

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

SANTIAGO, 3 de noviembre de 2021

RESOLUCION EXENTA N° 448

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", modificado por la 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";
- 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 el Decreto N° 4, de 5 de febrero de 2020, del Ministerio de Salud, que decreta alerta sanitaria por el período que se señala y otorga facultades extraordinarias que indica por emergencia de salud pública de importancia internacional (ESPII) por brote del nuevo coronavirus (2019-NCOV), y sus modificaciones;
- e) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 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 CNE N° 86";
- f) Lo dispuesto en 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, modificada mediante Resolución Exenta CNE N° 209, de 26 de abril de 2017, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 117", prorrogada mediante Resolución Exenta CNE N° 564, de 2 de agosto de 2018;
- g) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 445, de 2 de noviembre de 2021, 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, y deja sin efecto Resolución Exenta CNE N° 422, de 19 de octubre de 2021, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 445"; y

- h) Lo señalado en la Resolución N° 7, de 2019, 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, la que fue modificada mediante Resolución Exenta CNE N° 209, de 26 de abril de 2021;
- e) Que, el inciso octavo del artículo 32 de la Ley establece que antes de cuatro meses el término de vigencia de la tasa de costo de capital, la Comisión emitirá un informe técnico preliminar con la tasa de costo de capital para el cuatrienio siguiente.
- f) Que, con el objetivo de asegurar el adecuado cálculo de la tasa de costo de capital señalada en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, la Comisión decidió contratar un estudio que sustentara la metodología de cálculo de la tasa de costo de capital de la industria de distribución de gas de red para los fines establecidos en la referida ley, contratación que se retrasó debido a la contingencia sanitaria producida por el virus Covid-19, y que en consecuencia, aplazó la emisión del informe técnico preliminar que fija la tasa de costo de capital para el cuatrienio 2022-2025.

- 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 CNE N° 445 se constituyó el Registro de Participación Ciudadana del proceso de cálculo de la Tasa de Costo Anual de Capital;
- h) Que, el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas dispone que el informe técnico preliminar con la tasa de costo de capital podrá ser observado por las empresas concesionarias y por las personas inscritas en el Registro de Participación Ciudadana del proceso de cálculo de la Tasa de Costo Anual de Capital, dentro de los 10 días siguientes al de su notificación; y
- i) Que, en consecuencia, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley y lo establecido en la Resolución CNE N° 117, la Comisión debe dictar el informe técnico preliminar con la tasa de costo de capital para el cuatrienio 2022-2025.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébese el siguiente "Informe Técnico Preliminar Tasa de Costo de Capital del DFL N° 323, Ley de Servicios de Gas. Cuatrienio 2022-2025":



INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

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

CUATRIENIO 2022-2025

**Noviembre de 2021
SANTIAGO – CHILE**

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	3
2.	TASA LIBRE DE RIESGO.....	4
3.	PREMIO POR RIESGO DE MERCADO.....	7
a)	Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran)	7
b)	Spread soberano (Goldaman-Sachs)	7
c)	Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta).....	8
4.	RIESGO SISTEMÁTICO	9
5.	FACTORES INDIVIDUALES POR ZONA DE CONCESIÓN	11
5.1.	Factor por Tamaño.....	12
5.2.	Factor por Riesgos Específicos	13
5.2.1.	Estabilidad del negocio.....	14
5.2.2.	Concentración de clientes.....	14
5.2.3.	Dependencia del proveedor	15
5.2.4.	Valor factor por riesgos específicos	16
5.3.	Valores factores individuales por zona de concesión	17
6.	TASA DE COSTO DE CAPITAL APLICABLE AL CUATRIENIO 2022-2025.....	17

1. INTRODUCCIÓN

El 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”, establece en su artículo 32 que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, deberá calcular, cada cuatro años, la tasa de costo de capital que deberá utilizarse para los fines establecidos en la Ley, 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”, prorrogada mediante Resolución Exenta CNE N° 564, de 2 de agosto de 2018, 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.

