellos gastos de comercialización necesarios para la captación y conexión de nuevos clientes, de acuerdo con los criterios definidos en el numeral 3 del Capítulo I de este informe.

En el caso de empresa concesionaria Metrogas, se descontó de lo informado los montos por aportes de artefactos, los gastos de marketing y fuerza de ventas, los costos incluidos en el VNR asociados a montaje de medidores y construcción de empalmes y los aportes de terceros que hayan estado incluidos en lo informado. En Anexo IV se muestra el detalle de estas correcciones.

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

Tabla II.4: Gastos eficientes de comercialización

Año	Región Metropolitana (UF)	Region O'Higgins (UF)
2007	[REDACTED]	[REDACTED]
2008	[REDACTED]	[REDACTED]
2009	[REDACTED]	[REDACTED]
2010	[REDACTED]	[REDACTED]
2011	[REDACTED]	[REDACTED]
2012	[REDACTED]	[REDACTED]
2013	[REDACTED]	[REDACTED]
2014	[REDACTED]	[REDACTED]
2015	[REDACTED]	[REDACTED]
2016	[REDACTED]	[REDACTED]
Total	[REDACTED]	[REDACTED]

El plazo escogido por la empresa para la amortización de los gastos de comercialización eficientes es de 10 años. La tasa de costo de capital que se utiliza como tasa de descuento para efectos de la amortización es de 6%.

En consecuencia, la cuota anual de amortización de estos gastos que se considera para el año 2016, por zona de concesión es [REDACTED] la que se incluye dentro de los costos de explotación en el numeral 5 de este Capítulo.

4 COSTOS DE INVERSIÓN AÑO CALENDARIO 2016

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

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

De la revisión de consistencia, se considera también el año informado por la empresa concesionaria, para cada zona de concesión, para las plantas de fabricación y estaciones de regulación y medición, cruces y plantas de odorización para los mismos efectos. En consecuencia, se distribuyó el VNR de estas instalaciones para cada año según lo informado, para cada zona de concesión.

Para las válvulas, trampas pigs y sistema de protección catódica no hay consistencia con la evolución de entrada en operación de las redes de distribución, en el caso de la Región Metropolitana, por lo que se asignó a cada año una fracción del VNR de cada tipo de instalación según el criterio del numeral 5.1 del Capítulo I del presente informe. En Anexo V se muestra la evolución de entrada en operación de redes de distribución.

Para acometidas, empalmes y medidores no se verificó consistencia con la evolución de los clientes por año, por tipo de cliente, en el caso de la Región Metropolitana, por lo que se asignó a cada año una fracción del VNR de cada tipo de instalación según el criterio del numeral 5.1 del capítulo I del presente informe. En Anexo VI se muestra la evolución de los clientes por año.

Para los otros bienes muebles e inmuebles y los bienes intangibles y capital de explotación se aplicaron los criterios definidos en el numeral 5.1 del Capítulo I del presente Informe.

El resumen de los costos de inversión valorizados como VNR que serán transformados en costos anuales de inversión en función de su AVNR para el año calendario 2016, con tasa de actualización diferenciada según la entrada en operación de los bienes, se muestra en la Tabla II.5 y II.6. El detalle del VNR asignado a cada año del período 2002-2016 para estos mismos efectos se muestra en Anexo VII.

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

Tipo de bien o Instalación	VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
	Hasta 2001	2002-2016	
Plantas de Fabricación			
Plantas de Biogas			
Planta Propano - aire			
Redes de Distribución			
Primarias			
Tuberías			
Valvulas			
Trampas de Pigs			
Sistema de Protección Catódica			
Cruces			
Plantas de Odorización			
Secundarias			
Tuberías			
Valvulas			
Cruces			
Terciarias			
Tuberías			
Valvulas			
Cruces			
Estacion de Regulación y Medición			
Estación de Regulación y Medición			
Acometidas, Empalmes y Medidores			
Primarias			
Acometida Industriales			
Empalmes Industriales			
Medidores Industriales			
Secundarias			
Acometida Industriales			
Empalmes Industriales			
Medidores Industriales			
Terciarias			
Acometida Industriales			
Empalmes Industriales			
Medidores Industriales			
Acometida Comerciales			
Empalmes Comerciales			
Medidores Comerciales			
Acometidas Residenciales Comunitarios			
Empalmes Residenciales Comunitarios			
Acometidas Residenciales Individuales			
Empalmes Residenciales Individuales			
Medidores Residenciales			
Otros Activos			
Muebles e inmuebles			
Terrenos			
Edificaciones			
Vehiculos y equipos de transportes			
Equipos de Telemedición			
Equipos de control de calidad y laboratorio			
Herramientas y equipos de bodega			
Equipos de comunicación y computacion			
Sistemas y software			
Muebles y equipos de oficina			
Intangibles y Capital			
Bienes Intangibles			
Capital de Explotación			
Total VNR			

