

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, 9 de diciembre de 2021

RESOLUCION EXENTA N° 535

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 periodo 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”;

- h) Lo establecido en Resolución Exenta CNE N° 448, de fecha 3 de noviembre de 2021, que 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, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 448”;
- i) Las observaciones recibidas de Empresas Gasco S.A., mediante correo electrónico de fecha 17 de noviembre;
- j) Las observaciones recibidas de la empresa Gasvalpo SpA., mediante correo electrónico de fecha 17 de noviembre;
- k) Las observaciones recibidas de la empresa Intergas S.A., mediante correo electrónico de fecha 17 de noviembre;
- l) Las observaciones recibidas de la empresa Metrogas S.A., mediante correo electrónico de fecha 17 de noviembre;
- m) Las observaciones recibidas del participante inscrito en el Registro de Participación Ciudadana, Sociedad Austral de Electricidad S.A., mediante correo electrónico de fecha 17 de noviembre; y,
- n) Lo señalado en la Resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, conforme a lo dispuesto en el 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;
- b) 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;
- c) 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;

- d) 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.
- e) 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.
- f) 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;
- g) Que, en virtud de lo establecido en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas y la Resolución CNE N° 117, esta Comisión aprobó, mediante Resolución CNE N° 448, el Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de Costo Anual de Capital;
- h) Que, estando dentro del plazo legal, las empresas concesionarias de distribución de gas de red y los inscritos en el Registro de Participación Ciudadana enviaron las observaciones al Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de Costo Anual de Capital que se identifican en los literales i) a m) de Vistos; y,
- i) 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 Tasa de Costo de Capital del DFL N° 323, Ley de Servicios de Gas. Cuatrienio 2022-2025”:



INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

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

CUATRIENIO 2022-2025

Diciembre 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) | 8 |
| c) | Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta)..... | 8 |
| 4. | RIESGO SISTEMÁTICO | 9 |
| 5. | FACTORES INDIVIDUALES POR ZONA DE CONCESIÓN..... | 12 |
| 5.1. | Factor por Tamaño | 12 |
| 5.2. | Factor por Riesgos Específicos | 14 |
| 5.2.1. | Estabilidad del negocio | 14 |
| 5.2.2. | Concentración de clientes..... | 15 |
| 5.2.3. | Dependencia del proveedor | 16 |
| 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 | 18 |
| | ANEXO: RESPUESTA A OBSERVACIONES AL INFORME TÉCNICO PRELIMINAR | 21 |

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”.

Es así como mediante Resolución Exenta CNE N° 448, de fecha 3 de noviembre de 2021, 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 de red y a los participantes del Registro de Participación Ciudadana del proceso de cálculo de la Tasa de Costo Anual de Capital, constituido mediante Resolución Exenta CNE N° 445, de 2 de noviembre de 2021.

Por último, cabe señalar que 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., Gasco S.A., Intergas S.A. y el participante inscrito en el Registro de Participación Ciudadana Sociedad Austral de Electricidad S.A.

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.

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.

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% |
| | 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.

⁴ Los plazos utilizados para analizar los instrumentos son residuales.

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.

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 (Goldman-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

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

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.

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:

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

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.

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 (Goldman-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%.

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 |
| 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.

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.

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

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.

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 | <i>Spread rating</i> | 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 |
| 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.

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.

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:

- 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 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? 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% |

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 (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 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 (A) | Premio por riesgo de mercado (B) | Riesgo sistemático (C) | Factor Individual (D) | Tasa de costo de capital |
|-----------------------|---------------------------------------|---|-------------------------------------|---------------------------|--------------------------|---|
| 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.

