

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, correspondiente al cuatrienio 2026-2029.

SANTIAGO, 31 de diciembre de 2025

RESOLUCION EXENTA N° 831

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 el Decreto Supremo N° 96 de 2019, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 24 de enero de 2022, que aprueba el Reglamento del Proceso de Chequeo de Rentabilidad y del Proceso de Fijación de Tarifas de Gas y Servicios Afines a que refiere la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente el "Reglamento" o "D.S. N° 96 de 2019";
- d) Lo indicado en la Resolución Exenta N° 211, de 28 de abril de 2025, de la Comisión, que llama a licitación pública y aprueba Bases Administrativas, Técnicas y Anexos, para la contratación del 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";
- e) Lo indicado en la Resolución Exenta N° 293, de 2 de junio de 2025, de la Comisión, que aprueba Acta de Evaluación, declara inadmisibles ofertas que indica y declara desierta la Licitación Pública ID 610-4-LE25 para para la contratación del 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";
- f) Lo indicado en la Resolución Exenta N° 309, de 6 de junio de 2025, de la Comisión, que llama a licitación pública y aprueba Bases Administrativas, Técnicas y Anexos, para la contratación del 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”;

- g) Lo indicado en 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 cual fue adjudicado a E y G Consultores Limitada mediante Resolución Exenta N° 390, de 4 de julio de 2025, de la Comisión, y cuyo convenio de prestación de servicios fue aprobado mediante Resolución Exenta N° 439, de 28 de julio de 2025, de la Comisión, en adelante e indistintamente el “Estudio Tasa de Costo de Capital”;
- h) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 500, de 21 de agosto de 2025, que Constituye Registro de Participación Ciudadana del proceso de cálculo de la Tasa de Costo Anual de Capital contemplado en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 500”;
- i) Lo dispuesto en el Decreto Exento RA N°166, de 23 de julio de 2024, del Ministerio de Energía, que establece orden de subrogación del cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- j) Lo señalado en la Resolución N° 36, de 19 de diciembre de 2024, de la Contraloría General de la República, que “Fija normas sobre exención del trámite de toma de razón”, y sus modificaciones.

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;
- 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, 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;
- d) 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, 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”;

- e) Que, en virtud de lo establecido en el artículo 32 de la Ley y lo dispuesto en el Título V del Reglamento, mediante la Resolución CNE N° 500 se constituyó el Registro de Participación Ciudadana del proceso de cálculo de la Tasa de Costo Anual de Capital;
- f) 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,
- g) Que, en consecuencia, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley y lo establecido en el artículo 173 del Reglamento, la Comisión debe dictar el informe técnico preliminar con la tasa de costo de capital para el cuatrienio 2026-2029.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébese el siguiente “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, correspondiente al cuatrienio 2026-2029”:



INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

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

CUATRIENIO 2026 – 2029

**Diciembre de 2025
SANTIAGO – CHILE**

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. TASA LIBRE DE RIESGO	4
2.1 Liquidez	5
2.2 Estabilidad.....	6
2.3 Montos transados	7
2.4 Elección del instrumento	7
2.5 Valor de la tasa libre de riesgo	9
3. PREMIO POR RIESGO DE MERCADO	10
3.1 Metodología <i>spread</i> soberano.....	11
3.2 Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran)	11
3.3 Valor premio por riesgo de mercado para Chile	12
4. RIESGO SISTEMÁTICO	12
4.1 Selección de la muestra representativa	13
4.2 Estimación por mínimos cuadrados ordinarios	14
4.3 Estimación betas estocásticos	17
4.4 Valor del riesgo sistemático	18
5. FACTORES INDIVIDUALES POR ZONA DE CONCESIÓN	19
5.1 Factor por tamaño	19
5.2 Factor por riesgos específicos	21
5.2.1 Estabilidad del negocio	23
5.2.2 Concentración de la demanda	24
5.2.3 Dependencia del proveedor	25
5.2.4 Valor factor por riesgo específico	27
5.3 Valores factores individuales por zona de concesión	28
6. TASA DE COSTO DE CAPITAL APLICABLE AL CUATRIENIO 2026 – 2029	29

1. INTRODUCCIÓN

El Decreto con Fuerza de Ley 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”, 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 dicho cuerpo legal. Para estos efectos, la Ley dispone que el referido cálculo 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.

El riesgo sistemático 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.

Por su parte, 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.

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 el Decreto Supremo N° 96 de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento del Proceso de Chequeo de Rentabilidad y del Proceso de Fijación de Tarifas de Gas y Servicios Afines a que refiere la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente el “Reglamento” o “D.S. N°

96 de 2019”. Asimismo, 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.

Con el fin de asegurar un adecuado sustento técnico y metodológico para el cálculo de la tasa de costo de capital señalada en el artículo 32 de la Ley, la Comisión consideró conveniente licitar un estudio especializado destinado a definir la metodología de cálculo de la tasa de costo de capital de la industria de distribución de gas de red. En este contexto, mediante Resolución Exenta CNE N° 309, de fecha 6 de junio de 2025, se llamó a licitación pública para la contratación del 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 cual fue adjudicado a E y G Consultores Limitada mediante Resolución Exenta CNE N° 390 de 4 de julio de 2025.

En consecuencia, para la elaboración del presente Informe Técnico, la Comisión considera como antecedente la metodología y los valores de los componentes propuestos en el Informe Final del estudio antes referido, recibido por esta Comisión con fecha 2 de diciembre de 2025, 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 (TIR) promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. Conforme a lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley y el artículo 179 del Reglamento, 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. Asimismo, el período considerado para establecer el promedio debe corresponder a seis meses.

