



REF.: Aprueba Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas.

SANTIAGO, 27 ABR 2017

RESOLUCION EXENTA Nº 216

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9º letra h) del D.L. Nº 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", modificado por la Ley Nº 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. Nº 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";
- c) Lo dispuesto en la Ley Nº 20.999 de 2017, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica, en adelante "Ley Nº 20.999", publicada en el Diario Oficial con fecha 9 de febrero de 2017;
- d) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE Nº 86, de 14 de febrero de 2017, que Fija normas para la convocatoria, inscripción y cierre de los registros de participación ciudadana contemplados en la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución Nº 86";
- e) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE Nº 115, de 13 de marzo de 2017, que Constituye Registro de Participación Ciudadana del proceso de cálculo de la Tasa de Costo Anual de Capital contemplado en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución Nº 115";
- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE Nº 117, de 15 de marzo de 2017, publicada en el Diario Oficial con fecha 21 de marzo de 2017, que Establece normas para la determinación de la Tasa de Costo Anual de Capital, y especialmente el factor individual por zona de concesión, referidos en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución Nº 117";
- g) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE Nº 209, de 26 de abril de 2017, que Modifica Resolución Exenta CNE Nº 117, de fecha 15 de marzo de 2017, Establece normas para la determinación de la Tasa de Costo Anual de Capital, y especialmente el factor individual por zona de concesión, referidos en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución Nº 209";

- h) Lo informado mediante Resolución Exenta CNE N° 138, de fecha 22 de marzo de 2017, que Aprueba Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de Costo Anual de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución N° 138";
- i) Las observaciones recibidas de Empresas Lipigas S.A., mediante carta GAS/001/2017, de fecha 5 de abril de 2017;
- j) Las observaciones recibidas de Gasvalpo SpA, mediante carta GG-017-2017, de fecha 5 de abril de 2017;
- k) Las observaciones recibidas de Gassur S.A., mediante carta N° GS/000-2017-1, de fecha 5 de abril de 2017;
- l) Las observaciones recibidas de Metrogas S.A., mediante carta N° GG N° 045.2017, de fecha 5 de abril de 2017;
- m) Las observaciones recibidas de Gasco S.A., mediante carta s/número, de fecha 5 de abril de 2017;
- n) Las observaciones recibidas de Intergas S.A., mediante carta s/número, de fecha 5 de abril de 2017; y,
- o) Lo señalado en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, con fecha 9 de febrero de 2017, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.999, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica;
- b) Que, conforme a lo dispuesto en el nuevo artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, la tasa de costo anual de capital, que deberá utilizarse para los fines establecidos en la referida Ley, debe ser calculada cuatrienalmente por la Comisión y contenida en un respectivo informe técnico preliminar;
- c) Que, de acuerdo a la Ley, para el referido cálculo se debe considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, el premio por riesgo de mercado y un factor individual por zona de concesión;
- d) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley y el artículo decimosexto transitorio de la Ley N° 20.999, la Comisión dictó la Resolución Exenta CNE N° 117, de 15 de marzo de 2017, publicada en el Diario Oficial con fecha 21 de marzo de 2017, que Establece normas para la determinación de la Tasa de Costo Anual de Capital, y especialmente el factor individual por zona de concesión, referidos en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas;



- e) Que, el artículo tercero transitorio de la Ley N° 20.999 establece que, antes del 31 de julio de 2017, la Comisión deberá emitir el informe técnico preliminar que fija la tasa de costo de capital que se aplicará para el cuatrienio 2018-2021, y a que se refiere el artículo 32 de la Ley;
- f) Que, adicionalmente, el numeral 2 del artículo cuarto transitorio de la Ley N° 20.999, establece que en el informe técnico preliminar referido en el literal precedente se deberá fijar la tasa de costo de capital aplicable a los chequeos de rentabilidad económica correspondientes al ejercicio de los años calendario 2016 y 2017;
- g) Que, en virtud de lo establecido en el artículo 32 de la Ley y lo dispuesto en la Resolución N°86, mediante la Resolución N° 115 se constituyó el Registro de Participación Ciudadana del proceso de cálculo de la Tasa de Costo Anual de Capital;
- h) Que, en virtud de lo establecido en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas y los artículos tercero y cuarto transitorios de la Ley N° 20.999, y la Resolución N° 117, esta Comisión aprobó, mediante Resolución N° 138, el Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de Costo Anual de Capital;
- i) Que, estando dentro del plazo legal, las empresas concesionarias de distribución de gas de red enviaron las observaciones al Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de Costo Anual de Capital que se identifican en los literales h) a m) de Vistos;
- j) Que, en el marco del proceso de revisión de las observaciones señaladas precedentemente, surgieron nuevos antecedentes que llevaron a modificar la resolución de carácter reglamentario N° 117, mencionada en el literal f) de Vistos, específicamente, con el fin de evaluar de mejor manera los factores de riesgo asociados a las características de la demanda y las condiciones de explotación, tal como se explica en el considerando h) de la Resolución N° 209; y
- k) Que, en consecuencia, habiéndose dado cumplimiento a las respectivas etapas e hitos que contempla la Ley de Servicios de Gas, corresponde emitir y aprobar a través del presente acto administrativo el Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébese el siguiente "Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas. Cuatrienio 2018-2021", cuyo texto se transcribe a continuación:



INFORME TÉCNICO FINAL

TASA DE COSTO DE CAPITAL DECRETO CON FUERZA DE LEY 323 LEY DE SERVICIOS DE GAS

CUATRIENIO 2018-2021

**Abril de 2017
SANTIAGO – CHILE**

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	TASA LIBRE DE RIESGO	4
3.	PREMIO POR RIESGO DE MERCADO.....	5
4.	RIESGO SISTEMÁTICO	6
5.	FACTORES INDIVIDUALES POR ZONA DE CONCESIÓN	7
5.1.	Factor por tamaño	7
5.2.	Factor por riesgos específicos.....	8
5.2.1.	Estabilidad del negocio	9
5.2.2.	Concentración de clientes	10
5.2.3.	Dependencia del proveedor	10
5.2.4.	Valor factor por riesgos específicos	11
5.3.	Valores factores individuales por zona de concesión.....	12
6.	TASA DE COSTO DE CAPITAL APLICABLE AL CUATRIENIO 2018-2021	12
7.	TASA DE COSTO DE CAPITAL APLICABLE A LOS CHEQUEOS DE RENTABILIDAD ECONÓMICA CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO DE LOS AÑOS CALENDARIOS 2016 Y 2017	14
7.1.	Tasa libre de riesgo.....	14
7.2.	Premio por riesgo de mercado	15
7.3.	Riesgo sistemático	15
7.4.	Factores individuales por zona de concesión.....	15
7.5.	Cálculo de tasa de costo de capital.....	16
	ANEXO: RESPUESTA A OBSERVACIONES AL INFORME TÉCNICO PRELIMINAR	18

1. INTRODUCCIÓN

Con fecha 9 de febrero de 2017 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.999, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones que indica, en adelante e indistintamente "Ley N° 20.999".