ANEXO: RESPUESTA A OBSERVACIONES AL INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

| | |
|--|----------------------------|
| Empresa: GasValpo | Tema: Tasa libre de riesgo |
| <p>Observación: Ley de Servicios del Gas (LSG) establece:</p> <p><i>"La tasa de rentabilidad libre de riesgo corresponderá 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 deberán 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".</i></p> <p>Según lo ordenado por la ley, el tipo de instrumento que permite calcular la tasa de rentabilidad libre de riesgo debe satisfacer la mejor combinación de tres consideraciones: 1) liquidez, 2) estabilidad y 3) montos transados. En consecuencia, no basta que un instrumento tenga el mejor desempeño en sólo uno de estos ámbitos, sino que debe buscarse la mejor combinación entre las mejores alternativas de cada uno de ellos.</p> <p>Pues bien, el Informe Técnico Preliminar (o "ITP") concluye, en forma errónea, que <i>"el BTU con un plazo de 5 años al vencimiento presenta las mejores características de liquidez, estabilidad y montos transados"</i> (p. 7) para efectos del cálculo de la tasa de rentabilidad libre de riesgo.</p> <p>El análisis realizado en el ITP considera una interpretación incorrecta de los criterios señalados por la LSG, por los siguientes motivos:</p> <p>1) Liquidez. El ITP concluye: <i>"Los bonos que presentan una mejor característica de liquidez son los BTU con plazo de 5 años al vencimiento"</i> (pp. 4-5).</p> <p>Si bien para el período analizado se obtiene que el BTU5 muestra una presencia bursátil de 100%, el ITP no expresa que la segunda mejor opción es el BTU-10, cuestión que es importante reconocer para efectos de analizar, posteriormente, cuál de ambos instrumentos permite la mejor combinación de liquidez, estabilidad y montos transados. En este sentido, el Informe del Consultor indica: "Como se puede ver el instrumento con mayor presencia bursátil es el BTU-05 años, y le sigue el BTU-10 años".</p> <p>Adicionalmente, al estudiar la liquidez de los instrumentos reajustables en moneda nacional emitidos por la Tesorería General de la República como la presencia bursátil de dichos instrumentos, para el período entre noviembre 2019 y octubre 2021, se constata que el BTU-10 años es el que presenta mayor liquidez.</p> <p>2) Estabilidad. El ITP señala: <i>"Los BTU con 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"</i> (p. 6). Por otro lado, indica que <i>"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"</i> (p. 6). Luego concluye que <i>"los bonos que presentan mejor desempeño de estabilidad corresponden a los BTU con un plazo de 5 años al vencimiento"</i> (p. 6).</p> <p>Sin embargo, el Informe Técnico Preliminar no presenta análisis alguno de la variabilidad de la TIR de los instrumentos, indicador fundamental para estudiar su estabilidad. El Consultor, de manera incorrecta, asume</p> | |

que el criterio de estabilidad se refiere a estabilidad de los montos transados en mercado secundario y no a la **estabilidad de TIR** del instrumento.

La **estabilidad de TIR** es la interpretación correcta del criterio de estabilidad, ya que, en términos de activos financieros, el concepto de estabilidad relevante es el de estabilidad de TIR. Este mismo criterio es respaldado por el **Dictamen N°5-2017**, página 59, donde el Panel de Expertos estudia la **estabilidad de los instrumentos reajustables a partir de un análisis de la desviación estándar de las TIR**.

Debido a lo anterior, se debe determinar la **estabilidad de TIR** considerando dos medidas: i) la desviación estándar y ii) el coeficiente de variabilidad de la TIR de los instrumentos. Respecto de la **desviación estándar** de la TIR, en el período entre noviembre 2019 y octubre 2021 el BTU-10 es el instrumento que muestra el menor valor. Por otro lado, el análisis de **coeficiente de variabilidad** de la TIR para el período comprendido entre noviembre 2019 y octubre 2021 el BTU-30 es el instrumento que muestra el menor valor y a su vez el BTU-5 es el que presenta un mayor coeficiente de variabilidad.

Por último, vale la pena señalar que el Panel de Expertos (sección 4.1.2 y 4.1.3 del Dictamen N°5-2017, páginas 59 a 62) concluyó, en un análisis relevante para este caso, que los instrumentos a 10 años cumplen mejor las características que exige la ley.