Para analizar las características de liquidez, estabilidad y montos transados, se consideran las transacciones diarias de instrumentos de renta fija registradas en la Bolsa de Comercio de Santiago durante los últimos dos años¹.

2.1 Liquidez

De acuerdo con el Estudio Tasa Costo de Capital, la liquidez de los instrumentos reajustables se evalúa mediante el indicador de presencia bursátil², el cual refleja la frecuencia con que dichos instrumentos son transados en el mercado secundario.

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

Tabla 1: Presencia bursátil 2 años

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Presencia bursátil
BCU	5	0,20%
	7	0,81%
	20	0,40%
BTU	2	53,85%
	3	21,86%
	4	51,82%
	5	59,31%
	7	62,55%
	10	83,00%
	20	39,07%
	30	46,36%

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Costo de Capital.

De la información contenida en la Tabla 1 se desprende que los instrumentos reajustables que presentan una mayor liquidez corresponden a los bonos de la Tesorería General de la República con un plazo de 10 años al

¹ Desde el 1 de julio de 2023 hasta el 30 de junio de 2025.

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

vencimiento³ (BTU10), los cuales exhiben la mayor presencia bursátil dentro del conjunto de instrumentos evaluados.

2.2 Estabilidad

La estabilidad de los instrumentos se analiza a partir del cálculo de coeficientes de variabilidad⁴ asociados a distintas variables relevantes del mercado secundario, tales como el número de negocios, la cantidad de bonos transados, los montos transados y la tasa interna de retorno.

En la Tabla 2 se presentan los coeficientes de variabilidad estimados para cada instrumento considerado.

Tabla 2: Coeficientes de variabilidad

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Número de negocios	Bonos transados	Montos transados	TIR
BCU	5	22,226	22,226	22,226	N/A
	7	13,818	17,714	17,749	0,170
	20	15,860	15,860	15,843	0,026
BTU	2	1,487	1,448	1,447	0,232
	3	2,926	2,769	2,752	0,181
	4	1,720	1,449	1,457	0,091
	5	1,813	1,580	1,597	0,113
	7	1,431	1,472	1,482	0,129
	10	1,323	2,150	2,240	0,100
	20	2,427	4,525	4,490	0,126
	30	1,837	2,575	2,546	0,107

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Costo de Capital.

Del análisis de los resultados se observa que, en términos del número de negocios, el instrumento que presenta el menor coeficiente de variabilidad corresponde al BTU10, seguido por los BTU con plazo de 7 y 2 años al vencimiento.

³ Los plazos utilizados para analizar los instrumentos son residuales.

⁴ Desviación estándar dividida por la media.

En cuanto a la cantidad de bonos transados y a los montos transados, los menores coeficientes de variabilidad se registran en el BTU con plazo de 2 años al vencimiento, seguido por los BTU con plazos de 4 y 7 años.

Por su parte, respecto de la variabilidad de la TIR, el instrumento que presenta el menor coeficiente de variabilidad corresponde al BCU con plazo de 20 años al vencimiento, mientras que los BTU con plazos de 4 y 10 años presentan el segundo y tercer menor coeficiente de variabilidad, respectivamente.

2.3 Montos transados

En Tabla 3 se presentan los montos transados para cada tipo de instrumento.

Tabla 3: Montos transados

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Montos transados (en MM\$)
BCU	5	689
	7	2.437
	20	1.400
BTU	2	8.959.089
	3	3.299.277
	4	5.062.125
	5	7.159.975
	7	5.861.976
	10	3.363.272
	20	504.670
	30	479.216

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Costo de Capital.

De la información contenida en la Tabla 3 se concluye que el instrumento que registra los mayores montos transados corresponde al BTU con un plazo de 2 años al vencimiento, seguido por los BTU con plazos de 5 y 7 años.

2.4 Elección del instrumento

En la Tabla 4 se presenta un resumen de los instrumentos que exhiben las mejores características de liquidez, estabilidad y montos transados.

Tabla 4: Instrumentos con mejores características de liquidez, estabilidad y montos transados

Característica		Primer lugar	Segundo lugar	Tercer lugar
Liquidez		BTU10	BTU07	BTU05
Estabilidad	Número de negocios	BTU10	BTU07	BTU02
	Bonos transados	BTU02	BTU04	BTU07
	Montos transados	BTU02	BTU04	BTU07
	TIR	BCU20	BTU04	BTU10
Montos transados		BTU02	BTU05	BTU07

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Costo de Capital.

Del análisis conjunto de los resultados se observa que no existe un único instrumento que, de manera inequívoca, concentre simultáneamente las mejores características de liquidez, estabilidad y montos transados. En este contexto, y siguiendo la metodología adoptada en el Estudio Tasa de Costo de Capital, se construye un *ranking* que permite ordenar los instrumentos evaluados según su desempeño relativo.

Para tales efectos, se asignan 3 puntos al instrumento que ocupa el primer lugar en cada criterio, 2 puntos al segundo lugar y 1 punto al tercer lugar, procurando que cada una de las características tengan igual ponderación. En la Tabla 5 se presentan los resultados del *ranking*.

Tabla 5: *Ranking* instrumentos con mejores características de liquidez, estabilidad y montos transados

Tipo de instrumento	Puntaje total
BCU20	0,75
BTU02	4,75
BTU04	1,50
BTU05	3,00
BTU07	4,00
BTU10	4,00

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Costo de Capital.