Por otra parte, con el objetivo de asegurar el adecuado cálculo de la tasa de costo de capital señalada en el artículo 32 de la Ley, la Comisión consideró conveniente licitar un estudio que sustentara la

metodología de cálculo de la tasa de costo de capital de la industria de distribución de gas de red, por lo que, mediante Resolución Exenta CNE N° 78, del 24 de marzo de 2021, llamó a licitación pública para contratar el estudio denominado “Metodología de cálculo para la tasa de descuento de una empresa eficiente de transmisión eléctrica y para la tasa de costo de capital de la industria de distribución de gas de red”, el que fue adjudicado a Estudios Energéticos Consultores S.A., mediante Resolución Exenta CNE N° 143 del 04 de mayo de 2021.

De esta manera, para la elaboración del presente Informe Técnico, la Comisión considera como antecedente la metodología y valores de los componentes propuestos en el Informe Final del estudio “Metodología de cálculo para la tasa de descuento de una empresa eficiente de transmisión eléctrica y para la tasa de costo de capital de la industria de distribución de gas de red”, de la consultora Estudios Energéticos Consultores S.A., recepcionado por esta Comisión con fecha 08 de octubre de 2021, en adelante e indistintamente el “Estudio Tasa de Costo de Capital”.

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.

Para analizar las características de liquidez, estabilidad y montos transados se consideran las transacciones diarias de renta fija registradas en la Bolsa de Comercio de Santiago en los últimos dos años¹. De acuerdo con el Estudio Tasa Costo de Capital, la liquidez se determina como la presencia bursátil del instrumento² y la estabilidad como el coeficiente de variabilidad³.

En el Cuadro 1 se muestra la presencia bursátil de los instrumentos reajustables en moneda nacional emitidos por el Banco Central de Chile y la Tesorería General de la República.

Cuadro 1: Presencia bursátil

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Presencia bursátil
BCU	7	11,0%
	10	17,4%
	20	16,7%
BTU	5	100,0%
	7	12,3%
	10	98%
	20	8,8%

¹ Desde el 1 de agosto de 2019 hasta el 31 de julio de 2021.

² Número de días que se transó el instrumento en relación con el total de días en que se transaron bonos.

³ Desviación estándar dividida por la media.

30	68,4%
----	-------

Fuente: Estudio Tasa de Costo de Capital.

Del Cuadro 1 se concluye que los bonos que presentan una mejor característica de liquidez son los BTU con un plazo de 5 años al vencimiento⁴.

El coeficiente de variabilidad se determina para el número de negociaciones, y para la cantidad de bonos y montos transados. En los Cuadros 2, 3 y 4 se pueden ver los resultados obtenidos.

Cuadro 2: Coeficiente de variabilidad para el número de negociaciones

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Media	Desviación Estándar	Coeficiente de variabilidad
BCU	7	1,67	1,67	1,00
	10	3,11	4,07	1,31
	20	3,51	5,31	1,51
BTU	5	63,08	59,31	0,94
	7	2,97	5,71	1,92
	10	21,28	25,61	1,20
	20	1,35	0,92	0,69
	30	5,71	8,26	1,45

Fuente: Estudio Tasa de Costo de Capital.

Cuadro 3: Coeficiente de variabilidad para la cantidad de bonos transados

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Media	Desviación estándar	Coeficiente de variabilidad
BCU	7	11.556	22.059	1,91
	10	54.512	109.327	2,01
	20	98.055	406.079	4,14
BTU	5	1.487.934	1.354.486	0,91
	7	112.205	139.428	1,24
	10	414.585	499.642	1,21
	20	33.609	62.997	1,87
	30	153.283	274.586	1,79

Fuente: Estudio Tasa de Costo de Capital.

⁴ Los plazos utilizados para analizar los instrumentos son residuales.

Cuadro 4: Coeficiente de variabilidad para los montos transados

Tipo de Instrumento	Años al vencimiento	Media (en MM\$)	Desviación estándar (en MM\$)	Coeficiente de variabilidad
BCU	7	406	756	1,86
	10	2.022	4.029	1,99
	20	4.012	15.575	3,88
BTU	5	47.417	43.099	0,91
	7	3.182	3.932	1,24
	10	13.962	16.713	1,20
	20	1.366	2.625	1,92
	30	5.655	10.225	1,81

Fuente: Estudio Tasa de Costo de Capital.