Propuesta:

Se propone utilizar el BTU-10 años para el cálculo de la tasa libre de riesgo, ya que es el instrumento que mejor cumple con todas las condiciones que exige la ley, en los dos últimos años.

Respuesta:

No se acoge la observación.

Respecto a la liquidez de los instrumentos, al considerar el período noviembre 2019 y octubre 2021, el BTU-5 sigue siendo el instrumento que presenta una mayor presencia bursátil. Adicionalmente, considerando la información contenida en la Base de Datos Estadísticos del Banco Central de Chile, los bonos en UF a 5 años son los que tienen una mayor presencia bursátil.

En relación con la estabilidad, la tasa interna de retorno de un instrumento puede mostrar baja variación por tener menor liquidez, por lo que es preferible medir la estabilidad calculando el coeficiente de variación del número de transacciones, la cantidad de bonos transados y/o los montos transados. En este sentido, la estabilidad del instrumento está relacionada con la estabilidad de la demanda de los inversionistas por éste y, por tanto, con la estabilidad de las transacciones.

| | |
|--------------------------|---------------------------------|
| Empresa: GasValpo | Tema: Riesgo sistemático |
|--------------------------|---------------------------------|

Observación:

El ITP considera una metodología estándar para la estimación del riesgo sistemático, pero el número de empresas comparables que considera es limitado y parcial. Específicamente, la CNE considera sólo seis empresas, y todas de Estados Unidos, agrupadas bajo el código 4924 "Natural Gas Distribution". Éstas son: Atmos Energy Corporation, National Fuel Gas Company, New Jersey Resources, Northwest Natural Natural Holding Co, One Gas Inc, y Spire Inc. (ITP, pp. 9-11).

El artículo 32° de la Ley de Servicios de Gas establece que se debe considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas de gas con relación al mercado, lo que implica reconocer la realidad nacional. Tal aspecto no estaría siendo recogido por la metodología presentada por la CNE, ya que ella se

basa en la estimación del riesgo sistemático de empresas que se enfrentan a otra realidad de mercado bajo un régimen tarifario regulatorio *Rate of return*, que se enmarca bajo el enfoque de *Cost of Service*. Consideramos poco representativa tal aproximación.

A continuación, se presenta la metodología que se debería aplicar para el cálculo del riesgo sistemático:

Selección de Empresas

Para la selección de empresas a considerar para el cálculo del valor *beta* debe aplicarse la siguiente metodología:

- Considerar una base de datos global de empresas distribuidoras y comercializadoras de gas natural. Por ejemplo, una obtenida de Bloomberg, como la que fue utilizada en este caso.
- Dicha base de datos debe ser segmentada agrupando a aquellas empresas cuyas ventas por distribución y comercialización de gas superen un 75% de sus ventas totales. Como referencia, para considerar una empresa en un determinado rubro, Duff & Phelps exige que las ventas del rubro respectivo representen al menos un 75% del total de ventas.
- Se debe considerar la información de cada empresa y de cada mercado al que las empresas pertenecen, al cierre de cada mes y por una ventana de 60 meses (desde noviembre de 2016 hasta octubre 2021). Además, se debe considerar la serie de bonos de gobierno de cada país, considerado como tasa libre de riesgo correspondiente al instrumento estatal a 10 años en moneda local. Con dichas series de valores se calcula el retorno mensual para cada acción, índice y tasa libre de riesgo.
- Aquellas empresas que no presentaran datos de mercado completos para la ventana de 60 meses, no deberían considerarse por falta de datos. Los datos de mercado mínimos necesarios corresponden al precio de las acciones, capitalización de mercado y deuda neta. Como referencia, Duff & Phelps considera como necesarios un total 60 datos para la ventana de 60 meses.
- Aquellas empresas que tuvieran un promedio de EBITDA negativo durante la ventana de 5 años se deben considerar empresas no saludables y se deben descartar del análisis.