De acuerdo con los resultados del *ranking*, los instrumentos con mayor puntaje total corresponden al BTU con plazo de 2 años al vencimiento, seguido por los BTU con plazos de 7 y 10 años. Sin embargo, al analizar la presencia bursátil de dichos instrumentos durante los últimos seis meses⁵, se observa que el BTU02 no registra transacciones en dicho período y que el BTU07 presenta una presencia bursátil marginal.

Esta situación se ilustra en la Tabla 6, que presenta la presencia bursátil observada durante los últimos seis meses.

Tabla 6: Presencia bursátil últimos 6 meses

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Presencia bursátil
BCU	20	0,00%
BTU	2	0,00%
	4	54,84%
	5	100,00%
	7	0,81%
	10	92,74%

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Costo de Capital.

Debido a que la tasa libre de riesgo se calcula considerando un período de seis meses para establecer el promedio de la TIR del instrumento seleccionado, el Bono de la Tesorería General de la República reajutable en UF con plazo de 10 años al vencimiento (BTU10) es el instrumento que presenta las características más adecuadas para ser utilizado en la determinación anual de la tasa de rentabilidad libre de riesgo en los procesos de chequeo de rentabilidad y fijación de tarifas correspondientes al cuatrienio 2026–2029.

2.5 Valor de la tasa libre de riesgo

En la Tabla 7 se presenta el valor de la tasa libre de riesgo, considerando la tasa interna de retorno promedio del BTU10, desde junio de 2025 hasta noviembre de 2025.

⁵ Desde el 1 de enero de 2025 hasta el 30 de junio de 2025.

Tabla 7: Tasa libre de riesgo

Mes	TIR BTU10
Junio 2025	2,59%
Julio 2025	2,58%
Agosto 2025	2,44%
Septiembre 2025	2,41%
Octubre 2025	2,35%
Noviembre 2025	2,34%
Promedio	2,45%

Fuente: Elaboración propia en base a Informativos Bursátiles Diarios de la Bolsa de Comercio de Santiago (desde el 2 de junio de 2025 hasta el 28 de noviembre de 2025).

En consecuencia, el valor de la tasa libre de riesgo se estima en 2,45%. Lo anterior, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley y en el artículo 186 del Reglamento en cuanto a la actualización anual de la tasa de costo de capital respecto a la tasa libre de riesgo.

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 el premio por riesgo de mercado se estimó de acuerdo con dos metodologías: (i) *spread* soberano (Goldaman – Sachs), y (ii) premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran).

Cabe señalar que el Estudio Tasa de Costo de Capital descartó utilizar la metodología de Campbell y Shiller, debido a la presencia de raíz unitaria en una de las series empleadas para estimar el retorno de mercado con datos nacionales y a la ausencia de información⁶ que permitiera probar su precisión predictiva. Asimismo, el Estudio Tasa de Costo de Capital excluyó el modelo de clasificación de riesgo país (Erb,

⁶ La serie de tiempo es relativamente corta (período 2000 – 2025).

Harvey y Viskanta), debido a un cambio metodológico que estaría subestimando el retorno de mercado para Estado Unidos y, en consecuencia, también el retorno de mercado para Chile.

3.1 Metodología *spread* soberano

Este modelo consiste en agregar al premio por riesgo de mercado de Estados Unidos 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 considera un valor del premio por riesgo de mercado de Estados Unidos de 5,50%, sugerido por Duff & Phelps. Por otro lado, el premio por riesgo país de Chile o CRP se estima en 122 puntos base de acuerdo con el valor del EMBI de Chile⁷.

En consecuencia, de acuerdo con esta metodología, el premio por riesgo de mercado para Chile es de 6,72%.

3.2 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 deuda⁸. El *spread* de la deuda soberana se determina en base a *ratings* de deuda, ya sea *default spread* o *Credit Default Swap Spread* (CDS).

⁷ A junio de 2025, fecha más reciente disponible.

⁸ Damodaran considera en su publicación de julio de 2025 que la razón de las volatilidades es 1,5.

<https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctrypremJuly25.xlsx>.

Damodaran estima⁹ el premio por riesgo de mercado para Estados Unidos en 4,21%¹⁰, mientras que el *default spread* para Chile lo estima en 0,83% y el CDS en 0,87%. En consecuencia, el premio por riesgo de mercado para Chile sería 5,46% (considerando *default spread*) o 5,52% (considerando CDS). Al considerar el promedio de ambas estimaciones, el premio por riesgo de mercado resultante para Chile es 5,49%.

3.3 Valor premio por riesgo de mercado para Chile

En la Tabla 8 se presenta un resumen de los premios por riesgo de mercado estimado de acuerdo con las dos metodologías.

Tabla 8: Premios por riesgo de mercado para Chile

Metodología	Premio por riesgo
<i>Spread</i> soberano (Goldman-Sachs)	6,72%
Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran)	5,49%
Promedio	6,11%

Fuente: Elaboración propia en base a 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 dos metodologías mencionadas precedentemente. En consecuencia, el valor del premio por riesgo de mercado para Chile se estima en 6,11%.

4. RIESGO SISTEMÁTICO

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

En el Estudio Tasa de Costo de Capital se utilizaron dos metodologías para determinar el riesgo sistemático: (i) mínimos cuadrados ordinarios, y (ii) betas estocásticos. Ambas metodologías tienen en común la construcción de una muestra

⁹ <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctrypremJuly25.xlsx>.