Tabla II.6: Costos de Inversión año calendario 2016 - Zona de concesión R. O'Higgins

Tipo de bien o Instalación	VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
	Hasta 2001	2002-2016	
Redes de distribución			
Primarias			
Tuberías			
Valvulas			
Trampas de Pigs			
Sistema de Protección Catódica			
Cruces			
Plantas de Odorización			
Terciarias			
Tuberías			
Valvulas			
Cruces			
Estacion de Regulacion y Medición			
Estación de Regulación y Medición			
Acometidas, Empalmes y Medidores			
Primarias			
Acometida Industriales			
Empalmes Industriales			
Medidores Industriales			
Terciarias			
Acometida Industriales			
Empalmes Industriales			
Medidores Industriales			
Acometida Comerciales			
Medidores Comerciales			
Acometidas Residenciales Comunitarios			
Acometidas Residenciales Individuales			
Empalmes Residenciales Individuales			
Medidores Residenciales			
Otros Activos			
Muebles e inmuebles			
Edificaciones			
Vehiculos y equipos de transportes			
Equipos de Telemedicion			
Equipos de control de calidad y laboratorio			
Herramientas y equipos de bodega			
Equipos de comunicación y computacion			
Sistemas y software			
Muebles y equipos de oficina			
Intangibles y Capital			
Bienes Intangibles			
Capital de Explotación			
Total VNR			

5 TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2016

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

Los valores considerados para los distintos componentes que resultan en un flujo neto cero se muestran en la Tabla II.7.

Tabla II.7: Componentes para determinar flujo neto

	RM (M\$)	O'Higgins (M\$)
Ingresos de Explotación		
Costos de Explotación		
AVNR1 (Hasta 2001)		
AVNR2 (2002-2016)		
Impuestos		
Flujo Neto		

En consecuencia, la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria Metrogas en la zona de concesión Región Metropolitana es de [REDACTED] y en la zona de concesión Región de O'Higgins es de [REDACTED]

CAPÍTULO III. ANEXOS

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

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

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

Para el ajuste por eficiencia en el año 2016, la metodología propuesta toma como punto de partida a cada empresa como una “unidad de análisis o decisión” (DMU, por sus siglas en inglés) que tiene autonomía para gestionar las variables mencionadas. Así, la especificación del modelo SFA considera como insumos todas las variables gestionadas por la DMU, es decir, los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA); y como productos, las variables físicas que no son resultado de su gestión, es decir, el volumen de gas, clientes y extensión de red⁴. Los datos corresponden a los años 2010 y 2016.

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

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

⁴ Esta variable no resultó significativa del modelo y se eliminó.

Tabla I.1. Resultados de eficiencia – Método SFA

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

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

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

ANEXO II: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA

1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN

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

Tabla II.1.1: Ingresos de explotación informados

Actividades de Ingresos	Zona de concesión		Total Metrogas (\$)
	RM (\$)	O'Higgins (\$)	
Ventas a Clientes Redes Primarias			
Ventas a Clientes Redes Secundarias			
Ventas a Clientes Redes Terciarias			
Provisión de ventas o energía en medidores Redes Terciarias			
Peajes por Transporte de Gas en Red de Distribución			
Servicios Afines			
TOTAL INGRESOS ACTIVIDADES DISTRIBUCIÓN			
Otras Actividades			
Venta de transporte, suministro y almacenamiento de gas a terceros, sin uso de red de distrib.			
Venta de Equipos y Artefactos			
Mantenimiento y servicios a equipos de terceros			
Venta de materiales y servicios			
Venta de otros servicios y productos			
Otros Servicios			
TOTAL INGRESOS OTRAS ACTIVIDADES			

Tabla II.1.2: Servicios afines informados

Servicios Afines	Residencial (\$)	Comercial (\$)	Industrial (\$)	Total (\$)
Arriendo de Medidores				
Venta de reguladores - Venta de servicios de empalmes (modificaciones y emplames)				
Corte y reposición de suministro de gas				
Otros				
Total				