De acuerdo a lo establecido en el artículo tercero transitorio del citado cuerpo legal, antes del 31 de julio de 2017, la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", debe emitir el informe técnico preliminar que fija la tasa de costo de capital a que se refiere el artículo 32 del DFL N° 323, de 1931, Ley de Servicios de Gas, del Ministerio del Interior y sus modificaciones, en adelante e indistintamente "la Ley" o "Ley de Servicios de Gas", que se aplicará en el cuatrienio 2018-2021 para los fines establecidos en dicha ley. Por otro lado, el artículo cuarto transitorio de la Ley N° 20.999 dispone que la tasa de costo de capital aplicable a los chequeos de rentabilidad económica correspondientes al ejercicio de los años calendario 2016 y 2017 se deberá encontrar incluida en el presente informe técnico.

El artículo 32 de la Ley establece que la tasa de costo anual de capital debe ser calculada por la Comisión cada cuatro años, debiendo considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, el premio por riesgo de mercado y un factor individual por zona de concesión.

El riesgo sistemático señalado, se define como un valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución de gas con respecto a las fluctuaciones del mercado.

La tasa de rentabilidad libre de riesgo corresponde a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. La elección del tipo de instrumento y su plazo deben considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años contados desde su mes de cálculo. El período considerado para establecer el promedio debe corresponder a seis meses.

El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas.

El factor individual por zona de concesión se determina con el fin de reconocer diferencias en las condiciones del mercado en que operan las empresas concesionarias. Este factor individual se determina para cada empresa en cada zona de concesión, según la evaluación de los factores de riesgo asociados a las características de la demanda y las condiciones de explotación que enfrente cada empresa, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 117, de 15 de marzo de 2017, de carácter reglamentario, que Establece normas para la determinación de la tasa de costo anual de capital, y especialmente del factor individual por zona de concesión, referidos en el artículo

32 de la Ley de Servicios de Gas, publicada en el Diario Oficial con fecha 21 de marzo de 2017, en adelante e indistintamente "Resolución Exenta CNE N° 117" y modificada por la Resolución Exenta CNE N° 209, de 26 de abril de 2017, que Modifica Resolución Exenta CNE N° 117, de fecha 15 de marzo de 2017, que Establece normas para la determinación de la tasa de costo anual de capital, y especialmente del factor individual por zona de concesión, referidos en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución Exenta CNE N° 209". El factor individual por zona de concesión no puede ser superior a un punto porcentual.

De este modo, la tasa de costo de capital será el factor individual por zona de concesión más la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático. En todo caso, la tasa de costo anual de capital no podrá ser inferior al seis por ciento.

Es así como mediante Resolución Exenta CNE N° 138, de fecha 22 de marzo de 2017, esta Comisión aprobó el Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de Costo Anual de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, el cual fue publicado en la página web de la Comisión y comunicado con esa misma fecha a las empresas concesionarias de distribución de gas y a los participantes del Registro de Participación Ciudadana, constituido mediante Resolución Exenta CNE N° 115, de 13 de marzo de 2017, que Constituye Registro de Participación Ciudadana del proceso de cálculo de la Tasa de Costo Anual de Capital contemplado en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas.

Dentro del plazo establecido en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, presentaron observaciones al referido Informe Técnico Preliminar las empresas Gasvalpo SpA, Metrogas S.A., Empresas Lipigas S.A., Gassur S.A., Gasco S.A., e Intergas S.A.

De esta manera, habiéndose cumplido con lo dispuesto en la Ley de Servicios de Gas, en la Resolución Exenta CNE N° 117, modificada por la Resolución Exenta CNE N° 209, corresponde emitir el Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de Costo Anual de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, que se aplicará al cuatrienio 2018 – 2021 según los fines establecidos en la Ley, y en los chequeos de rentabilidad económica correspondientes al ejercicio de los años calendarios 2016 y 2017.

Forma parte integrante del presente Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de Costo Anual de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, el anexo con respuestas a las observaciones planteadas por las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas.

2. TASA LIBRE DE RIESGO

La tasa de rentabilidad libre de riesgo corresponde a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. La elección del tipo de instrumento y su plazo deben considerar las características

de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años contados desde su mes de cálculo. El período considerado para establecer el promedio debe ser de seis meses.

La liquidez está relacionada con la facilidad con que un inversionista pueda comprar o vender un determinado instrumento en un momento específico. Para ello, se compara la cantidad de transacciones realizadas, los montos transados y la presencia del instrumento en el mercado.

Según la información que la Bolsa de Comercio de Santiago reporta mediante su Informativo Bursátil Mensual, los tipos de instrumentos que presentan mayor cantidad de transacciones y mayor monto transado en el mercado secundario los últimos 24 meses (desde febrero de 2015 hasta enero de 2017) son los bonos del Banco Central de Chile reajutable en UF a 10 años plazo (BCU-10), seguido por los bonos de la Tesorería General de la República reajutable en UF a 10 años plazos (BTU-10) y los bonos del Banco Central de Chile reajutable en UF a 5 años plazo (BCU-5).

Respecto a la estabilidad, ésta se determina como la desviación estándar que presenta la tasa interna de retorno ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. En base a información diaria de Bloomberg para los 24 meses señalados en el párrafo precedente, se obtiene que los tipos de instrumentos que presentan una mayor estabilidad (menor desviación estándar) son los BCU-20, BCU-30 y BCU-10.

Por lo tanto, dado que el BCU-10 presenta buenas características de liquidez, estabilidad y montos transados, el instrumento reajutable en moneda nacional que se deberá utilizar para determinar anualmente la tasa libre de riesgo para los procesos de chequeo de rentabilidad y fijación de tarifas durante el cuatrienio 2018-2021 corresponde al BCU-10.

3. PREMIO POR RIESGO DE MERCADO

El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida en la Ley de Servicios de Gas y en el presente informe.

Para estimar la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada se aplica un modelo de valoración de activos de capital (CAPM, por sus siglas en inglés) adaptado a países emergentes. La aplicabilidad de este modelo a la realidad chilena se analiza en el estudio "Cálculo de la tasa de costo de capital para empresas distribuidoras de gas de red", realizado por Estudios Energéticos Consultores S.A., y concluye que la tasa nominal esperada de retorno del mercado chileno es igual a 1,035 veces el valor esperado del retorno del mercado de Estados Unidos (Bolsa de Nueva York).

La tasa esperada de retorno del mercado de Estados Unidos se determina como el promedio simple de los últimos 30 años en el mercado de la Bolsa de Nueva York (desde 1987 hasta 2016), de acuerdo al índice Standard & Poor's 500 publicado por Ibbotson Associates / Duff & Phelps. De este modo, el retorno esperado del mercado de Estados Unidos se estima en 11,61% y, en consecuencia, la tasa nominal de retorno del mercado chileno en 12,02%.