¹⁰ Cabe señalar que el Estudio de Tasa de Costo de Capital, para efectos de estimar el premio por riesgo de mercado para Chile según la metodología de Damodaran, utiliza un premio por riesgo de Estados Unidos diferente al empleado por la misma fuente. El presente Informe Técnico mantiene los valores presentados por Damodaran en su publicación de julio de 2025.

representativa de empresas de distribución de gas y confiable desde el punto de vista estadístico.

4.1 Selección de la muestra representativa

La muestra de empresas comparables se construye a partir de un proceso secuencial de filtros.

- Filtro 1: Industria

Se seleccionan las empresas clasificadas en el NAICS INTERNATIONAL INDUSTRY CODE 22121, referentes a *Natural Gas Distribution*, cuya información fue obtenida desde la base de datos LSEG Workplace. Adicionalmente, y para tener una muestra más específica del sector en cuestión, se utilizó la clasificación GICS_INDUSTRY_CODE 551020 que agrupa a las empresas del sector *Gas Utilities*. La muestra inicial consta de 112 empresas.

- Filtro 2: Sistema regulatorio

Se excluyen las empresas pertenecientes a China y Hong Kong debido a la falta de una regulación establecida claramente. Adicionalmente, se eliminaron las empresas de Chile para evitar problemas de endogeneidad. De este filtro se eliminan 35 empresas quedando con una muestra de 77 empresas.

- Filtro 3: Información bursátil

Se eliminan 2 empresas por no disponer información bursátil, es decir, por no transar sus acciones en el mercado accionario. Adicionalmente, se eliminaron 6 empresas por ser nuevas, lo que implica que disponían de cotizaciones bursátiles para un periodo de tiempo inferior a los dos últimos años usados para la estimación del beta¹¹. Finalmente, la muestra de empresas queda reducida a 69 empresas.

- Filtro 4: Significancia estadística

Se eliminan 15 empresas por presentar betas estadísticamente no significativos, estimados utilizando el modelo de mercado a través de un

¹¹ De 23 de junio de 2023 a 27 de junio de 2025.

modelo de regresión lineal simple de MCO para un periodo de 2 años, con frecuencia semanal. Es así como la muestra de empresas se reduce a 54.

- Filtro 5: Estabilidad del beta

Se testea la estabilidad de los coeficientes betas mediante el test CUSUM y CUSUM Cuadrado, con el fin de considerar sólo aquellas empresas cuyas betas son estables, en cuanto a su media y varianza en el tiempo y que, por tanto, permiten inferir que son buenos estimadores de los betas futuros. Como resultado de este filtro se eliminan 17 empresas quedando la muestra compuesta por 37 empresas.

- Filtro 6: Negocio de distribución de gas de red

Se analiza la participación de cada empresa en el negocio de distribución de gas en términos de sus ingresos y, si al menos el 75% de los ingresos de la empresa provienen de esta actividad, la empresa conforma la muestra representativa de empresas de distribución de gas. Como resultado, se eliminan 21 empresas obteniendo una muestra final de 16 empresas.

4.2 Estimación por mínimos cuadrados ordinarios

Los betas obtenidos para la muestra de empresas comparables se ajustan en base al método de Blume¹². En la Tabla 9 se presentan los betas de patrimonio sin y con ajuste de Blume.

Tabla 9: Betas de patrimonio estimados mediante mínimos cuadrados ordinarios (2 años, datos semanales)

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Gas Natural del Oriente SA ESP	Colombia	0,402	0,626
Promigas SA ESP	Colombia	0,598	0,751
Grupo Energía Bogotá SA ESP	Colombia	1,112	1,077
Gujarat State Petronet Ltd	India	0,613	0,760
Ascopiave SpA	Italia	0,434	0,647
Italgas SpA	Italia	0,589	0,745

¹² El beta ajustado se determinó como 0,371 más 0,635 multiplicado por el beta estimado por mínimos cuadrados ordinarios.

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Hiroshima Gas Co Ltd	Japón	0,378	0,611
Shizuoka Gas Co Ltd	Japón	0,294	0,558
Inveni Co Ltd	Corea del Sur	0,396	0,622
Shin Hai Gas Corp	Taiwán	0,123	0,449
Baskent Dogalgaz Dagitim Gayrimenkul Yatirim Ortakligi AS	Turquía	0,625	0,768
Atmos Energy Corp	Estados Unidos	0,345	0,590
Spire Inc	Estados Unidos	0,388	0,617
Northwest Natural Holding Co	Estados Unidos	0,447	0,655
RGC Resources Inc	Estados Unidos	0,910	0,949
ONE Gas Inc	Estados Unidos	0,353	0,595

Fuente: Elaboración propia en base a 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 Ezzell¹³, para lo cual es necesario determinar el beta de la deuda, el costo de la deuda, la tasa de impuesto de primera categoría¹⁴ y la razón de endeudamiento¹⁵.

13

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

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.

¹⁴ Corresponde a la tasa publicada anualmente por KPMG (tasa marginal de impuestos).

¹⁵ La razón de endeudamiento se obtiene como un promedio entre el valor bruto de la deuda financiera a valor libro y la suma del valor de capitalización bursátil de la empresa y el valor libro de la deuda financiera, para el mismo período en que se estimó el beta de patrimonio. A partir de este promedio se calcula la relación entre valor libro de la deuda y el valor de capitalización bursátil.

