
LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 41.714

Martes 21 de Marzo de 2017

Página 1 de 6

Normas Generales

CVE 1195150

MINISTERIO DE ENERGÍA

Comisión Nacional de Energía

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

(Resolución)

Núm. 117 exenta.- Santiago, 15 de marzo de 2017.

Vistos:

a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del DL N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, "la Comisión" o "CNE", modificado por ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;

b) Lo señalado en el DFL N° 323, de 1931, Ley de Servicios de Gas, del Ministerio del Interior y sus modificaciones, en adelante e indistintamente "Ley de Servicios de Gas" o la "ley", especialmente, en el nuevo artículo 32;

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; y

c) Lo señalado en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

a) Que, conforme a lo dispuesto en el nuevo artículo 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 por la Comisión cada cuatro años;

b) Que, para los efectos anteriores, en 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 factor individual por zona de concesión se debe determinar con la finalidad de reconocer las condiciones de mercado en que operan las empresas concesionarias, según la evaluación de los factores de riesgo asociados a las características de la demanda y condiciones de explotación que enfrente cada empresa, en la forma que establezca un reglamento;

d) Que, el artículo décimo sexto transitorio de la ley N° 20.999, señala que los reglamentos con las disposiciones necesarias para la ejecución de dicha ley deberán ser dictados dentro del plazo de un año contado desde su publicación en el Diario Oficial. No obstante lo anterior, agrega el mismo artículo, que mientras los referidos reglamentos no entren en vigencia dichas disposiciones se sujetarán, en cuanto a los plazos, requisitos y condiciones, a las disposiciones de la ley y a las que se establezcan por resolución de la Comisión; y,

e) Que, en consecuencia, la presente resolución viene en establecer las normas procedimentales estrictamente necesarias 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.

Resuelvo:

Artículo primero. Establézcanse las siguientes 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:

1. ALCANCE GENERAL

Artículo 1°. Las disposiciones de la presente resolución serán aplicables al procedimiento para determinar la tasa de costo anual de capital definida en la Ley de Servicios de Gas.

Artículo 2°. La tasa de costo anual de capital, que deberá ser utilizada para los fines establecidos en la Ley de Servicios de Gas, será calculada por la Comisión cada cuatro años, debiendo considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, el premio por riesgo de mercado y un factor individual por zona de concesión.

Artículo 3°. 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.

2. RIESGO SISTEMÁTICO

Artículo 4°. 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.

Artículo 5°. La información nacional o internacional que se utilice para el cálculo del valor del riesgo sistemático deberá permitir la obtención de estimaciones confiables estadísticamente.

3. TASA DE RENTABILIDAD LIBRE DE RIESGO

Artículo 6°. 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. El período considerado para establecer el promedio corresponderá a seis meses.

4. PREMIO POR RIESGO DE MERCADO

Artículo 7°. El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida en la Ley de Servicios de Gas y en la presente Resolución.

Artículo 8°. La información nacional o internacional que se utilice para el cálculo del valor del premio por riesgo deberá permitir la obtención de estimaciones confiables estadísticamente.

5. FACTOR INDIVIDUAL POR ZONA DE CONCESIÓN

Artículo 9°. El factor individual por zona de concesión se determinará 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. El factor individual por zona de concesión no podrá ser superior a un punto porcentual.

Artículo 10°. El factor individual por zona de concesión se determinará ponderando un Factor por Tamaño y un Factor por Riesgos Específicos. La ponderación de ambos factores será 50% y se determinarán según lo establecido en los artículos 11° y 12° de la presente Resolución.