Esta última tasa corresponde al valor nominal que arbitra para un inversionista internacional el mercado chileno, por lo que, para obtener la tasa real de retorno de mercado chileno, es necesario realizar un ajuste por inflación en el mercado de referencia. Para ello, se utiliza la siguiente relación:

$$(1 + \textit{tasa nominal}) = (1 + \textit{tasa real}) \cdot (1 + \textit{inflación})$$

La inflación esperada del mercado de Estados Unidos se estima como el promedio de los seis meses previos (entre junio 2016 y noviembre 2016) entre las diferencias de las tasas del Tesoro de los Estados Unidos nominales y ajustadas por inflación, obtenidas a partir de la información publicada por la Reserva Federal de Estados Unidos en su sitio web. Así, la inflación esperada para Estados Unidos se estima en 1,57% y, por lo tanto, la rentabilidad real de la cartera de inversiones de mercado diversificada se estima en 10,29%.

Finalmente, el premio por riesgo de mercado se debe calcular como la diferencia entre la tasa de rentabilidad de mercado y la tasa libre de riesgo, esta última establecida a partir del mismo instrumento individualizado en el capítulo 2 del presente informe y calculada para la fecha de referencia utilizada para determinar la tasa de rentabilidad de mercado. En consecuencia, la tasa libre de riesgo para determinar el premio por riesgo de mercado se estima en 1,42%, equivalente a la tasa interna de retorno promedio del BCU-10 desde junio de 2016 hasta noviembre de 2016, y, considerando que el retorno de mercado chileno es de 10,29%, el premio por riesgo de mercado para el cuatrienio 2018-2021 es igual a 8,87%.

4. RIESGO SISTEMÁTICO

El riesgo sistemático mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución de gas con respecto a las fluctuaciones del mercado.

Para determinar el riesgo sistemático se utiliza como referencia internacional, para la industria de distribución de gas natural, las estimaciones de Duff & Phelps en su Valuation Handbook de costo de capital para industrias (coeficiente beta con ajuste de Blume desapalancado).

Estas estimaciones son realizadas mediante regresiones con una ventana de 60 meses y desapalancadas utilizando la fórmula de Miles-Ezzell, lo que permite incorporar el costo creciente de la deuda ante mayores niveles de endeudamiento.

El valor de riesgo sistemático estimado por Duff & Phelps es 0,5.

5. FACTORES INDIVIDUALES POR ZONA DE CONCESIÓN

Los factores individuales por zona de concesión se determinan para cada empresa en cada zona de concesión, según la evaluación de los factores de riesgo asociados a las características de la demanda y las condiciones de explotación que enfrente cada empresa. El factor individual por zona de concesión no puede ser superior a un punto porcentual.

De acuerdo a la Resolución Exenta CNE N° 117, 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%.

5.1. 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 a lo siguiente:

- a) Para cada empresa concesionaria de servicio público de distribución de gas que opera en Chile se obtienen los ingresos de actividades ordinarias. Cabe precisar que según lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 117, se entenderá por actividades ordinarias a aquellas que generan ingresos brutos a la empresa durante el año calendario anterior a la determinación de la tasa de costo de capital regulada en la mencionada resolución, cuando estos beneficios resultan en un aumento del patrimonio no relacionado con aportes patrimoniales efectuados por los propietarios de la entidad. De conformidad a lo anterior, para este caso, los ingresos de actividades ordinarias de una empresa concesionaria comprenden tanto sus ingresos por el servicio público de distribución de gas como también por la prestación por parte de la empresa de otros servicios sujetos o no a la regulación de la Ley de Servicios de Gas. Los ingresos de actividades ordinarias serán determinados a partir de los estados financieros de la empresa, cuando dicha información sea pública. Si la empresa no contare con estados financieros públicos, los ingresos de actividades ordinarias serán determinados a partir de información solicitada a la empresa por la Comisión.
- b) Se considera la empresa de mayor tamaño aquella empresa concesionaria de servicio público de distribución de gas que opera en Chile que presente los mayores ingresos de actividades ordinarias.
- c) Se determina el tamaño relativo de cada empresa concesionaria de servicio público de distribución de gas que opera en Chile como la razón entre sus ingresos de actividades ordinarias y los ingresos de actividades ordinarias de la empresa de mayor tamaño.

d) Se determina el Factor por Tamaño de acuerdo al Cuadro N° 1:

Cuadro N° 1: Factor por tamaño según tamaño relativo

Tamaño relativo	Factor por tamaño
Menor o igual a 0,05	1,00%
Mayor a 0,05 y menor o igual a 0,15	0,70%
Mayor 0,15 y menor o igual a 0,30	0,35%
Mayor a 0,30	0,00%

Los ingresos de actividades ordinarias de las empresas Lipigas, GasSur, Metrogas y Gasco Magallanes, se obtienen de los estados financieros informados a la Superintendencia de Valores y Seguros, correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, los cuales son públicos.

Los ingresos de actividades ordinarias de las empresas GasValpo e Intergas también se obtienen de los estados financieros informados a la Comisión, correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, los cuales no son públicos.

De acuerdo a los ingresos de actividades ordinarias, la empresa de mayor tamaño es Metrogas. En el Cuadro N° 2 se presenta el factor por tamaño para cada empresa concesionaria.

Cuadro N° 2: Factor por tamaño por empresa concesionaria

Empresa concesionaria	Factor por tamaño
Lipigas	0,00%
GasSur	0,70%
GasValpo	0,35%
Intergas	1,00%
Metrogas	0,00%
Gasco Magallanes	0,00%

5.2. 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, acuerdo a lo dispuesto en 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° 3.

Cuadro N° 3: 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? No – Riesgo alto: 5 puntos Sí – Riesgo bajo: 1 punto	34%

5.2.1. Estabilidad del negocio

Para determinar cuánto tiempo la empresa ha operado en una determinada zona de concesión se revisan las memorias anuales de las empresas concesionarias, la descripción e historia que hacen las empresas en sus sitios web, y los decretos de concesión.

Lipigas, GasSur, Intergas, Metrogas y Gasco Magallanes tienen más de 6 años de operación, por lo que a estas empresas concesionarias se les asigna un punto por este concepto de riesgo.

GasValpo en la Región de Valparaíso tiene más de 6 años de operación, y en las Regiones de Coquimbo y del Maule tiene menos de 3 años de operación, por lo que a esta empresa se le asigna un punto en la zona de concesión de la Región de Valparaíso y 5 puntos en las zonas de concesión de las Regiones de Coquimbo y del Maule.

5.2.2. Concentración de clientes

De acuerdo a antecedentes proporcionados por las empresas para las ventas de gas realizadas durante el 2016, esta Comisión determina el porcentaje del volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas de las empresas concesionarias, por zona de concesión.

El volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas de las empresas concesionarias Lipigas y GasSur es menor al 20% del total de volumen de ventas, por lo que este concepto de riesgo se valoriza en un punto para estas empresas.

Para GasValpo, el volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas es mayor al 30% respecto del total de volumen de ventas en cada zona de concesión, por lo que este concepto de riesgo se valoriza con 5 puntos.

En el caso de Intergas, en la Región del Bío Bío el volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas es mayor al 30% del volumen total, no así en la Región de la Araucanía, donde el volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas está entre 20% y 30%. Por lo tanto, a esta empresa se le asignan 5 puntos en la Región del Bío Bío y 3 puntos en la Región de la Araucanía.