El beta de la deuda se obtiene del cociente entre el *spread* de la deuda¹⁶ y el premio por riesgo de mercado¹⁷, mientras que el costo de la deuda se estima como el *spread* de la deuda más la tasa libre de riesgo.

En la Tabla 10 presentan los betas de la deuda y en la Tabla 11, los betas de activo.

Tabla 10: Betas de deuda

Empresa	<i>Spread</i> deuda	Premio por riesgo de mercado	Beta de deuda
Gas Natural del Oriente SA ESP	0,012	7,59%	0,155
Promigas SA ESP	0,008	7,59%	0,110
Grupo Energía Bogotá SA ESP	0,016	7,59%	0,207
Gujarat State Petronet Ltd	0,019	6,17%	0,303
Ascopiave SpA	0,016	6,37%	0,247
Italgas SpA	0,019	6,37%	0,294
Hiroshima Gas Co Ltd	0,007	4,84%	0,143
Shizuoka Gas Co Ltd	0,008	4,84%	0,172
Inveni Co Ltd	0,012	4,70%	0,251
Shin Hai Gas Corp	0,000	5,14%	0,000
Baskent Dogalgaz Dagitim	0,012	10,39%	0,113
Gayrimenkul Yatirim Ortakligi AS			
Atmos Energy Corp	0,012	4,43%	0,266
Spire Inc	0,016	4,43%	0,355
Northwest Natural Holding Co	0,012	4,43%	0,266
RGC Resources Inc	0,008	4,43%	0,188
ONE Gas Inc	0,012	4,43%	0,266

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Costo de Capital.

¹⁶ Se considera el promedio del *spread* asociado a cada clasificación de riesgo que la empresa tenga. En LESG Workplace se puede acceder a una mayor cantidad de clasificaciones de riesgo. Si la clasificación de riesgo no está disponible para alguna empresa, se utiliza el promedio de *spread* del resto de la muestra.

¹⁷ El premio por riesgo de mercado se obtiene como un promedio de los valores obtenidos a través de la metodología de Damodaran. Cabe señalar que el Estudio de Tasa de Costo de Capital, para efectos de estimar el premio por riesgo de cada mercado, utiliza un premio por riesgo de Estados Unidos diferente al empleado por la misma fuente. El presente Informe Técnico mantiene los valores presentados por Damodaran en su publicación de julio de 2025.

Tabla 11: Beta de activos

Empresa	Beta patrimonio ajustado	Beta de deuda	Beta de activos
Gas Natural del Oriente SA ESP	0,626	0,155	0,365
Promigas SA ESP	0,751	0,110	0,369
Grupo Energia Bogota SA ESP	1,077	0,207	0,646
Gujarat State Petronet Ltd	0,760	0,303	0,757
Ascopiave SpA	0,647	0,247	0,477
Italgas SpA	0,745	0,294	0,466
Hiroshima Gas Co Ltd	0,611	0,143	0,295
Shizuoka Gas Co Ltd	0,558	0,172	0,486
Inveni Co Ltd	0,622	0,251	0,445
Shin Hai Gas Corp	0,449	0,000	0,449
Baskent Dogalgaz Dagitim Gayrimenkul Yatirim Ortakligi AS	0,768	0,113	0,699
Atmos Energy Corp	0,590	0,266	0,502
Spire Inc	0,617	0,355	0,470
Northwest Natural Holding Co	0,655	0,266	0,446
RGC Resources Inc	0,949	0,188	0,636
ONE Gas Inc	0,595	0,266	0,447
Promedio	0,689	0,209	0,497
Mediana	0,636	0,227	0,468
Mínimo	0,449	0,000	0,295
Máximo	1,077	0,355	0,757

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Costo de Capital.

4.3 Estimación betas estocásticos

A partir de la muestra representativa de 16 empresas, el Estudio Tasa de Costo de Capital estimó betas estocásticos utilizando el filtro de Kalman.

En la Tabla 12 se muestran los resultados obtenidos para los betas de patrimonio, sin y con ajuste de Blume.

Tabla 12: Betas estocásticos

Empresa	Beta patrimonio (Kalman)	Beta patrimonio ajustado (Kalman)	Beta de activos (estocástico)
Gas Natural del Oriente SA ESP	0,349	0,593	0,350
Promigas SA ESP	0,493	0,684	0,342
Grupo Energía Bogotá SA ESP	0,902	0,944	0,579
Gujarat State Petronet Ltd	0,748	0,846	0,842
Ascopiave SpA	0,328	0,579	0,438
Italgas SpA	0,468	0,668	0,437
Hiroshima Gas Co Ltd	0,441	0,651	0,308
Shizuoka Gas Co Ltd	0,268	0,541	0,472
Inveni Co Ltd	0,405	0,628	0,448
Shin Hai Gas Corp	0,259	0,535	0,535
Baskent Dogalgaz Dagitim Gayrimenkul Yatirim Ortakligi AS	0,565	0,730	0,665
Atmos Energy Corp	0,276	0,546	0,470
Spire Inc	0,277	0,547	0,439
Northwest Natural Holding Co	0,36	0,600	0,421
RGC Resources Inc	0,828	0,897	0,605
ONE Gas Inc	0,284	0,551	0,423
Promedio	0,453	0,659	0,486
Mediana	0,383	0,614	0,443
Mínimo	0,259	0,535	0,308
Máximo	0,902	0,944	0,842

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Costo de Capital.