Del Cuadro 2 se desprende que los BTU con un plazo de 20 años al vencimiento son los bonos que presentan el menor coeficiente de variabilidad para el número de negociaciones, mientras que los BTU con un plazo de 5 años al vencimiento son los bonos que presentan el segundo menor coeficiente de variabilidad para el número de negociaciones.

De los Cuadros 3 y 4 se tiene que los BTU con un plazo de 5 años al vencimiento son los bonos que presentan el menor coeficiente de variabilidad para la cantidad de bonos transados y para los montos transados, mientras que los BTU con un plazo de 10 años al vencimiento son los bonos que presentan el segundo menor coeficiente de variabilidad para la cantidad de bonos transados y para los montos transados.

De la información de los Cuadros 2, 3 y 4, se concluye que los bonos que presentan mejor desempeño de estabilidad corresponden a los BTU con un plazo de 5 años al vencimiento.

Por último, en el Cuadro 5 se pueden ver los montos transados para cada tipo de instrumento.

Cuadro 5: Montos transados

Tipo de Instrumento	Años al vencimiento	Montos transados (en MM\$)
BCU	7	21.902
	10	171.865
	20	329.024
BTU	5	24.704.365
	7	194.112
	10	7.790.933
	20	62.846
	30	1.916.903

Fuente: Estudio Tasa de Costo de Capital.

Del cuadro 5 se concluye que el instrumento que presenta una mayor cantidad de montos transados es el BTU con un plazo de 5 años al vencimiento.

En consecuencia, dado que el BTU con un plazo de 5 años al vencimiento presenta las mejores 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 2022-2025 corresponde al BTU-05.

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 establecida en el presente informe.

En el Estudio Tasa de Costo de Capital se estimó el premio por riesgo de mercado de acuerdo con tres metodologías: a) Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran); b) *Spread* soberano (Goldaman-Sachs); y c) Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta).

a) Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran)

Este modelo considera que el premio por riesgo de mercado de un país emergente puede ser estimado como el premio por riesgo de un país maduro (por ejemplo, Estados Unidos) más el premio por riesgo país equivalente al mercado accionario.

Damodaran propone determinar el premio por riesgo país como el *spread* de la deuda soberana multiplicado por la razón entre la volatilidad del mercado bursátil y la volatilidad del mercado de deuda⁵. El *spread* de la deuda soberana se determina en base a *ratings* de deuda, ya sea *default spread* o *Credit Default Swap Spread* (CDS). No obstante, el Estudio Tasa de Costo de Capital recomienda utilizar los CDS.

Damodaran estima⁶ el premio por riesgo de mercado para Estados Unidos en 4,38%, mientras que el CDS para Chile lo estima en 0,86%. En consecuencia, el premio por riesgo de mercado para Chile de acuerdo con esta metodología es 5,25%.

b) Spread soberano (Goldaman-Sachs)

Al premio por riesgo de mercado de Estados Unidos se le agrega un factor adicional denominado “*spread* soberano”, el cual corresponde a la diferencia en la tasa de un bono de gobierno del país al cual pertenece la acción y el bono del tesoro norteamericano.

⁵ Damodaran considera en su publicación de julio de 2021 que la razón de las volatilidades es 1,02.

⁶ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>, correspondiente a los valores publicados en julio 2021.

El Estudio Tasa de Costo de Capital obtiene el valor del premio por riesgo de mercado de Estados Unidos del documento “Duff & Phelps Recommended U.S. Equity Risk Premium”, el que recomienda para el año 2020 un premio por riesgo de mercado de 5,5%. Por otro lado, como *spread* soberano el Estudio Tasa de Costo de Capital considera los CDS estimados por Damodaran (0,86%).

En consecuencia, de acuerdo con esta metodología el premio por riesgo de mercado para Chile es de 6,36%.

c) Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta)

Se basa en determinar los retornos esperados de los mercados en desarrollo a partir de la calificación de crédito y los retornos de mercado de países desarrollados.