Para Metrogas en la Región Metropolitana, el volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas está entre 20% y 30% del volumen total, y en la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins es mayor al 30%. Por lo tanto, a esta empresa se le asignan 3 puntos en la Región Metropolitana y 5 puntos en la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins.

Finalmente, en el caso de Gasco Magallanes, el volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes está entre 20% y 30% del total de volumen de ventas, por lo que este concepto de riesgo se valoriza en 3 puntos para esta empresa.

5.2.3. 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 las empresas Lipigas, GasSur, GasValpo e Intergas, y con un punto para Metrogas.

En relación a Gasco Magallanes, esta empresa tiene acceso a un único proveedor, por lo que este concepto de riesgo se valoriza con 5 puntos.

5.2.4. 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%

El factor por riesgos específicos resultante para cada empresa en cada zona de concesión se puede ver en el Cuadro N° 5.

Cuadro N° 5: Factor por riesgos específicos por empresa concesionaria y zona de concesión

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Factor por riesgos específicos
Lipigas	Antofagasta	0,33%
GasSur	Bío Bío	0,33%
GasValpo	Coquimbo	1,00%
GasValpo	Maule	1,00%
GasValpo	Valparaíso	0,67%
Intergas	Bío Bío	0,67%
Intergas	La Araucanía	0,67%
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	0,33%
Metrogas	Metropolitana	0,00%
Gasco Magallanes	Magallanes	0,67%

5.3. Valores factores individuales por zona de concesión

De acuerdo a lo señalado en las secciones precedentes, en el Cuadro N° 6 se presentan los factores individuales por zona de concesión.

Cuadro N° 6: Factor individuales por zona de concesión

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Factor individual
Lipigas	Antofagasta	0,17%
GasSur	Bío Bío	0,52%
GasValpo	Coquimbo	0,68%
GasValpo	Maule	0,68%
GasValpo	Valparaíso	0,51%
Intergas	Bío Bío	0,84%
Intergas	La Araucanía	0,84%
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	0,17%
Metrogas	Metropolitana	0,00%
Gasco Magallanes	Magallanes	0,34%

6. TASA DE COSTO DE CAPITAL APLICABLE AL CUATRIENIO 2018-2021

De conformidad al artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, el presente informe técnico establece la tasa de costo de capital aplicable al cuatrienio 2018-2021 para efectos de determinar la rentabilidad económica máxima señalada en el artículo 30 bis de la Ley y para utilizar en el proceso de fijación de tarifas regulado en los artículos 38 y siguientes de la Ley.

Cabe tener presente que, según lo dispuesto en el referido artículo 32, la tasa de costo de capital será igual al factor individual por zona de concesión más la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático. En todo caso, la tasa de costo anual de capital no podrá ser inferior al seis por ciento.

En el Cuadro N° 7 se presenta la tasa de costo de capital aplicable al cuatrienio 2018-2021 para los fines establecidos en la Ley de Servicios de Gas, para cada una de las empresas concesionarias, por zona de concesión.

Cuadro N° 7: Tasa de costo de capital aplicable al cuatrienio 2018-2021

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Tasa libre de riesgo (A)	Premio por riesgo de mercado (B)	Riesgo sistemático (C)	Factor Individual (D)	Tasa de costo de capital
Lipigas	Antofagasta	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,17%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%
GasSur	Bío Bío	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,52%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%
GasValpo	Coquimbo	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,68%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%
GasValpo	Maule	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,68%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%
GasValpo	Valparaíso	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,51%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%
Intergas	Bío Bío	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,84%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%
Intergas	La Araucanía	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,84%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,17%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%
Metrogas	Metropolitana	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,00%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%
Gasco Magallanes	Magallanes	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,34%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%

Para efectos del chequeo anual de rentabilidad, la Comisión deberá durante el mes de diciembre de cada año, mediante resolución, determinar la tasa libre de riesgo para el año siguiente, la que corresponderá al promedio de la tasa interna de retorno del instrumento indicado en el Cuadro N° 7 para los seis meses anteriores a su determinación. En el caso de las empresas concesionarias sujetas a fijación de precios, el período semestral a considerar para determinar la tasa libre de riesgo de la tasa de costo de capital corresponderá a los seis meses previos al mes de la fecha de referencia para la base monetaria establecida en el estudio de costos a que hace referencia el artículo 40-N de la Ley de Servicios de Gas.

7. TASA DE COSTO DE CAPITAL APLICABLE A LOS CHEQUEOS DE RENTABILIDAD ECONÓMICA CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO DE LOS AÑOS CALENDARIOS 2016 Y 2017

El artículo cuarto transitorio de la Ley N° 20.999 señala que el informe técnico que fija la tasa de costo de capital para el primer cuatrienio debe incluir la tasa de costo de capital aplicable a los chequeos de rentabilidad económica correspondientes al ejercicio de los años calendarios 2016 y 2017.

El mencionado artículo dispone que el cálculo de la tasa de costo de capital aplicable a esos dos chequeos de rentabilidad se debe determinar mediante la misma metodología utilizada para determinar la tasa de costo de capital del primer cuatrienio, pero considerando como fecha de referencia de cálculo al 31 de diciembre de 2015 para las componentes de premio por riesgo y riesgo sistemático.

7.1. Tasa libre de riesgo

La tasa libre de riesgo se debe determinar como el promedio de la tasa interna de retorno del instrumento individualizado en el capítulo 2 del presente informe, la que corresponde al BCU-10.

El artículo cuarto transitorio de la Ley N° 20.999 señala que la tasa libre de riesgo de los chequeos de rentabilidad de los años 2016 y 2017 se determinarán como el promedio de la tasa interna de retorno del instrumento que para estos efectos se defina, para el período de seis meses contado regresivamente desde noviembre de 2015 y desde noviembre de 2016, respectivamente.

Por lo tanto, la tasa libre de riesgo se estima en 1,52% para el chequeo de rentabilidad del año 2016 (promedio desde junio de 2015 hasta noviembre de 2015) y en 1,42% para el chequeo de

rentabilidad del año 2017 (promedio desde junio de 2016 hasta noviembre de 2016), de acuerdo a información obtenida de Bloomberg.

7.2. Premio por riesgo de mercado

De acuerdo a la metodología descrita en el capítulo 3 de presente informe, el retorno esperado del mercado de Estados Unidos se estima en 11,83% (promedio simple de 30 años, desde 1986 hasta 2015) y la tasa nominal esperada de retorno del mercado chileno se estima en 12,24%, al considerar un beta país de 1,035.

Asimismo, la inflación esperada del mercado de Estados Unidos se estima se estima en 1,65%, que corresponde al promedio de los seis meses entre junio 2015 y noviembre 2015 entre las diferencias de las tasas del Tesoro de los Estados Unidos nominales y ajustadas por inflación.

Por lo tanto, considerando como fecha de referencia de cálculo al 31 de diciembre de 2015 según lo establecido en el artículo cuarto transitorio de la Ley N° 20.999, la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada se estima en 10,43%. Al considerar una tasa libre de riesgo de 1,52% (tasa a diciembre de 2015), el premio por riesgo de mercado obtenido es igual a 8,90%.