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

Tabla II.1.3: Detalle de servicios informados como servicios afines

Tipo de Servicio	RM (\$)	O'Higgins (\$)	Total (\$)
Arriendo de medidor			
Corte y Reposición			
Prueba de hermeticidad para red interior de gas en baja presión y en la matriz interior de gas en baja presión			
Retiro y traslado de empalme individual e Instalación de emplame individual y multiple			
Venta de reguladores de artefactos			

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

Actividades de Costos	Zona de concesión		Total Metrogas
	RM (\$)	O'Higgins (\$)	
Suministro de Gas			
Plantas de Fabricación o Respaldo de Gas			
Operación y Mantenimiento Redes Primarias			
Operación y Mantenimiento Redes Secundarias			
Operación y Mantenimiento Redes Terciarias			
Operación y Mantenimiento Empalmes y Medidores			
Atención Comercial Suministro de Gas			
Servicios Afines			
Atención Comercial Servicios Afines			
Total costos de explotacion actividades distribución			
Costos venta de transp, suministro y almacenamiento de gas a terceros sin uso de la red			
Costos venta de Equipos y Artefactos			
Mantenimiento y servicios a equipos de terceros			
Venta de materiales y servicios			
Venta de otros servicios y productos			
Atención de clientes por servicios no incluidos en chequeo de r			
Participación accionaria en otras empresas			
Negocios financieros			
Multas e indemnizaciones a terceros			
Gastos en donaciones y obras de beneficencia			
Costos destinados a VNR			
Otras actividades			
Total costos de explotacion otras actividades			
TOTAL COSTOS EXPLOTACIÓN			

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

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

Costos de Explotación	Zona de concesión		Total Metrogas (\$)
	RM (\$)	O'Higgins (\$)	
Compra de gas			
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución			
Operación, mantención y administración			
Total Costos de Explotación			

3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

Tabla II.3.1: Gastos de comercialización 2007-2015 – RM. Informados

Año	Gastos Activados (UF)	Conversión (UF)	Marketing (UF)	Aportes de Comercialización a Industrias (UF)	Total (UF)
2007					
2008					
2009					
2010					
2011					
2012					
2013					
2014					
2015					
Total					

Tabla II.3.2: Gastos de comercialización 2016 - RM. Informados

Tipo de servicio de gas	Tipo de instalaciones								Costo Total comercialización MM\$		
	Nuevas				Existentes				Total	Aporte empresa	Aporte cliente
	Cantidad	Total	Aporte empresa	Aporte cliente	Cantidad	Total	Aporte empresa	Aporte cliente			
Residencial Individual											
Residencial Multiple											
Residencial Central Térmica											
Comercial											
Industrial											
Total											

Tabla II.3.3: Gastos de comercialización 2016 – R. O'Higgins. Informados

Tipo de servicio de gas	Tipo de instalaciones							
	Nuevas				Existentes			
	Cantidad	Total (MM\$)	Aporte empresa (MM\$)	Aporte cliente (MM\$)	Cantidad	Total (MM\$)	Aporte empresa (MM\$)	Aporte cliente (MM\$)
Residencial Individual								
Residencial Multiple								
Residencial Central Térmica								
Comercial								
Industrial								
Total								

ANEXO III: INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016 - DETALLE

Tabla III.1: Ingresos de explotación año 2016

Ingresos de Explotación	Zona de concesión		Total Metrogas (\$)
	RM (\$)	O'Higgins (\$)	
Ventas a Clientes Redes Primarias			
Ventas a Clientes Redes Secundarias			
Ventas a Clientes Redes Terciarias			
Provisión de ventas o energía en medidores Redes Terciarias			
Peajes por Transporte de Gas en Red de Distribución			
Servicios Afines			
Otros Servicios que forman parte de la distribución			
Total Ingresos de Explotación			

ANEXO IV: GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES EFECTUADOS ENTRE LOS AÑOS 2007 Y 2016 – DETALLE

Tabla IV.1: Gastos eficientes de comercialización - RM

Año	Gastos Informados (UF)	Gastos no reconocidos (UF)					Gastos de Comercialización eficientes (UF)
		Marketing	Aportes de Comercialización a Industrias (UIE)	Montaje empalmes	Montaje medidores	Artefactos y comodatos	
2007							
2008							
2009							
2010							
2011							
2012							
2013							
2014							
2015							
2016							