El retorno esperado de mercado calculado de acuerdo con esta metodología es publicado regularmente por Duff & Phelps. Con base a la información provista por Duff & Phelps, el retorno esperado del mercado para el caso de Chile es 10,5%. Para estimar el premio por riesgo de mercado es necesario descontar de dicho valor la tasa libre de riesgo nominal, la que se estima en 3,32%⁷.

De este modo, se estima un premio por riesgo de mercado para Chile de 7,18%.

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de los premios por riesgo de mercado estimado de acuerdo con las diversas metodologías:

Cuadro 6: Premios por riesgo de mercado para Chile

Metodología	Premio por riesgo de mercado
Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran)	5,25%
<i>Spread</i> soberano (Goldaman-Sachs)	6,36%
Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta)	7,18%
Promedio	6,26%

Fuente: Estudio Tasa de Costo de Capital

El Estudio de Tasa de Costo de Capital propone utilizar como premio por riesgo de mercado el promedio de las tres metodologías mencionadas precedentemente, cuyo valor es 6,26%.

⁷ Corresponde al promedio para el período septiembre 2020 – agosto 2021 de los BCP-10 y BTP-10, en base a información publicada por el Banco Central de Chile.

No obstante, con el fin de guardar la debida consistencia entre el plazo de los instrumentos que se suele utilizar para estimar las tasas libres de riesgo para determinar los premios por riesgos internacionales y el plazo del instrumento libre de riesgo seleccionado en el presente informe, esta Comisión considera que se debe corregir el premio por riesgo de mercado estimado en el Estudio Tasa de Costo de Capital. Para ello, se determinará la rentabilidad de mercado en Chile a partir del premio por riesgo de mercado de 6,26% más la tasa interna de retorno promedio de los BTU-10, cuyo valor se estima en 1,67% (promedio período mayo 2021 – octubre 2021). De este modo, la rentabilidad de mercado se estima en 7,93%.

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 establecida a partir del mismo instrumento individualizado en el capítulo 2 del presente informe. Por lo tanto, considerando el retorno de mercado de 7,93% y una tasa libre de riesgo de 0,90%, equivalente a la tasa interna de retorno promedio del BTU-05 desde mayo de 2021 hasta octubre de 2021, el premio por riesgo de mercado para el cuatrienio 2022–2025 es igual a 7,03%.

4. RIESGO SISTEMÁTICO

El riesgo sistemático corresponde al 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.

En el Estudio Tasa de Costo de Capital se estimó el riesgo sistemático mediante mínimos cuadrados ordinarios, a partir de la construcción de una muestra representativa de empresas de distribución de gas.

En primer lugar, se determinó una muestra inicial de empresas candidatas a integrar la muestra final representativa. Para ello, se seleccionaron las compañías en base al código SIC 4924, el que corresponde a empresas de distribución de gas natural (Natural Gas Distribution). De este modo, se obtiene una muestra inicial de 28 empresas que presentaron operaciones bursátiles en el período 2000–2020, de las cuales seis tienen presencia bursátil en los últimos 2 años (septiembre 2019 – agosto 2021).

A continuación, se estimaron⁸ los riesgos sistemáticos o betas de las seis empresas. Los betas obtenidos para la muestra de empresas comparables se ajustan en base al método de Blume⁹. En el siguiente cuadro, se presentan los betas de patrimonio sin y con ajuste de Blume.

Cuadro 7: Betas de patrimonio

Empresa	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Atmos Energy Corporation	0,529	0,707
National Fuel Gas Company	0,695	0,812

⁸ Se utilizan datos mensuales para un período de dos años (desde septiembre de 2019 a agosto de 2021). La fuente de información es Yahoo Finance.

⁹ El beta ajustado se determinó como 0,371 más 0,635 multiplicado por el beta estimado por mínimos cuadrados ordinarios.

New Jersey Resources	0,581	0,740
NW Natural	0,609	0,758
One Gas	0,422	0,639
Spire Inc.	0,388	0,618

Fuente: Estudio Tasa de Costo de Capital.

Para obtener el beta de activos a partir del beta de patrimonio, se utiliza la fórmula de Miles y Ezzell¹⁰, para lo cual es necesario determinar el beta de la deuda, el costo de la deuda, la tasa de impuesto de primera categoría¹¹, y la razón de endeudamiento¹².