7.3. Riesgo sistemático

De acuerdo a lo señalado en el capítulo 4 de este informe, para determinar el riesgo sistemático se utiliza las estimaciones de Duff & Phelps. En el año 2015 el riesgo sistemático estimado por Duff & Phelps es 0,4.

7.4. Factores individuales por zona de concesión

Toda vez que el artículo transitorio de la Ley N° 20.999 no señala la fecha de referencia hay a considerar para determinar los factores individuales por zona de concesión, se utilizan los mismos valores determinados para el cuatrienio 2018-2021 en el capítulo 5 del presente informe.

7.5. Cálculo de tasa de costo de capital

Según lo señalado en el presente capítulo, en el Cuadro N° 8 y en el Cuadro N° 9 se presentan las tasas de costo de capital aplicables a los chequeos de rentabilidad económica correspondientes al ejercicio de los años calendarios 2016 y 2017, respectivamente.

Cabe tener presente que, según lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, la tasa de costo de capital será igual al factor individual por zona de concesión más la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático. En todo caso, la tasa de costo anual de capital no podrá ser inferior al seis por ciento.

Cuadro N° 8: Tasa de costo de capital aplicable al chequeo de rentabilidad económica correspondiente al ejercicio del año calendario 2016

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Tasa libre de riesgo (A)	Premio por riesgo de Mercado (B)	Riesgo Sistemático (C)	Factor Individual (D)	(A)+(B)*(C)+(D)	Tasa de costo de capital
Lipigas	Antofagasta	1,52%	8,90%	0,4	0,17%	5,25%	6,00%
GasSur	Bío Bío	1,52%	8,90%	0,4	0,52%	5,60%	6,00%
GasValpo	Coquimbo	1,52%	8,90%	0,4	0,68%	5,76%	6,00%
GasValpo	Maule	1,52%	8,90%	0,4	0,68%	5,76%	6,00%
GasValpo	Valparaíso	1,52%	8,90%	0,4	0,51%	5,59%	6,00%
Intergas	Bío Bío	1,52%	8,90%	0,4	0,84%	5,92%	6,00%
Intergas	La Araucanía	1,52%	8,90%	0,4	0,84%	5,92%	6,00%
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	1,52%	8,90%	0,4	0,17%	5,25%	6,00%
Metrogas	Metropolitana	1,52%	8,90%	0,4	0,00%	5,08%	6,00%

Cuadro N° 9: Tasa de costo de capital aplicable al chequeo de rentabilidad económica correspondiente al ejercicio del año calendario 2017

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Tasa libre de riesgo (A)	Premio por riesgo de Mercado (B)	Riesgo Sistemático (C)	Factor Individual (D)	(A)+(B)*(C)+(D)	Tasa de costo de capital
Lipigas	Antofagasta	1,42%	8,90%	0,4	0,17%	5,14%	6,00%
GasSur	Bío Bío	1,42%	8,90%	0,4	0,52%	5,49%	6,00%
GasValpo	Coquimbo	1,42%	8,90%	0,4	0,68%	5,65%	6,00%
GasValpo	Maule	1,42%	8,90%	0,4	0,68%	5,65%	6,00%
GasValpo	Valparaíso	1,42%	8,90%	0,4	0,51%	5,49%	6,00%
Intergas	Bío Bío	1,42%	8,90%	0,4	0,84%	5,81%	6,00%
Intergas	La Araucanía	1,42%	8,90%	0,4	0,84%	5,81%	6,00%
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	1,42%	8,90%	0,4	0,17%	5,14%	6,00%
Metrogas	Metropolitana	1,42%	8,90%	0,4	0,00%	4,98%	6,00%

ANEXO: RESPUESTA A OBSERVACIONES AL INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

Empresa: Lipigas	Tema: Artículo 6°
<p>Observación: Considerar la tasa de interés libre de riesgo determinada al momento de inicio del período de vigencia de la TACC. En el caso del cuatrienio 2018-2021, la tasa a considerar sería la correspondiente al promedio de los últimos 7 días de transacciones de diciembre de 2017</p> <p>Respuesta: No se acoge la observación presentada. El artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas establece que el período considerado para establecer el promedio corresponderá a seis meses.</p>	

Empresa: Lipigas	Tema: Factor por tamaño										
<p>Observación:</p> <p>a) Debe precisarse que los ingresos a ser considerados deben estar generados por la operación de redes de distribución concesionadas, sean estos servicios sujetos a tasa máxima de rentabilidad o no.</p> <p>b) Debe precisarse que los ingresos a ser considerados deben estar generados por la operación de redes de distribución concesionadas y deben ser generados dentro de Chile.</p> <p>c) Debe precisarse que los ingresos a ser considerados deben estar generados por la operación de redes de distribución en zonas concesionadas, deben ser generados dentro de Chile, debiendo sumarse los ingresos por tal concepto generados por sociedades que pertenezcan al mismo grupo económico.</p> <p>d) Un mejor reconocimiento del tamaño de la operación de redes concesionadas se daría con una tabla de este tipo:</p> <table border="1" data-bbox="600 2270 1568 2518"> <thead> <tr> <th>Tamaño relativo</th> <th>Factor por tamaño</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Menor o igual a 0,25</td> <td>1,00</td> </tr> <tr> <td>Mayor a 0,25 y menor o igual a 0,50</td> <td>0,70</td> </tr> <tr> <td>Mayor 0,50 y menor o igual a 0,75</td> <td>0,35</td> </tr> <tr> <td>Mayor a 0,75</td> <td>0,00</td> </tr> </tbody> </table>		Tamaño relativo	Factor por tamaño	Menor o igual a 0,25	1,00	Mayor a 0,25 y menor o igual a 0,50	0,70	Mayor 0,50 y menor o igual a 0,75	0,35	Mayor a 0,75	0,00
Tamaño relativo	Factor por tamaño										
Menor o igual a 0,25	1,00										
Mayor a 0,25 y menor o igual a 0,50	0,70										
Mayor 0,50 y menor o igual a 0,75	0,35										
Mayor a 0,75	0,00										

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. Las observaciones tienen que ser formuladas respecto del contenido del Informe Técnico Preliminar (Resolución Exenta CNE N° 138 de 2017) y no respecto de la metodología definida en la Resolución Exenta CNE N° 117 de 2017, de carácter reglamentaria, modificada por la Resolución CNE N° 209 de 2017, y dictada en cumplimiento de lo establecido en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas y en el artículo decimosexto transitorio de la Ley 20.999 de 2017.

Empresa: Lipigas

Tema: Factor estabilidad del negocio

Observación:

Reemplazar el factor estabilidad del negocio por el factor "riesgo de actividad económica local". Este factor puede contemplarse considerando la variabilidad del Producto Interno Bruto de la región donde se ubica la zona concesionada respecto al Producto Interno Bruto total de Chile durante un cierto período que podría ser los últimos 10 años previos al cálculo.