Aplicando tal metodología, usando la base de datos de Bloomberg ya mencionada, se obtiene una muestra de 45 empresas.

Cálculo del Beta

Posteriormente se debe estimar el *beta* para cada una de las empresas seleccionadas que cumplen con las condiciones mencionadas anteriormente, de la siguiente forma:

- Para cada una de las empresas anteriores se deben realizar estimaciones mediante Mínimos Cuadrados Ordinarios para los excesos de retornos de cada acción en relación con el exceso de retorno de su mercado respectivo. Se deben considerar regresiones lineales con datos mensuales para cada empresa y su respectivo mercado. Se debe considerar como variable dependiente al exceso de retorno del precio de las acciones de las empresas y como variable independiente al exceso de retorno del mercado. El valor estimado para el *beta* que se obtiene mediante la regresión corresponde al beta apalancado de dicha empresa o riesgo sistemático de su patrimonio.
- Al *beta* apalancado, al igual que en la metodología presentada por la Comisión Nacional de Energía y realizado por Duff & Phelps, se le debe realizar el ajuste de Blume, que considera que el *beta* sigue una tendencia hacia el valor del beta de mercado.
- Para el cálculo del *beta* desapalancado de la industria, al igual que en la metodología presentada en el Informe Técnico Preliminar, se debe utilizar la fórmula de Miles Ezzell que considera tanto la

relación de apalancamiento como el riesgo de la deuda. Como referencia, el Valuation Handbook de Duff & Phelps utiliza la misma fórmula.

En base a la metodología descrita y la base de datos usada, considerando los 60 meses entre noviembre 2016 y octubre 2021, se obtiene **un beta para la industria de distribución de gas de 0,64 como la mediana para los resultados obtenidos para la muestra de empresas.**

Dictamen Panel de Expertos proceso anterior

Por último, vale la pena tener presente que el Panel de Expertos, en el Dictamen N°5-2017, estuvo de acuerdo con los criterios mencionados para seleccionar las empresas (propuesta metodológica de Econsult), con excepción de la aplicación del filtro del estadístico “t” del *beta*, el cual no ha sido usado en esta observación para llegar a la muestra de 45 empresas antes mencionada.

Propuesta:

Se propone considerar un riesgo sistemático de 0,64, de acuerdo con la metodología descrita en la observación.

Respuesta:

No se acoge la observación.

En primer lugar, la observación no señala cómo se obtuvo de Bloomberg la “base de datos global de empresas distribuidoras y comercializadoras de gas natural”. Es importante que la selección inicial de la muestra de empresas no sea arbitraria, y en este sentido, en el Informe Técnico Preliminar la muestra inicial de empresas corresponde a aquellas clasificadas con el código SIC 4924 (28 empresas con operaciones bursátiles en el período 2000-2020).

En segundo lugar, llama la atención que de la muestra de 45 empresas hay 15 que presentan una razón de endeudamiento igual a 0. Asimismo, de las 45 empresas de la muestra, 27 pertenecen al mercado asiático, países que presentan una menor regulación o no realizan control de precios para el consumo doméstico.

Por último, al menos una de las empresas de la muestra (Delta Natural Gas), retiró sus acciones el 20 de septiembre de 2017 tras un acuerdo de fusión con otras empresas.

En consecuencia, no hay certeza de que el beta de 0,64 sea representativo de la industria del gas.

| | |
|---|-----------------------------------|
| Empresa: Intergas | Tema: Tasa libre de riesgo |
| <p>Observación: La FNE adopta como instrumento para determinar la tasa libre de riesgo los BTU a 5 años, debido principalmente al bajo coeficiente de variabilidad que presentan respecto del número de negociaciones, cantidad de bonos y montos transados. En cambio, no se considera el coeficiente de variabilidad de las tasas, que es la variable que interesa determinar.</p> <p>Propuesta: Utilizar BTU a 10 años.</p> <p>Respuesta:</p> | |