El beta de la deuda se obtiene del cociente entre el *spread* de la deuda¹³ y el premio por riesgo de mercado¹⁴, mientras que el costo de la deuda se estima como el *spread* de la deuda más la tasa libre de riesgo¹⁵.

En los siguientes cuadros se presentan los betas de la deuda obtenidos y el costo de la deuda.

Cuadro 8: Betas de deuda

Empresa	Spread rating	Premio por riesgo de mercado	Beta de deuda
Atmos Energy Corporation	1,18%	4,38%	0,269
National Fuel Gas Company	1,71%	4,38%	0,390
New Jersey Resources	1,33%	4,38%	0,304
NW Natural	1,07%	4,38%	0,244

¹⁰

$$\beta^u = \frac{\beta^e + \beta^b \cdot \left(1 - t_c \cdot \frac{k_b}{1 + k_b}\right) \cdot \frac{B}{E}}{1 + \left(1 - t_c \cdot \frac{k_b}{1 + k_b}\right) \cdot \frac{B}{E}}$$

Donde:

β^u es el beta de activos;

β^e es el beta de patrimonio;

β^b es el beta de la deuda;

k_b es el costo de la deuda;

t_c es la tasa de impuesto a las corporaciones o impuesto de primera categoría; y

$\frac{B}{E}$ es la razón de endeudamiento.

¹¹ La tasa de impuesto se obtiene de Damodaran Online <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

¹² La razón de endeudamiento es obtenida a partir de información contable de las empresas y es calculada como el cociente entre la deuda financiera y el patrimonio neto.

¹³ El *spread* de deuda de cada empresa es definido a partir de la calificación crediticia de las mismas con base en el *ranking* asignado por Fitch. La fecha de la calificación crediticia es la informada por Fitch correspondiente al año 2020. En caso de no presentarse tal *ranking*, la calificación crediticia se calcula a partir del ratio de cobertura de intereses (EBIT/Intereses) y la información publicada por Damodaran Online.

¹⁴ El premio por riesgo de mercado se obtiene de Damodaran Online.

¹⁵ La tasa libre de riesgo corresponde al promedio de la tasa nominal de un bono de los Estados Unidos a 10 años (T-Bond 10y), para el período enero 2021 – junio 2021.

One Gas	1,18%	4,38%	0,269
Spire Inc.	2,31%	4,38%	0,527

Fuente: Estudio Tasa de Costo de Capital.

Cuadro 9: Costo de la deuda

Empresa	Tasa libre de riesgo	Costo de la deuda
Atmos Energy Corporation	1,45%	2,63%
National Fuel Gas Company	1,45%	3,16%
New Jersey Resources	1,45%	2,78%
NW Natural	1,45%	2,52%
One Gas	1,45%	2,63%
Spire Inc.	1,45%	3,76%

Fuente: Estudio Tasa de Costo de Capital.

Por último, en el cuadro siguiente se presentan los betas de activos estimados a partir de los betas de patrimonio, utilizando la fórmula de Miles y Ezzell.

Cuadro 10: Betas de activo

Empresa	Beta patrimonio ajustado	Beta de deuda	Costo de la deuda	Tasa de impuesto	Razón de endeudamiento	Beta de activos
Atmos Energy Corporation	0,707	0,269	2,63%	0,27	0,702	0,527
National Fuel Gas Company	0,812	0,390	3,16%	0,27	1,349	0,571
New Jersey Resources	0,740	0,304	2,78%	0,27	1,363	0,489
NW Natural	0,758	0,244	2,52%	0,27	1,510	0,450
One Gas	0,639	0,269	2,63%	0,27	0,896	0,465
Spire Inc.	0,618	0,527	3,76%	0,27	1,242	0,568

Fuente: Estudio Tasa de Costo de Capital.

De este modo, el riesgo sistemático, calculado como el beta de activos promedio, corresponde a 0,512.

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 con 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 con lo siguiente:

- 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.
- 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.
- 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.
- Se determina el Factor por Tamaño de acuerdo con el Cuadro 11:

Cuadro 11: 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%

Fuente: Resolución Exenta CNE N° 117.