Una alternativa simplificadora sería considerar la cantidad de clientes atendidos en la zona de concesión. Se podría asumir que a mayor cantidad de clientes atendidos, el riesgo es menor. Por lo tanto, se podría construir una tabla similar a la siguiente:

Cantidad de clientes atendidos por zona de concesión	Factor
Menos de 20.000 clientes	5 puntos
Entre 40.000 y 20.000 clientes	4 puntos
Entre 60.000 y 40.000 clientes	3 puntos
Entre 100.000 y 60.000 clientes	2 puntos
Entre 200.000 y 100.000 clientes	1 punto
Más de 200.000 clientes	0 puntos

Este dato es fácilmente obtenible de los chequeos anuales de rentabilidad de las diferentes zonas concesionadas.

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. Las observaciones tienen que ser formuladas respecto del contenido del Informe Técnico Preliminar (Resolución Exenta CNE N° 138 de 2017) y no respecto de la metodología definida en la Resolución Exenta CNE N° 117 de 2017, de carácter reglamentaria, modificada por la Resolución CNE N° 209 de 2017, y dictada en cumplimiento de lo establecido en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas y en el artículo decimosexto transitorio de la Ley 20.999 de 2017.

Empresa: Lipigas	Tema: Frecuencia de cálculo del factor por riesgos específicos
<p>Observación: Actualizar anualmente el cálculo de los riesgos específicos para cada zona de concesión.</p> <p>Respuesta: No se acoge la observación presentada. El artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas señala expresamente que la tasa de costo de capital se actualizará anualmente únicamente respecto a la tasa libre de riesgo de conformidad al instrumento del Banco Central de Chile o de la Tesorería General de la República definido en la resolución que fija la tasa de costo de capital para el período cuatrienal.</p>	
Empresa: GasSur	Tema: Determinación de la tasa libre de riesgo
<p>Observación: Emplear el BCU o BTU a 20 años para determinar la tasa libre de riesgo.</p> <p>Respuesta: No se acoge la observación presentada. El artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas establece que la elección del tipo de instrumento para determinar la tasa libre de riesgo debe considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años contados desde su mes de cálculo. En este sentido, desde febrero de 2015 a enero de 2017, los BCU-20 sólo se transaron el 67% de los meses. Por otro lado, si bien los BTU-20 se transaron el 100% de los meses bajo análisis, los montos transados y la estabilidad (desviación estándar) son menores que los BCU-10. Por último, cabe señalar que la información aportada por la empresa en la tabla 1 no corresponde al mercado secundario.</p>	
Empresa: GasSur	Tema: Determinación del retorno de mercado
<p>Observación: Justificar fundadamente la aplicación de dicho valor, ya que no se ha presentado antecedente alguno que avale las bondades técnicas de la elección del coeficiente 1,035 en lugar, por ejemplo, del valor medio del rango definido por el consultor.</p>	

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. Tal como se indica en el Informe Técnico, la metodología establecida se encuentra fundada y justificada en el estudio "Cálculo de la tasa de costo de capital para empresas distribuidoras de gas de red", realizado por Estudios Energéticos Consultores S.A. En dicho estudio, el consultor realiza tres estimaciones para el "beta país". La primera estimación (valor de 1,04) el consultor la descarta porque los test de Cusum y Cusum acumulado muestran indicios de inestabilidad. Respecto de la segunda y tercera estimaciones (valores de 1,035 y 1,091, respectivamente), el consultor recomienda utilizar la segunda estimación. Adicionalmente, la especificación econométrica de la segunda estimación se suele encontrar en la literatura financiera y se basa en una formulación con interpretación económica.

Empresa: GasSur

Tema: Determinación del riesgo sistemático

Observación:

Considerar el riesgo sistemático determinado por Damodaran.

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. De acuerdo a la Ley de Servicios de Gas, los betas a utilizar para calcular la tasa de costo de capital deben corresponder a betas de activos. El beta propuesto por la empresa en su observación corresponde a un promedio de betas de patrimonio desapalancados, publicados por Damodaran. Asimismo, la mencionada ley establece que el cálculo del beta debe realizarse para el mercado de distribución de gas, por lo que no resulta necesariamente comparable a esta industria con la distribución de petróleo y otros combustibles líquidos.

Empresa: GasValpo

Tema: Determinación del riesgo sistemático

Observación:

Considerar el beta desapalancado de industria de Distribución de Gas y Combustible (Oil & Gas Distribution) en USA ya que la misma presenta características de riesgo operacional muy similares a las que enfrentan los concesionarios de distribución de gas natural en Chile.

Para esta industria, Aswath Damodaran (profesor de Finanzas en New York University, <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>) obtiene un valor para 'beta' igual a 0,68 para el período 2018-2021 y 0,65 para el período 2016 y 2017.

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. De acuerdo a la Ley de Servicios de Gas, los betas a

utilizar para calcular la tasa de costo de capital deben corresponder a betas de activos. El beta propuesto por la empresa en su observación corresponde a un promedio de betas de patrimonio desapalancados, publicados por Damodaran. Asimismo, la mencionada ley establece que el cálculo del beta debe realizarse para el mercado de distribución de gas, por lo que no resulta necesariamente comparable a esta industria con la distribución de petróleo y otros combustibles líquidos.

Empresa: Intergas	Tema: Premio por riesgo de mercado
<p>Observación: Reemplazar el "Premio por Riesgo de Mercado" de 8,87% para el cuatrienio 2018 a 2021 por 9,15%, y el valor de 8,9% para el período 2016 y 2017 por el valor de 12,1%.</p> <p>Respuesta: No se acoge la observación presentada. Las estimaciones de premio por riesgo de mercado propuestas por la empresa en su observación se basan en promedios históricos de rentabilidades del IGPA. Al respecto, las estimaciones de premio por riesgo basadas en el desempeño histórico suelen ser más confiables en economías desarrolladas que aquellas para economías emergentes, básicamente porque en estos últimos países existen problemas de diversificación, de poca representación de las empresas, de baja liquidez, de excesiva concentración, de tratos discriminatorios de accionistas minoritarios, de poca información, de acceso a series históricas más largas, de estabilidad en el crecimiento económico (cambios estructurales). En este sentido, en el caso de Chile, se suele señalar que hasta la primera mitad de la década de los noventa el crecimiento de los índices accionarios está muy por sobre el promedio, lo que se explicaría por las alzas de precios de muchas de las compañías privatizadas a fines de la década de los ochenta, auspiciosas perspectivas de crecimiento económico y mejor percepción del país en los mercados internacionales, entre otras razones. Asimismo, un ejemplo de la poca confiabilidad en la utilización de series históricas de datos nacionales como estimador de los retornos esperados de largo plazo, es la misma solicitud de la empresa, donde de un año a otro el premio por riesgo de largo plazo variaría alrededor de tres puntos. En consecuencia, la literatura al respecto suele ocupar mercados de capitales profundos, desarrollados y diversificados. El mercado de EE.UU. es un mercado que recoge dichas características. De este modo, en base a la proyección de premio de mercado de EE.UU. de largo plazo, se infiere el premio por riesgo en el mercado local, considerando para ello la cointegración de los mercados. Así, mediante el análisis de comovimiento en el corto plazo de los mercados de EE.UU. y el nacional, se estima el ajuste necesario para dicha transformación. Tal como se indica en el informe, el CAPM global indica que el Premio por Riesgo en cada país debe ser igual a la cartera mundial multiplicada por el beta país en relación a la cartera mundial o referencia. Por último, la observación señalaría que la relación entre el IGPA y el S&P500 utilizada en el informe correspondería a una regresión espúrea, esto es, con ausencia total de relación estadística de</p>	

validez significativa entre variable dependiente y el regresor. Basta con apreciar las figuras 6, 7 y 8, y las tablas 10 y 11 del estudio "Cálculo de la tasa de costo de capital para empresas distribuidoras de gas de red", realizado por Estudios Energéticos Consultores S.A. para darse cuenta que la conclusión desarrollada en la observación no corresponde.