(*) El descuento del año 2

Tabla IV.2: Gastos eficientes de comercialización – R. O'Higgins

Año	Gasto total informado (\$)	Gastos no reconocidos (\$)			Gastos Eficientes de comercialización (\$)
		aporte cliente	fuerza de ventas	marketing	
2016					

ANEXO V: EVOLUCIÓN DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Tabla V.1: Evolución entrada en operación de redes - RM

Año entrada en operación	Redes Primarias		Redes Secundarias		Redes Terciarias		Redes de distribución	
	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%
1996 -2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008								
2009								
2010								
2011								
2012								
2013								
2014								
2015								
2016								
Total								

Tabla V.2: Evolución entrada en operación de redes – R. O'Higgins

Año entrada en	Redes Primarias		Redes Terciarias		Redes de distribución	
	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%
1996 -2001						
2002						
2003						
2004						
2005						
2006						
2007						
2008						
2009						
2010						
2011						
2012						
2013						
2014						
2015						
2016						
Total						

ANEXO VI: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES POR AÑO

Tabla VI.1: Clientes Región Metropolitana

Año	Tipo de clientes		
	Industriales	Comerciales	Residenciales
1997			
1998			
1999			
2000			
2001			
2002			
2003			
2004			
2005			
2006			
2007			
2008			
2009			
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			

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

Tabla VII.1: VNR año calendario 2016 - RM. Asignación anual

Tipo de bien o Instalación	VNR (M\$)															
	Hasla 2001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Plantas de Fabricación																
Plantas de Biogas																
Planta Propano - aire																
Redes de distribución																
Primarias																
Tuberías																
Valvulas																
Trampas de Pigs																
Sistema de Protección Catódica																
Cruces																
Plantas de Odorización																
Secundarias																
Tuberías																
Valvulas																
Cruces																
Terciarias																
Tuberías																
Valvulas																
Cruces																
Estacion de Regulación y Medición																
Estación de Regulación y Medición																
Acometidas, Empalmes y Medidores																
Primarias																
Acometida Industriales																
Empalmes Industriales																
Medidores Industriales																
Secundarias																
Acometida Industriales																
Empalmes Industriales																
Medidores Industriales																
Terciarias																
Acometida Industriales																
Empalmes Industriales																
Medidores Industriales																
Acometida Comerciales																
Empalmes Comerciales																
Medidores Comerciales																
Acometidas Residenciales Comunitarios																
Acometidas Residenciales Individuales																
Empalmes Residenciales Individuales																
Medidores Residenciales																
Otros Activos																
Muebles e inmuebles																
Terrenos																
Edificaciones																
Vehiculos y equipos de transportes																
Equipos de Telemedición																
Equipos de control de calidad y laboratorio																
Herramientas y equipos de bodega																
Equipos de comunicación y computacion																
Sistemas y software																
Muebles y equipos de oficina																
Total VNR																


Tabla VII.2: VNR año calendario 2016 – R. O'Higgins. Asignación Anual

Tipo de bien o Instalación	VNR (M\$)													
	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Redes de distribución														
Primarias														
Tuberías														
Valvulas														
Trampas de Pigs														
Sistema de Protección Catódica														
Cruces														
Plantas de Odorización														
Terciarias														
Tuberías														
Valvulas														
Cruces														
Estacion de Regulacion y Medición														
Estación de Regulación y Medición														
Acometidas, Empalmes y Medidores														
Primarias														
Acometida Industriales														
Empalmes Industriales														
Medidores Industriales														
Terciarias														
Acometida Industriales														
Empalmes Industriales														
Medidores Industriales														
Acometida Comerciales														
Medidores Comerciales														
Acometidas Residenciales Comunitarios														
Acometidas Residenciales Individuales														
Empalmes Residenciales Individuales														
Medidores Residenciales														
Otros Activos														
Muebles e inmuebles														
Edificaciones														
Vehiculos y equipos de transportes														
Equipos de Telemedicion														
Equipos de control de calidad y laboratorio														
Herramientas y equipos de bodega														
Equipos de comunicación y computacion														
Sistemas y software														
Muebles y equipos de oficina														
Total VNR														

ARTÍCULO SEGUNDO: Notifíquese la presente resolución a la empresa concesionaria de distribución de gas Metrogas 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 esta resolución, debiéndose enviar al correo electrónico chequeorentabilidadgas@cne.cl, con copia a los correos mmancilla@cne.cl y jmendez@cne.cl.

Anótese, archívese y notifíquese.




ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



DISTRIBUCIÓN:

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