La tasa interna de retorno de un instrumento puede mostrar baja variación por tener menor liquidez, por lo que es preferible medir la estabilidad calculando el coeficiente de variación del número de transacciones, la cantidad de bonos transados y/o los montos transados. En este sentido, la estabilidad del instrumento está relacionada con la estabilidad de la demanda de los inversionistas por éste y, por tanto, con la estabilidad de las transacciones.

| | |
|--|---|
| Empresa: Intergas | Tema: Premio por riesgo de mercado |
| <p>Observación: El premio por riesgo de mercado corresponde a un promedio de 3 formas de cálculo, de las cuales 2 son indirectas y una es directa.</p> <p>Propuesta: Premio por riesgo de mercado directo, de Duff & Phelps</p> <p>Respuesta: No se acoge la observación.</p> <p>Las tres metodologías que se utilizan para estimar el premio por riesgo de mercado se basan en información del mercado internacional. Básicamente, los tres enfoques utilizados son metodologías que ajustan el premio por riesgo de un mercado desarrollado por alguna medida de riesgo país.</p> | |

| | |
|--|--|
| Empresa: Intergas | Tema: Riesgo sistemático, muestra de empresas |
| <p>Observación: Para determinar el riesgo sistemático del sector de distribución de gas natural, la FNE utiliza referencias de EE.UU., en que casi un 50% de la calefacción de hogares es por gas natural, prácticamente no existe competencia del gas licuado y las empresas de gas natural se pueden considerar un monopolio natural. En Chile hay menos de un 12% de viviendas con conexión a gas natural y participa en menos del 5% en la energía de calefacción, por lo que el riesgo sistemático de la industria se acerca más al riesgo de mercado que al riesgo sistemático de un monopolio natural.</p> <p>Propuesta: Beta patrimonial estimado como 1.</p> <p>Respuesta: No se acoge la observación.</p> <p>Por un lado, la calefacción de hogares en EE.UU. utilizando como combustible el gas distribuido por red ha ido bajando su participación, de acuerdo con el American Housing Survey, del U.S. Census Bureau, enfrentando una fuerte competencia con la electricidad.</p> <p>Por otro lado, no se entrega información que respalde la estimación de un beta patrimonial igual a 1.</p> | |

| | |
|--------------------------|--|
| Empresa: Intergas | Tema: Riesgo sistemático, beta de activos |
| Observación: | |

El informe FNE toma el beta patrimonial, aplica el ajuste de Blume y luego aplica un ajuste por un beta de la deuda (con tasa de impto. de Chile, no de EE.UU) con la relación deuda capital de las empresas de la muestra, para determinar el beta de activos. Sin embargo, la posibilidad de endeudamiento en Chile para la industria es significativamente menor. De hecho, Metrogas, la mayor empresa distribuidora de gas en Chile tiene una relación deuda/capital que es un 32% menor que el promedio de las empresas que conforman la muestra.

En el caso de Intergas, por su tamaño e historia está fuera del mercado de Bonos y no puede acceder a una deuda financiera significativa en relación al tamaño de sus activos, por lo que no tiene deuda financiera.

Si en el cálculo de la TCC de Intergas se supone que cuenta con apalancamiento, termina con una tasa de patrimonio efectiva inferior a la de las grandes empresas del benchmark, lo que es a todas luces inconsistente.

Propuesta:

Beta de activos igual a Beta Patrimonio.

Respuesta:

No se acoge la observación.