4.4 Valor del riesgo sistemático

El Estudio Tasa de Costo de Capital recomienda utilizar el promedio de los betas de activos estimados mediante la metodología de mínimos cuadrados y la metodología de betas estocásticos. En consecuencia, el riesgo sistemático de una empresa de distribución de gas de red se estima en 0,492.

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 conformidad con lo dispuesto en el artículo 182 del Reglamento, 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 artículo 183 del Reglamento establece que el factor por tamaño se determina considerando los ingresos de actividades ordinarias de las empresas concesionarias, de acuerdo a lo siguiente:

- a) Para cada empresa concesionaria se obtienen los ingresos de actividades ordinarias. Para estos efectos, se entiende por actividades ordinarias todas aquellas que generen ingresos brutos a la empresa titular de la concesión, ya sea directamente o a través de sus empresas filiales o coligadas, durante el año calendario anterior a la determinación de la tasa de costo de capital, cuando estos beneficios resultan en un aumento del patrimonio no relacionado con aportes patrimoniales efectuados por sus propietarios. De conformidad a lo anterior, para este caso, los ingresos de actividades ordinarias de una empresa concesionaria comprenden la totalidad de sus ingresos, incluyendo aquellos provenientes de actividades económicas distintas a las reguladas por la Ley. Los ingresos de actividades ordinarias serán determinados a partir de los estados financieros de la empresa concesionaria.
- b) La empresa concesionaria que presente los mayores ingresos de actividades ordinarias se considera la empresa de mayor tamaño del país.
- c) Se determina el tamaño relativo de cada empresa concesionaria como la razón entre sus ingresos de actividades ordinarias y los ingresos de actividades ordinarias de la empresa de mayor tamaño del país, de acuerdo a los literales a) y b) anteriores.

d) El factor por tamaño se determinará de acuerdo a la Tabla 13.

Tabla 13: Determinación del factor por tamaño a partir del tamaño relativo

Tamaño relativo	Factor por tamaño
Menor o igual a 0,05	1,00%
Mayor a 0,05 y menor o igual a 0,1	0,85%
Mayor a 0,1 y menor o igual a 0,15	0,70%
Mayor a 0,15 y menor o igual a 0,35	0,55%
Mayor a 0,35 y menor o igual a 0,60	0,35%
Mayor a 0,60	0,00%

Fuente: Artículo 183 del D.S. N° 96 de 2019.

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 2024, los cuales son públicos.

Los ingresos de actividades ordinarias de las empresas GasSur S.A, 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 2024, los cuales no son públicos.

De acuerdo con los ingresos de actividades ordinarias, la empresa de mayor tamaño es Lipigas S.A.

En la Tabla 14 se presenta el factor por tamaño para cada zona de concesión.

Tabla 14: Valor factor por tamaño por zona de concesión

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Factor por tamaño
Lipigas	Antofagasta	0,00%
Lipigas	Los Lagos	0,00%
GasSur	Biobío	1,00%
GasValpo	Coquimbo	0,70%
GasValpo	Maule	0,70%

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Factor por tamaño
GasValpo	Valparaíso	0,70%
Intergas	Biobío	1,00%
Intergas	Ñuble	1,00%
Intergas	La Araucanía	1,00%
Metrogas	Metropolitana	0,00%
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	0,00%
Metrogas	Los Lagos	0,00%
Empresas Gasco	Magallanes y de la Antártica Chilena	0,00%

Fuente: Elaboración propia.

5.2 Factor por riesgos específicos

De acuerdo con lo establecido en el artículo 184 del Reglamento, el factor por riesgos específicos se determina considerando los siguientes conceptos de riesgo: estabilidad del negocio, concentración de la demanda y dependencia del proveedor de gas. Cada concepto se valoriza y pondera según la Tabla 15.

Tabla 15: Valorización y ponderación de conceptos de riesgo

Concepto de riesgo	Valorización	Ponderación
Estabilidad del negocio	¿Cuál es el coeficiente de variabilidad del volumen de ventas de gas a los Consumidores del Servicio Público de Distribución de Gas de la Empresa Concesionaria en una determinada Zona de Concesión?	33%
	Mayor a 10,0% - Riesgo alto: 5 puntos.	
	Mayor de 7,5% y menor o igual a 10,0% - Riesgo moderadamente alto: 4 puntos.	
	Mayor de 5,0% y menor o igual a 7,5,0% - Riesgo moderado: 3 puntos.	
	Mayor de 2,5% y menor o igual a 5,0% - Riesgo moderadamente bajo: 2 puntos.	

Concepto de riesgo	Valorización	Ponderación
Concentración de la demanda	Menor o igual a 2,5% - Riesgo bajo: 1 punto.	33%
	¿Cuánto representa el volumen de ventas de gas a los 5 mayores Consumidores del Servicio Público de Distribución de Gas, en una determinada Zona de Concesión, del total del volumen de ventas de la Empresa Concesionaria en dicha zona?	
	Más del 30% - Riesgo alto: 5 puntos.	
	Más del 25% y menor o igual a 30% - Riesgo moderadamente alto: 4 puntos.	
	Más del 20% y menor o igual a 25% - Riesgo moderado: 3 puntos.	
Dependencia del proveedor de gas	Más del 15% y menor o igual a 20% - Riesgo moderadamente bajo: 2 puntos.	34%
	Menor o igual a 15% - Riesgo bajo: 1 punto.	
	¿Puede la Empresa Concesionaria, en una determinada Zona de Concesión, cambiar de proveedor de suministro de gas sin disminuir la Calidad del Servicio de Gas o aumentar significativamente los costos?	
	Esta capacidad será evaluada en función de los siguientes criterios:	
	i) el número de proveedores de suministro de gas a los que podría acceder a través de sus instalaciones o de sus empresas relacionadas;	
	ii) duración de los contratos de suministro de gas que tenga suscritos;	
	iii) puntos de entrega del suministro de gas establecido en los contratos; y	

Concepto de riesgo	Valorización	Ponderación
	iv) modalidad de abastecimiento.	
	No - Riesgo alto: 5 puntos.	
	Sí - Riesgo bajo: 1 punto.	