Empresa: Intergas	Tema: Riesgo sistemático
<p>Observación: Reemplazar el "Riesgo Sistemático" del informe CNE de 0,5 para el cuatrienio 2018 a 2021 por 0,87 y el valor de 0,4 para el período 2016 y 2017 por el valor de 0,77.</p> <p>Respuesta: No se acoge la observación presentada. Las estimaciones de riesgo sistemático propuestas por la empresa en su observación se basan en el valor incluido en el Informe Técnico, más una corrección por régimen de regulación, según una publicación de Alexander, Mayer y Weeds. En primer lugar, cabe señalar que la necesidad de utilizar parámetros de mercados desarrollados, como Estados Unidos, se debe a que en países emergentes las cotizaciones suelen ser más volátiles, hay escasa capitalización de las bolsas, los índices de mercado no son muy significativos, hay problemas de liquidez, la cotización de algunas compañías es infrecuente y hay ausencia de datos estadísticos. En este sentido, los estudios "Desarrollo de una metodología de cálculo para la tasa de costo de capital de una empresa de distribución de gas de red en Chile" (2011) y "Metodología y estimación de la tasa de costo de capital de una empresa de distribución de gas de red en Chile" (2014) consideran una muestra internacional de empresas para determinar el riesgo sistemático, sin realizar ningún tipo de corrección por el tipo de regulación. El riesgo sistemático estimado y utilizado en definitiva en los mencionados estudios son 0,53 (implícito) y 0,46. Cabe recalcar, que ambos estudios realizan una exhaustiva revisión de la literatura, pero la recomendación de cada estudio es la señalada precedentemente. Por último cabe agregar, que el estudio "Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms" de Alexander, Mayer y Weeds fue publicado el año 1996, por lo que no se puede suponer que la diferencia de 0,37 se mantiene en la actualidad.</p>	

Empresa: Intergas	Tema: Factor individual
<p>Observación: La CNE establece en 0,84% para Intergas-Biobío y 0,67% para Intergas-Araucanía, y se solicita que en su reemplazo se utilice en cada caso el valor máximo establecido por ley para dicho componente (1%).</p>	

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. La empresa no presenta antecedentes cuantitativos concretos que sustenten la modificación de los valores de los factores individuales por zona de concesión de la empresa, respecto de aquellos determinados en el Informe Técnico de conformidad a lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 117 de 2017, modificada por la Resolución Exenta CNE N° 209 de 2017.

Empresa: Metrogas

Tema: Determinación de la tasa libre de riesgo

Observación:

Emplear el BCU o BTU a 20 años para determinar la tasa libre de riesgo.

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. El artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas establece que la elección del tipo de instrumento para determinar la tasa libre de riesgo deben considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años contados desde su mes de cálculo. En este sentido, desde febrero de 2015 a enero de 2017, los BCU-20 sólo se transaron el 67% de los meses. Por otro lado, si bien los BTU-20 se transaron el 100% de los meses bajo análisis, los montos transados y la estabilidad (desviación estándar) son menores que los BCU-10.

Por último, cabe señalar que la información aportada por la empresa en la tabla 1 no corresponde a transacciones en el mercado secundario.

Empresa: Metrogas

Tema: Determinación del retorno de mercado

Observación:

Justificar fundadamente la aplicación de dicho valor, ya que no se ha presentado antecedente alguno que avale las bondades técnicas de la elección del coeficiente 1,035 en lugar, por ejemplo, del valor medio del rango definido por el consultor.

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. Tal como se indica en el Informe Técnico, la metodología establecida se encuentra fundada y justificada en el estudio "Cálculo de la tasa de costo de capital para empresas distribuidoras de gas de red", realizado por Estudios Energéticos Consultores S.A. En dicho estudio, el consultor realiza tres estimaciones para el "beta país". La primera estimación (valor de 1,04) el consultor la descarta porque los test de Cusum y Cusum acumulado muestran

indicios de inestabilidad. Respecto de la segunda y tercera estimaciones (valores de 1,035 y 1,091, respectivamente), el consultor recomienda utilizar la segunda estimación. Adicionalmente, la especificación econométrica de la segunda estimación se suele encontrar en la literatura financiera y se basa en una formulación con interpretación económica.

Empresa: Metrogas

Tema: Riesgo sistemático – Proveniente de modelos regulatorios

Observación:

Corregir la determinación del riesgo sistemático, incorporando el riesgo asociado a las diferencias de los modelos de regulación existentes en el mercado nacional respecto de aquél aplicable a las empresas analizadas para el cálculo del riesgo sistemático. Lo anterior se puede lograr, seleccionando una muestra de las empresas analizadas o bien, como se hace en algunas legislaciones, incrementando directamente el riesgo sistemático calculado de modo de recoger el efecto señalado (esto se sustenta en un trabajo realizado por Alexander, Mayer y Weeds que procura medir el diferencial entre los coeficientes betas de activos de empresas reguladas por distintos métodos), siempre teniendo en cuenta que se debe permitir la obtención de estimaciones confiables estadísticamente.

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. El mayor riesgo regulatorio que enfrentarían las empresas chilenas al que alude la empresa en su observación, se encuentra acotado por el tipo de regulación que hay en Chile, de conformidad a las disposiciones incorporadas en la Ley de Servicios de Gas. El estudio de Alexander, Mayer y Weeds fue realizado el año 1996, por lo que es cuestionable que sus resultados sean extrapolables para "corregir" en la actualidad el valor del riesgo sistemático. Por último, cabe señalar que el valor de riesgo sistemático no presenta diferencias significativas respecto al valor (implícito) utilizado en Reino Unido para las empresas distribuidoras de gas (0,32) y para las empresas de transporte de gas (0,34).

Empresa: Metrogas

Tema: Riesgo sistemático – Antecedentes y confiabilidad estadística

Observación:

Justificar fundadamente que, para el cálculo del riesgo sistemático, se han considerado variables como: el tamaño de las empresas en comparación a las nacionales, las condiciones específicas de mercado, la metodología utilizada para el desapalancamiento, confiabilidad y fiabilidad de la muestra, de modo de dar cumplimiento a lo señalado en el citado artículo de la Ley de Servicios de

Gas.