Las consideraciones respecto a riesgos específicos de las empresas son tenidas en cuenta en los factores individuales por zona de concesión los que se componen de factores por tamaño, estabilidad del negocio, concentración de clientes y dependencia del proveedor.

| | |
|--|-----------------------------------|
| Empresa: Metrogas | Tema: Tasa libre de riesgo |
| <p>Observación: El instrumento BTU de 5 años al vencimiento no refleja los plazos de inversión que caracterizan al sector de distribución de GN, presenta además una inconsistencia de horizonte temporal respecto del cálculo del premio por riesgo. Luego, se debe seleccionar un instrumento que, cumpliendo con las características indicadas en la norma, sea consistente con los plazos de inversión y con la estimación del PRM.</p> <p>Propuesta: Se solicita utilizar el BTU de 10 años al vencimiento.</p> <p>Respuesta: No se acoge la observación.</p> <p>El artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas establece que la tasa libre de riesgo debe corresponder a la tasa interna de retorno promedia ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. Asimismo, 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.</p> <p>Por otro lado, un bono a 5 años es consistente con el marco regulatorio que norma a las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas, puesto que la tasa de costo de capital se fija cada cuatro años y, particularmente, su componente tasa libre de riesgo se actualiza anualmente.</p> | |

| | |
|---|--------------------------|
| Empresa: Metrogas | Tema: Riesgo sistemático |
| <p>Observación: Se observa que las estimaciones de betas apalancados reportados en el ITP se realizan en base a datos con frecuencia mensual y utilizando la referencia de los 2 años previos. Se propone, en cambio utilizar referencias temporales mayores y con frecuencia semanal o diaria.</p> <p>Propuesta: Se solicita ajustar el riesgo sistemático a un valor superior a 0,6 como el que resulta de la aplicación de los betas apalancados de Bloomberg.</p> <p>Respuesta: No se acoge la observación.</p> <p>La frecuencia mensual de datos es la que utiliza Duff & Phelps en sus estimaciones.</p> <p>En cuanto al período de análisis, el período de dos años es consistente con el horizonte de evaluación de las características de liquidez, estabilidad y montos transados de los bonos para estimar la tasa libre de riesgo.</p> | |

| | |
|--|--|
| Empresa: Empresas Gasco | Tema: Factores individuales por zona de concesión, factor por tamaño |
| <p>Observación: El Informe Técnico Preliminar establece: "<i>Los ingresos de actividades ordinarias de las empresas Lipigas 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.</i>" Posteriormente, en el cuadro 12: "<i>Factor por tamaño por empresa concesionaria</i>" se asigna un Factor por Tamaño a Empresas Gasco equivalente a 0,00%.</p> <p>Observamos que los Estados Financieros de carácter público de Empresas Gasco S.A., que trimestral y anualmente son informados a la Comisión para el Mercado Financiero (antes SVS), son consolidados incluyendo todas las filiales que integran el grupo empresarial (Empresas Gasco), incluido las compañías que comercializan gas en otros países y realizan otras actividades, lo que distorsiona los resultados calculados por la Comisión, dado que no estaría considerando únicamente los ingresos por actividades ordinarias de la concesionaria de distribución de gas por red, sino ingresos superiores a los reales y de otros negocios que no son sujetos a regulación tarifaria.</p> <p>Los ingresos de actividades ordinarias de la concesionaria han sido informados a la Comisión Nacional de Energía en el Informe de Ingresos de explotación 2020.</p> <p>Finalmente, hacemos presente, que lo anterior fue dictaminado por el Honorable Panel de Expertos en el dictamen N°5 - 2017, el cual acogió la discrepancia de Empresas Gasco, de su unidad de negocios Gasco Magallanes en dicha materia.</p> <p>Propuesta: Para la determinación del Factor por Tamaño del Factor Individual por Zona de Concesión, sea considerada la Información financiera de la unidad de negocios Gasco Magallanes.</p> | |

Respuesta:

No se acoge la observación.

La mayor rentabilidad que podrían requerir las empresas de menor tamaño respecto a las empresas de mayor tamaño se debería a que las empresas más pequeñas tendrían mayores riesgos operativos y financieros. En este sentido, se suele argumentar la existencia de mayores riesgos en empresa de menor tamaño, asociándolo a menor disponibilidad de recursos requeridos para afrontar variaciones en las condiciones económicas, para afrontar la competencia, menor información disponible para los inversionistas y condiciones de acceso a créditos y financiamiento menos ventajosas que las empresas de mayor tamaño.