Fuente: Artículo 184 del D.S. N° 96 de 2019.

5.2.1 Estabilidad del negocio

El artículo 184 del Reglamento establece que la estabilidad del negocio se mide como el coeficiente de variabilidad del volumen de ventas de gas a los consumidores del servicio público de distribución en una determinada zona de concesión. Asimismo, especifica que el referido coeficiente de variabilidad se calcule de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Para los últimos seis años de operación de la empresa concesionaria en la zona de concesión, se suman las desviaciones, al cuadrado, del volumen anual de ventas de gas a los consumidores del servicio público de distribución de gas respecto de su estimación lineal de la serie de datos para el volumen anual de ventas.
- La suma anterior se divide por cinco y a este resultado se le determina la raíz cuadrada.
- El coeficiente de variabilidad será el resultado anterior dividido por el promedio del volumen anual de ventas de gas a los consumidores del servicio público de distribución de gas de los últimos seis años multiplicado por 100.

Para aquellas empresas concesionarias que tengan menos de seis años de operación en la zona de concesión, el concepto de riesgo estabilidad del negocio será valorizado con un puntaje equivalente al riesgo alto, de conformidad a lo mostrado en la Tabla 15.

En la Tabla 16 se muestra el puntaje asignado a cada empresa en cada zona de concesión por el concepto de riesgo estabilidad del negocio.

Tabla 16: Valorización estabilidad del negocio

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Puntaje
Lipigas	Antofagasta	3
Lipigas	Los Lagos	4
GasSur	Biobío	3
GasValpo	Coquimbo	2
GasValpo	Maule	2
GasValpo	Valparaíso	3
Intergas	Biobío	5
Intergas	Ñuble	5
Intergas	La Araucanía	2
Metrogas	Metropolitana	2
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	2
Metrogas	Los Lagos	4
Empresas Gasco	Magallanes y de la Antártica Chilena	1

Fuente: Elaboración propia.

5.2.2 Concentración de la demanda

De acuerdo con antecedentes proporcionados por las empresas para las ventas de gas realizadas durante el 2024, 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 la Tabla 17 se muestra el puntaje asignado a cada empresa en cada zona de concesión por el concepto de riesgo concentración de clientes, de acuerdo con la información de la Tabla 15.

Tabla 17: Valorización concentración de la demanda

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Puntaje
Lipigas	Antofagasta	5
Lipigas	Los Lagos	5
GasSur	Biobío	1

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Puntaje
GasValpo	Coquimbo	3
GasValpo	Maule	5
GasValpo	Valparaíso	5
Intergas	Biobío	5
Intergas	Ñuble	5
Intergas	La Araucanía	4
Metrogas	Metropolitana	3
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	5
Metrogas	Los Lagos	5
Empresas Gasco	Magallanes y de la Antártica Chilena	4

Fuente: Elaboración propia.

5.2.3 Dependencia del proveedor

Para determinar el grado de dependencia del proveedor de suministro de gas se analiza el número de proveedores de suministro de gas a los que las empresas concesionarias podrían acceder a través de sus instalaciones o de sus empresas relacionadas, la duración de los contratos de suministro de gas suscritos, los puntos de entrega del suministro de gas establecidos en los contratos, y la modalidad de abastecimiento.

En relación con el número de proveedores de suministro de gas a los que Lipigas, GasSur, GasValpo e Intergas podrían acceder a través de sus instalaciones o de sus empresas relacionadas, se analiza el acceso al gas natural u otro tipo de gas utilizado para el servicio de distribución, teniendo presente que, en general, no todas las empresas concesionarias tienen acceso al mercado internacional del gas natural, configurándose un mercado secundario de éste. En este sentido, estas empresas, que sólo pueden comprar en este mercado secundario, se ven más expuestas a las variaciones de precios, sobre todo si se considera que los proveedores del mercado secundario son pocos y algunos de estos son también distribuidores de gas natural.

Si bien, algunas de estas empresas podrían tener acceso al mercado de gas argentino, debido a las características estacionales y administrativas

de este mercado, así como a las características de la infraestructura de transporte a la que se accede, no existe un gran número de proveedores que permita a éstas cambiarse de proveedor de suministro de gas sin disminuir la calidad del servicio de gas o aumentar significativamente los costos.

Respecto a la duración de los contratos de suministro de gas, estos son de corto plazo, por lo que no constituyen una barrera para cambiarse de proveedor.

En cuanto a Metrogas, esta empresa tiene acceso al mercado internacional del gas natural, por lo que podría cambiarse de proveedor de suministro de gas sin disminuir la calidad del servicio de gas o aumentar significativamente los costos.

Finalmente, 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.

En la Tabla 18 se muestra el puntaje asignado a cada empresa en cada zona de concesión por el concepto de riesgo dependencia del proveedor.