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. Tal como se indica en el Informe Técnico, la metodología establecida se encuentra fundada y justificada en el estudio "Cálculo de la tasa de costo de capital para empresas distribuidoras de gas de red", realizado por Estudios Energéticos Consultores S.A. Existen varias empresas de reconocida trayectoria internacional que realizan estimaciones de riesgo sistemático (por ejemplo, Duff & Phelps, Ibbotson Associates, Value Line, Bloomberg). En el caso de Duff & Phelps, el riesgo sistemático es estimado por medio de regresiones con una ventana de 60 meses. Para desapalancar el beta, Duff & Phelps utiliza la fórmula de Miles-Ezzell, lo que permite incorporar el efecto del costo de la deuda y la estructura de endeudamiento, lo que es una mejora importante en relación a la ecuación de Hamada o a la adaptación de Conine. Finalmente, Duff & Phelps realiza un ajuste a la convergencia con el mercado diversificado del valor del riesgo sistemático, de acuerdo al ajuste propuesto por Blume.

Empresa: Metrogas

Tema: Factor por tamaño – Ingresos asociados al chequeo de rentabilidad

Observación:

Considerar, para la determinación del factor por tamaño, solo los ingresos asociados al chequeo de rentabilidad.

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. La Resolución Exenta CNE N° 117 de 2017, que establece normas para la determinación de la tasa de costo de anual de capital, y especialmente del factor individual por zona de concesión, dispone que para determinar el factor por tamaño se deben considerar los ingresos de actividades ordinarias, entendiéndose por éstas aquellas actividades que generan ingresos brutos a la empresa, cuando estos beneficios resultan en un aumento del patrimonio no relacionado con aportes patrimoniales efectuados por los propietarios de la entidad.

Empresa: Metrogas

Tema: Factor por tamaño – Ingresos por zona de concesión

Observación:

Considerando que el factor individual debe ser determinado por zona de concesión, se solicita que se consideren los ingresos asociados a cada una de ellas y no los ingresos totales de la empresa.

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. La Resolución Exenta CNE N° 117 de 2017, que establece normas para la determinación de la tasa de costo de anual de capital, y especialmente del factor individual por zona de concesión, dispone que para determinar el factor por tamaño se deben considerar los ingresos de actividades ordinarias, entendiéndose por éstas aquellas actividades que generan ingresos brutos a la empresa, cuando estos beneficios resultan en un aumento del patrimonio no relacionado con aportes patrimoniales efectuados por los propietarios de la entidad.

Empresa: Metrogas

Tema: Aplicación relativa

Observación:

Corregir la aplicación de este factor, eliminando la aplicación relativa a los tamaños de las empresas en Chile y comparándolos con las muestras de las empresas analizadas para el cálculo del riesgo sistemático.

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. La Resolución Exenta CNE N° 117 de 2017, que establece normas para la determinación de la tasa de costo de anual de capital, y especialmente del factor individual por zona de concesión, dispone que el factor por tamaño se determine considerando el tamaño relativo de cada empresa concesionaria de servicio público de distribución de gas que opera en Chile.

Empresa: Metrogas

Tema: Concentración de clientes

Observación:

La aplicación del límite del 30% del volumen de venta de los 5 mayores clientes, en sólo dos tramos, parece sesgada, por lo que se solicita creación de tramos adicionales, de modo que permita reflejar de mejor manera el riesgo de las empresas.

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. Las observaciones tienen que ser formuladas respecto del contenido del Informe Técnico Preliminar (Resolución Exenta CNE N° 138 de 2017) y no respecto de la metodología definida en la Resolución Exenta CNE N° 117 de 2017, de carácter reglamentaria, y dictada en cumplimiento de lo establecido en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas y en el artículo decimosexto transitorio de la Ley 20.999 de 2017. Sin perjuicio de lo anterior, la metodología de valorización de este concepto de riesgo ha sido modificada mediante la Resolución Exenta CNE N° 209 de 2017, y, en consistencia, la valorización de este concepto de riesgo ha sido recalculada.

Empresa: Metrogas	Tema: Dependencia del proveedor
<p>Observación: Considerar para Metrogas el riesgo alto, considerando lo señalado previamente, es decir, que el término del contrato de la empresa implicaría una modificación de sus costos actuales, lo que consistente con lo establecido en la Resolución N° 117-2017.</p> <p>Respuesta: No se acoge la observación presentada. La empresa, al disponer de acceso al terminal de regasificación de GNL de Quinteros, puede realizar licitaciones públicas e internacionales por sus contratos de suministro. No se encuentra limitada su capacidad de adquisición de suministro, a diferencia de otros casos donde se encuentra limitados a uno o unos pocos proveedores. Por tal motivo, se ha considerado que su riesgo de dependencia a un proveedor es bajo.</p>	
Empresa: Gasco Magallanes	Tema: Factor individual por zona de concesión. El factor por tamaño
<p>Observación: Corregir el factor por tamaño para Gasco Magallanes, fijándolo en 0,70%.</p> <p>Respuesta: No se acoge la observación presentada. La Resolución Exenta CNE N° 117 de 2017, que establece normas para la determinación de la tasa de costo de anual de capital, y especialmente del factor individual por zona de concesión, dispone que para determinar el factor por tamaño se deben considerar los ingresos de actividades ordinarias, entendiéndose por éstas aquellas actividades que generan ingresos brutos a la empresa, cuando estos beneficios resultan en un aumento del patrimonio no relacionado con aportes patrimoniales efectuados por los propietarios de la entidad.</p>	
Empresa: Gasco Magallanes	Tema: Factor por riesgos específicos. Concentración de clientes
<p>Observación: Ponderar este riesgo con un valor de puntuación calculado en forma lineal, de tal forma que represente proporcionalmente el riesgo asociado a tener diferentes niveles posibles de</p>	

concentración de clientes.

Respuesta:

No se acoge la observación presentada. Las observaciones tienen que ser formuladas respecto del contenido del Informe Técnico Preliminar (Resolución Exenta CNE N° 138 de 2017) y no respecto de la metodología definida en la Resolución Exenta CNE N° 117 de 2017, de carácter reglamentaria, y dictada en cumplimiento de lo establecido en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas y en el artículo decimosexto transitorio de la Ley 20.999 de 2017. Sin perjuicio de lo anterior, la metodología de valorización de este concepto de riesgo ha sido modificada mediante la Resolución Exenta CNE N° 209 de 2017, y, en consistencia, la valorización de este concepto de riesgo ha sido recalculada.

ARTÍCULO SEGUNDO: Publíquese el Informe Técnico Definitivo Tasa de Costo de Capital que se aprueba conforme al artículo precedente junto con el anexo con respuestas a las observaciones planteadas por las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas, el cual forma parte integrante del mismo para todos los efectos legales, en la página web de la Comisión.

ARTÍCULO TERCERO: Comuníquese la presente resolución a las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas y las personas inscritas en el Registro de Participación Ciudadana del proceso de cálculo de la Tasa de Costo Anual de Capital individualizadas en la Resolución CNE N° 115 de 2017, a través de su envío por correo electrónico.

Anótese, archívese y publíquese.



ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



CZR/MMA/JMA/MOC/RGF/SLS/AOM/gav

DISTRIBUCIÓN:

1. Departamento Jurídico CNE
2. Departamento Hidrocarburos CNE
3. Departamento Regulación Económica CNE
4. Of. de Partes CNE