Artículo 11°. El Factor por Tamaño se determinará considerando los ingresos de actividades ordinarias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas que operan en Chile, de acuerdo a lo siguiente:

a) Para cada empresa concesionaria de servicio público de distribución de gas que opera en Chile se obtendrán los ingresos de actividades ordinarias. Para estos efectos, 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 presente 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) La empresa concesionaria de servicio público de distribución de gas que opera en Chile que presente los mayores ingresos de actividades ordinarias será considerada la empresa de mayor tamaño.

c) Se determinará 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) Finalmente, el Factor por Tamaño se determinará de acuerdo a la siguiente tabla:

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 0,60	0,35%
Mayor a 0,60	0,00%

En conformidad con lo anterior, los Factores por Tamaño de las distintas zonas de concesión de una misma empresa concesionaria, serán iguales entre sí.

Artículo 12°. El Factor por Riesgos Específicos se determinará considerando los siguientes conceptos de riesgo: estabilidad del negocio, concentración de clientes y dependencia del proveedor.

Los conceptos de riesgo señalados en el inciso anterior serán valorizados y ponderados de acuerdo a la siguiente tabla:

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	¿El volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas, en una determinada zona de concesión, representa más del 30% del total de volumen de ventas de la empresa concesionaria? Sí - Riesgo alto: 5 puntos No - Riesgo bajo: 1 punto	33%
Dependencia del proveedor de gas	¿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%

El puntaje obtenido por cada empresa en cada zona de concesión corresponderá a la suma de los puntos asignados en cada uno de los conceptos de riesgo multiplicado por la respectiva ponderación, de acuerdo a lo establecido en la tabla del inciso anterior.

Finalmente, el factor por riesgos específicos se determinará de acuerdo a la siguiente tabla:

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%

6. INFORME TÉCNICO TASA DE COSTO ANUAL DE CAPITAL

Artículo 13°. Antes de cuatro meses del 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 conforme a la metodología señalada en la Ley de Servicios de Gas y en la presente resolución.

Artículo 14°. El informe técnico deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a) La individualización del instrumento reajutable en moneda nacional a ser utilizado para determinar anualmente la tasa libre de riesgo para los procesos de chequeo de rentabilidad y fijación de tarifas de acuerdo a lo dispuesto en la Ley de Servicios de Gas y en la presente resolución.
- b) El valor del premio por riesgo de mercado.
- c) El valor del riesgo sistemático.
- d) Los valores de los factores individuales por zona de concesión.

Artículo 15°. El informe técnico preliminar podrá ser observado por las empresas concesionarias y por toda persona natural o jurídica que se encuentre inscrita en el 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 "los Participantes") dentro de los diez días siguientes a la notificación del referido informe. Vencido el plazo anterior, la Comisión dispondrá de quince días para emitir un informe técnico final con la tasa de costo de capital para el cuatrienio siguiente.

Artículo 16°. En caso de subsistir discrepancias relativas al valor de dicha tasa, las empresas concesionarias y los Participantes dispondrán de diez días para presentarlas ante el Panel de Expertos, el cual deberá emitir su dictamen dentro del plazo de treinta días, contado desde la audiencia pública de la o las discrepancias presentadas.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel de Expertos, si quien hubiere formulado observaciones al informe técnico preliminar, perseverare en ellas con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones al informe técnico preliminar, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el informe técnico final.

Artículo 17°. Si no se presentaren discrepancias o emitido el dictamen del Panel de Expertos, en su caso, la Comisión deberá, antes del 31 de diciembre, mediante resolución, fijar la tasa de costo de capital para el cuatrienio siguiente para efectos de determinar la rentabilidad económica máxima señalada en el artículo 30 bis de la Ley de Servicios de Gas y para utilizar en el proceso de fijación de tarifas regulado en los artículos 38 y siguientes de dicha ley.

7. ACTUALIZACIÓN TASA DE COSTO ANUAL DE CAPITAL PARA CHEQUEO DE RENTABILIDAD

Artículo 18°. La tasa de costo anual de capital se actualizará anualmente únicamente respecto a la tasa libre de riesgo de conformidad al instrumento del Banco Central de Chile o de la Tesorería General de la República definido en la resolución a la que se refiere el artículo 17° precedente. Los valores a utilizar para el premio por riesgo de mercado, el riesgo sistemático y los factores individuales por zona de concesión serán los mismos establecidos en la referida resolución para el cuatrienio respectivo.