Los ingresos de actividades ordinarias de las empresas Lipigas S.A, GasSur S.A., Metrogas S.A. y Empresas Gasco S.A., se obtienen de los estados financieros informados a la Superintendencia de

Valores y Seguros, correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020, los cuales son públicos.

Los ingresos de actividades ordinarias de las empresas GasValpo SpA e Intergas S.A. se obtienen de los estados financieros informados a la Comisión, correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020, los cuales no son públicos.

De acuerdo con los ingresos de actividades ordinarias, la empresa de mayor tamaño es Metrogas.

En el siguiente cuadro se presenta el factor por tamaño para cada empresa concesionaria.

Cuadro 12: 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%
Empresas Gasco	0,00%

Fuente: Elaboración propia.

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, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 117.

Los conceptos de riesgo señalados en el párrafo precedente son valorizados y ponderados de acuerdo con lo indicado en el siguiente cuadro.

Cuadro 13: 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?	33%

	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	
Dependencia del proveedor	¿Puede la empresa en una determinada zona de concesión cambiar de proveedor de suministro de gas sin disminuir la calidad del producto/servicio o aumentar los costos?	34%
	No – Riesgo alto: 5 puntos	
	Sí – Riesgo bajo: 1 punto	

Fuente: Resolución Exenta CNE N° 117.

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 respectivos.

En el siguiente cuadro se muestra el puntaje asignado a cada empresa en cada zona de concesión por el concepto de riesgo estabilidad del negocio.

Cuadro 14: Valorización riesgo estabilidad del negocio

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Años de operación	Puntaje
Lipigas	Antofagasta	Más de 6	1
Lipigas	Los Lagos	Entre 1 y 3	5
GasSur	Biobío	Más de 6	1
GasValpo	Coquimbo	Entre 4 y 6	3
GasValpo	Maule	Entre 4 y 6	3
GasValpo	Valparaíso	Más de 6	1
Intergas	Biobío	Más de 6	1
Intergas	La Araucanía	Más de 6	1
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	Más de 6	1
Metrogas	Metropolitana	Más de 6	1
Metrogas	Los Lagos	Entre 1 y 3	5
Empresas Gasco	Magallanes y de la Antártica Chilena	Más de 6	1

Fuente: Elaboración propia.

5.2.2. Concentración de clientes

De acuerdo con antecedentes proporcionados por las empresas para las ventas de gas realizadas durante el 2020, 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.

En el siguiente cuadro se muestra el puntaje asignado a cada empresa en cada zona de concesión por el concepto de riesgo concentración de clientes.

Cuadro 15: Valorización riesgo concentración de clientes

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Volumen de ventas de gas a los 5 mayores respecto al total	Puntaje
Lipigas	Antofagasta	Entre 20% y 30%	3
Lipigas	Los Lagos	Más del 30%	5
GasSur	Biobío	Menos del 20%	1
GasValpo	Coquimbo	Más del 30%	5
GasValpo	Maule	Más del 30%	5
GasValpo	Valparaíso	Más del 30%	5
Intergas	Biobío	Más del 30%	5
Intergas	La Araucanía	Más del 30%	5
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	Más del 30%	5
Metrogas	Metropolitana	Entre 20% y 30%	3
Metrogas	Los Lagos	Más del 30%	5
Empresas Gasco	Magallanes y de la Antártica Chilena	Entre 20% y 30%	3

Fuente: Elaboración propia.

5.2.3. Dependencia del proveedor

Para determinar el grado de dependencia del 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 con Empresas Gasco, en la zona de concesión de Magallanes y de la Antártica Chilena, esta empresa tiene acceso a un único proveedor, por lo que este concepto de riesgo se valoriza con 5 puntos.

En el siguiente cuadro se muestra el puntaje asignado a cada empresa en cada zona de concesión por el concepto de riesgo dependencia del proveedor.