Tabla 18: Valorización 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	Ñuble	5
Intergas	La Araucanía	5
Metrogas	Metropolitana	1
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	1
Metrogas	Los Lagos	1

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Puntaje
Empresas Gasco	Magallanes y de la Antártica Chilena	5

Fuente: Elaboración propia.

5.2.4 Valor factor por riesgo específico

El factor por riesgos específicos se determina de acuerdo a la Tabla 19.

Tabla 19: Determinación factor por riesgos específicos a partir de la valorización de los conceptos de riesgo

Puntaje	Factor por riesgos específicos
Mayor o igual a 1 punto y menor a 1,5 puntos	0,00%
Mayor o igual a 1,5 puntos y menor a 2 puntos	0,14%
Mayor o igual a 2 puntos y menor a 2,5 puntos	0,29%
Mayor o igual a 2,5 puntos y menor a 3 puntos	0,43%
Mayor o igual a 3 puntos y menor a 3,5 puntos	0,57%
Mayor o igual a 3,5 puntos y menor a 4 puntos	0,71%
Mayor o igual a 4 puntos y menor a 4,5 puntos	0,86%
Mayor o igual a 4,5 puntos	1,00%

Fuente: Artículo 185 del D.S. N° 96 de 2019.

Por su parte, el artículo 185 del Reglamento establece que el puntaje de cada empresa concesionaria en cada zona de concesión corresponderá a la sumatoria de la valorización en cada uno de los conceptos de riesgo, multiplicados por su respectiva ponderación, de acuerdo a lo establecido en la Tabla 15.

En la Tabla 20 siguiente se muestra el factor por riesgos específicos para cada empresa en cada zona de concesión.

Tabla 20: Valor factor por riesgo específicos por zona de concesión

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Puntaje
Lipigas	Antofagasta	0,86%
Lipigas	Los Lagos	1,00%

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Puntaje
GasSur	Biobío	0,57%
GasValpo	Coquimbo	0,57%
GasValpo	Maule	0,86%
GasValpo	Valparaíso	0,86%
Intergas	Biobío	1,00%
Intergas	Ñuble	1,00%
Intergas	La Araucanía	0,71%
Metrogas	Metropolitana	0,14%
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	0,43%
Metrogas	Los Lagos	0,57%
Empresas Gasco	Magallanes y de la Antártica Chilena	0,57%

Fuente: Elaboración propia.

5.3 Valores factores individuales por zona de concesión

De acuerdo con lo señalado en las secciones precedentes, en la Tabla 21 se presentan los factores individuales por zona de concesión.

Tabla 21: Valor factor individual por zona de concesión

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Factor por tamaño	Factor por riesgo específicos	Factor individual
Lipigas	Antofagasta	0,00%	0,86%	0,43%
Lipigas	Los Lagos	0,00%	1,00%	0,50%
GasSur	Biobío	1,00%	0,57%	0,79%
GasValpo	Coquimbo	0,70%	0,57%	0,64%
GasValpo	Maule	0,70%	0,86%	0,78%
GasValpo	Valparaíso	0,70%	0,86%	0,78%
Intergas	Biobío	1,00%	1,00%	1,00%
Intergas	Ñuble	1,00%	1,00%	1,00%
Intergas	La Araucanía	1,00%	0,71%	0,86%
Metrogas	Metropolitana	0,00%	0,14%	0,07%

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Factor por tamaño	Factor por riesgo específicos	Factor individual
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	0,00%	0,43%	0,22%
Metrogas	Los Lagos	0,00%	0,57%	0,29%
Empresas Gasco	Magallanes y de la Antártica Chilena	0,00%	0,57%	0,29%

Fuente: Elaboración propia.

6. TASA DE COSTO DE CAPITAL APLICABLE AL CUATRIENIO 2026 – 2029

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 2026 – 2029 para efectos de determinar la rentabilidad económica máxima señalada en el artículo 30 bis de la Ley y del 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 la Tabla 22 se presenta la tasa de costo de capital aplicable al cuatrienio 2026 – 2029 para los fines establecidos en la Ley de Servicios de Gas, para cada una de las empresas concesionarias, por zona de concesión.

Tabla 22: Tasa de costo de capital aplicable al cuatrienio 2026 – 2029

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)	(Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%)
Lipigas	Antofagasta	2,45%	6,11%	0,492	0,43%	6,00%
Lipigas	Los Lagos	2,45%	6,11%	0,492	0,50%	6,00%
GasSur	Biobío	2,45%	6,11%	0,492	0,79%	6,25%
GasValpo	Coquimbo	2,45%	6,11%	0,492	0,64%	6,10%
GasValpo	Maule	2,45%	6,11%	0,492	0,78%	6,24%
GasValpo	Valparaíso	2,45%	6,11%	0,492	0,78%	6,24%
Intergas	Biobío	2,45%	6,11%	0,492	1,00%	6,46%
Intergas	Ñuble	2,45%	6,11%	0,492	1,00%	6,46%
Intergas	La Araucanía	2,45%	6,11%	0,492	0,86%	6,32%
Metrogas	Metropolitana	2,45%	6,11%	0,492	0,07%	6,00%
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	2,45%	6,11%	0,492	0,22%	6,00%
Metrogas	Los Lagos	2,45%	6,11%	0,492	0,29%	6,00%
Empresas Gasco	Magallanes y de la Antártica Chilena	2,45%	6,11%	0,492	0,29%	6,00%

Fuente: Elaboración propia.

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° 500 de 2025, 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 (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

LZG/YSM/MOC/RGF/GSV/

DISTRIBUCIÓN:

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