Artículo 19°. Para efectos del chequeo de rentabilidad, la Comisión deberá, durante el mes de diciembre de cada año y mediante resolución, determinar el valor de la tasa libre de riesgo de la tasa de costo de capital para el año siguiente, la que corresponderá al promedio de los seis meses anteriores a su determinación, considerando el instrumento reajutable en moneda nacional individualizado en la resolución a la que se refiere el artículo 17° de la presente resolución.

8. TASA DE COSTO DE CAPITAL PARA FIJACIÓN DE PRECIOS

Artículo 20°. La tasa de costo de capital aplicable durante el período tarifario al que se refieren a los artículos 38 y siguientes de la Ley de Servicios de Gas, será establecida en las bases preliminares del estudio de costos a que hace referencia el artículo 40-N de la referida ley. Dicha tasa de costo de capital será calculada sobre la base de lo establecido en el artículo 32° de la ley y a lo dispuesto en la última resolución emitida por la Comisión que fije la tasa de costo de capital a que se refiere el artículo 17° de la presente resolución.

De conformidad a lo anterior, las discrepancias ante el Panel de Expertos relativas a la determinación de dicha tasa de costos de capital, deberán ser realizadas en la oportunidad señalada en el artículo 32, y no con ocasión de la presentación de discrepancias a las bases técnicas y administrativas preliminares del estudio de costos a que se refiere el artículo 40-M de la referida ley.

Artículo 21°. En el caso de las empresas concesionarias sujetas a fijación de precios, el período semestral a considerar para determinar el valor de 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, considerando el instrumento reajutable en moneda nacional individualizado en la resolución a la que se refiere el artículo 17° precedente.

9. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 1° transitorio. Antes del 31 de julio de 2017, la Comisión deberá emitir el informe técnico preliminar que fija la tasa de costo de capital aplicable al cuatrienio 2018-2021, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas.

Artículo 2° transitorio. La tasa de costo de capital aplicable a los chequeos de rentabilidad económica correspondientes al ejercicio de los años calendario 2016 y 2017, será la fijada mediante resolución por la Comisión y se encontrará incluida en el informe técnico para el primer cuatrienio a que se refiere el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas.

Artículo 3° transitorio. Los componentes de premio por riesgo y riesgo sistemático de la tasa de costo de capital para los dos años señalados en el artículo precedente, se determinarán mediante la misma metodología utilizada para determinar la tasa de costo de capital del primer cuatrienio, pero considerando una fecha base de referencia de cálculo al 31 de diciembre de 2015.

Artículo 4° transitorio. La tasa libre de riesgo para el chequeo de rentabilidad correspondiente al ejercicio del año calendario 2016, se determinará como el promedio de la tasa interna de retorno del instrumento individualizado en la resolución que fija la tasa de costo de capital para el primer cuatrienio, para el período de seis meses contado regresivamente desde noviembre de 2015.

Artículo 5° transitorio. La tasa libre de riesgo para el chequeo de rentabilidad correspondiente al ejercicio del año calendario 2017, se determinará como el promedio de la tasa interna de retorno del instrumento individualizado, la resolución que fija la tasa de costo de capital para el primer cuatrienio, para el período de seis meses contado regresivamente desde noviembre de 2016.

Artículo segundo: La presente resolución deberá estar disponible a más tardar el día hábil siguiente al de su publicación en el Diario Oficial, en forma permanente y gratuita para todos los interesados, en formato Portable Document Format (*.pdf), en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía (www.cne.cl).

Anótese, archívese y publíquese en el Diario Oficial.- Andrés Romero Celedón, Secretario Ejecutivo, Comisión Nacional de Energía.