Por tal motivo, cuando se trata de medir el riesgo asociado al tamaño de la empresa, el tamaño relevante es el de la empresa y no el de una unidad de negocios, puesto que es la empresa y no la unidad de negocios la que debe contar con recursos financieros suficientes para enfrentar eventuales problemas financieros.

| | |
|--------------------------------|-----------------------------------|
| Empresa: Empresas Gasco | Tema: Tasa libre de riesgo |
|--------------------------------|-----------------------------------|

Observación:

En el Informe Técnico se concluye que el BTU con un plazo de 5 años al vencimiento presenta las mejores características de liquidez, estabilidad y montos transados, razón por la cual fue el instrumento seleccionado para la determinación de la tasa libre de riesgo. No obstante, este criterio de selección, resulta inapropiado e insuficiente para la estimación de la tasa libre de riesgo de la tasa de costo de capital, de una empresa distribuidora de gas en función de los siguientes argumentos:

1. En primer lugar, el instrumento seleccionado para determinar la tasa libre de riesgo debería tener un plazo similar a la vida útil de los activos de Gasco Magallanes. Conceptualmente la duración del activo libre de riesgo debe ser consistente con la duración de los flujos de efectivo analizados (ver Damodaran (2008) y Bruner, Fades, Harris y Higgins (1998)).

Las vidas útiles de los activos de la red de distribución de Gasco Magallanes son mayores al plazo del instrumento propuesto por el informe técnico preliminar (entre 20 y 60 años). El detalle de las vidas útiles se encuentra en el Informe de Activos de distribución de Gasco Magallanes 2020, entregado a la CNE con fecha 30 de junio de 2021.

Según lo anterior es más apropiado establecer la tasa libre de riesgo utilizando instrumentos de más largo plazo, ya que dichos papeles se acercan más en su madurez al flujo de ingresos y costos que demanda la inversión en evaluación

2. Resulta inapropiado que un inversionista a 30 años se financie con deuda a 5 años, porque que si se financiara a 5 años asumiría un gran riesgo de refinanciamiento que, entre otras cosas, debiera considerarse en el cálculo de la tasa de costo de capital.

3. Uno de los criterios relevantes que debe guiar la determinación de la tasa libre de riesgo, es si la tasa de interés del instrumento del Banco Central o de Tesorería refleja las condiciones de oferta y demanda apropiadamente, de manera que se acerque al plazo de la deuda con que se financiaría una empresa distribuidora de GN.

4. El promedio de los últimos 6 meses del instrumento seleccionado (BTU-5) da por resultado que la tasa libre de riesgo sea 0,003%, lo que está fuertemente influido por las consecuencias de corto plazo de la pandemia, las que implicaron tasas cortas reales negativas.

Es del caso señalar que las tasas de bonos a 5 años llegaron a ser negativas a diferencia de las de largo plazo. La selección del instrumento por parte de la CNE, sesgó el cálculo para obtener una tasa de costo de la deuda libre de riesgo más baja que la que enfrentaría una empresa que se endeudara por un plazo largo. En consecuencia, resulta más razonable y coherente con la determinación de la tasa de costo de capital, para la determinación de esta tasa libre de riesgo, tomar en consideración instrumentos que permitan cubrir la duración de los activos, asemejándose a la práctica habitual empleada por una compañía distribuidora para financiar sus activos

Propuesta:

En virtud de lo anterior, se solicita considerar el instrumento BTU-30 dado que su tiempo de maduración se asemeja más a la duración de la vida útil de los activos. Asimismo, dicho instrumento, también cumple con las exigencias de Liquidez, Estabilidad y Montos transados.

En subsidio, proponemos utilizar BTU-10, como segunda mejor alternativa, considerando por lo demás, que fue la determinada por la CNE en el Informe Técnico del proceso anterior.