Cuadro 16: Valorización riesgo dependencia del proveedor

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Puntaje
Lipigas	Antofagasta	5
Lipigas	Los Lagos	5
GasSur	Biobío	5
GasValpo	Coquimbo	5
GasValpo	Maule	5
GasValpo	Valparaíso	5
Intergas	Biobío	5
Intergas	La Araucanía	5
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	1
Metrogas	Metropolitana	1
Metrogas	Los Lagos	1
Empresas Gasco	Magallanes y de la Antártica Chilena	5

Fuente: Elaboración propia.

5.2.4. Valor factor por riesgos específicos

De acuerdo con 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 con el Cuadro 17.

Cuadro 17: 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%

Fuente: Resolución Exenta CNE N° 117.

El factor por riesgos específicos resultante para cada empresa en cada zona de concesión se puede ver en el Cuadro 18.

Cuadro 18: Factor por riesgos específicos por empresa concesionaria y zona de concesión

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

Empresas Gasco	Magallanes y de la Antártica Chilena	0,67%
----------------	--------------------------------------	-------

Fuente: Elaboración propia.

5.3. Valores factores individuales por zona de concesión

De acuerdo con lo señalado en las secciones precedentes, en el Cuadro 19 se presentan los factores individuales por zona de concesión.

Cuadro 19: Factor individuales por zona de concesión

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Factor por tamaño	Factor por riesgos específicos	Factor individual
Lipigas	Antofagasta	0,00%	0,67%	0,34%
Lipigas	Los Lagos	0,00%	1,00%	0,50%
GasSur	Biobío	0,70%	0,33%	0,52%
GasValpo	Coquimbo	0,35%	1,00%	0,68%
GasValpo	Maule	0,35%	1,00%	0,68%
GasValpo	Valparaíso	0,35%	0,67%	0,51%
Intergas	Biobío	1,00%	0,67%	0,84%
Intergas	La Araucanía	1,00%	0,67%	0,84%
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	0,00%	0,33%	0,17%
Metrogas	Metropolitana	0,00%	0,00%	0,00%
Metrogas	Los Lagos	0,00%	0,67%	0,34%
Empresas Gasco	Magallanes y de la Antártica Chilena	0,00%	0,67%	0,34%

Fuente: Elaboración propia en base a Resolución Exenta CNE N° 117.

6. TASA DE COSTO DE CAPITAL APLICABLE AL CUATRIENIO 2022-2025

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 2022-2025 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 20 se presenta la tasa de costo de capital aplicable al cuatrienio 2022-2025 para los fines establecidos en la Ley de Servicios de Gas, para cada una de las empresas concesionarias, por zona de concesión.

Cuadro 20: Tasa de costo de capital aplicable al cuatrienio 2022–2025

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Tasa libre de riesgo	Premio por riesgo de mercado	Riesgo sistemático	Factor Individual	Tasa de costo de capital
		(A)	(B)	(C)	(D)	
Lipigas	Antofagasta	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BTU-05	7,03%	0,512	0,34%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%
Lipigas	Los Lagos	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BTU-05	7,03%	0,512	0,50%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%
GasSur	Biobío	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BTU-05	7,03%	0,512	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 BTU-05	7,03%	0,512	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 BTU-05	7,03%	0,512	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 BTU-05	7,03%	0,512	0,51%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%
Intergas	Biobío	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BTU-05	7,03%	0,512	0,84%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Tasa libre de riesgo	Premio por riesgo de mercado	Riesgo sistemático	Factor Individual	Tasa de costo de capital
		(A)	(B)	(C)	(D)	
Intergas	La Araucanía	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BTU-05	7,03%	0,512	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 BTU-05	7,03%	0,512	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 BTU-05	7,03%	0,512	0,00%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%
Metrogas	Los Lagos	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BTU-05	7,03%	0,512	0,34%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%
Empresas Gasco	Magallanes y de la Antártica Chilena	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BTU-05	7,03%	0,512	0,34%	Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%

Fuente: Elaboración propia.

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 de la tasa de costo de capital para el año siguiente, la que corresponderá al promedio de la tasa interna de retorno del instrumento indicado en el Cuadro 20 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.

ARTÍCULO SEGUNDO: 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° 445 de 2021, a través de su envío por correo electrónico y publíquese en la página web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese, archívese y publíquese.

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

DPR/MMA/MOC/RGF/GSV/

DISTRIBUCIÓN:

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