Cualquiera de las alternativas anteriores se ajusta de menor manera para establecer la tasa de capital ya que por su plazo se acercan más a la vida útil de los activos en comparación a BCU-5. Además, ambas cumplen con los criterios de Liquidez, Estabilidad y Montos transados razonables.

Respuesta:

No se acoge la observación.

El artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas establece que la tasa libre de riesgo debe corresponder a la tasa interna de retorno promedia ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. Asimismo, 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.

Por otro lado, un bono a 5 años es consistente con el marco regulatorio que norma a las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas, puesto que la tasa de costo de capital se fija cada cuatro años.

| | |
|---|---|
| Empresa: Empresas Gasco | Tema: Premio por riesgo de mercado |
| <p>Observación: El Informe Técnico en lo que respecta a la tasa de costo de capital propone utilizar como premio por riesgo de mercado, el promedio de tres metodologías.</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran) b) Spread soberano (Goldaman-Sachs) c) Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta) | |

De estas tres metodologías, observamos que la del literal a) Damodaran, es ampliamente cuestionada por la comunidad académica, por lo que observamos que debe ser desestimada para el cálculo de los promedios. Existe evidencia empírica que da cuenta de una relación muy inestable entre la volatilidad del mercado accionario y la volatilidad del mercado de bonos y aunque ambas son estacionarias el comportamiento de las series de tiempo difieren (Reylly et al., 2000). Un mayor detalle de críticas al modelo de Damodaran pueden ser encontrados en Kruschwitz et al. (2012).

Las referencias anteriores respecto a Damodaran, fueron recogidas del Informe Final "Metodología de Cálculo para la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica" preparado por Lefort Economía y Finanzas, para CNE.

Propuesta:

Desestimar el valor de Damodaran para el cálculo del promedio empleado para determinar el premio por riesgo de mercado.

Respuesta:

No se acoge la observación.

Las tres metodologías que se utilizan para estimar el premio por riesgo de mercado presentan fortalezas y debilidades, las cuales fueron analizadas en el Estudio Tasa de Costo de Capital.

Respecto a los cuestionamientos que se mencionan en el del Informe Final "Metodología de Cálculo para la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica", preparado por Lefort Economía y Finanzas, cabe señalar que en dicho informe también se considera la metodología de Damodaran para estimar el premio por riesgo de mercado como el promedio de varios enfoques.

| | |
|--|-----------------------------------|
| Empresa: Sociedad Austral de Electricidad | Tema: Tasa libre de riesgo |
|--|-----------------------------------|

Observación:

En esta sección se analizan las características de liquidez, estabilidad y montos transados de los distintos instrumentos reajustables en moneda nacional. Se concluye que el BTU con un plazo de 5 años al vencimiento presenta las mejores características, definiéndolo como el instrumento para determinar la tasa libre de riesgo.

Sin embargo, las inversiones de infraestructura tienen un plazo mucho mayor, teniendo algunos activos una vida útil regulatoria de hasta 50 años. Las empresas buscan financiamiento en un plazo similar a la duración de sus activos, lo que es mayor a los 5 años planteados para la tasa libre de riesgo.

Si bien el BTU-5 tiene las mejores características de liquidez, estabilidad y montos transados, no se condice con la realidad de las empresas.

Propuesta:

Se solicita utilizar un instrumento para la tasa libre de riesgo acorde a la vida útil de los activos a financiar. En caso de no encontrarse en el mercado nacional, se solicita utilizar un instrumento extranjero, ajustándolo por la tasa de riesgo país.

Respuesta:

No se acoge la observación.

El artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas establece que la tasa libre de riesgo debe corresponder 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. Asimismo, 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.

Por otro lado, un bono a 5 años es consistente con el marco regulatorio que norma a las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas, puesto que la tasa de costo de capital se fija cada cuatro años y, particularmente, su componente tasa libre de riesgo se actualiza anualmente.

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° 445 de 2021, a través de su envío por correo electrónico.

Anótese, archívese y publíquese.

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

DPR/MMA/MOC/RGF/

DISTRIBUCIÓN:

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