

APRUEBA REGLAMENTO DEL PROCESO DE CHEQUEO DE RENTABILIDAD Y DEL PROCESO DE FIJACIÓN DE TARIFAS DE GAS Y SERVICIOS AFINES A QUE SE REFIERE LA LEY DE SERVICIOS DE GAS.

MINISTERIO DE HACIENDA OFICINA DE PARTES
RECIBIDO

DECRETO SUPREMO N°

SANTIAGO,

V I S T O S: Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República; en el decreto ley N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía; en el decreto con fuerza de ley N° 323, de 1931, del Ministerio del Interior; en la ley N° 20.999, que modificó la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones que indica; en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República; y

CONSIDERANDO:

1. Que, la ley N° 20.999 introdujo diversas modificaciones al Decreto con Fuerza de Ley N° 323 de 1931, del Ministerio del Interior, Ley de Servicios de Gas y a otros cuerpos normativos.
2. Que, para regular las disposiciones incorporadas a la Ley de Servicios de Gas por la ley N° 20.999 se requiere dictar un reglamento en las materias vinculadas a los procesos de chequeo de rentabilidad y fijación de tarifas de gas y servicios afines.
3. Que, el ejercicio de la potestad reglamentaria de ejecución implica dictar las disposiciones que se consideren necesarias para la plena aplicación de las leyes, potestad que, en este caso, se ejerce complementando las materias señaladas en el considerando anterior, con el fin de que todas las normas sean coherentes y armónicas entre sí, en un mismo acto administrativo para facilitar su comprensión y aplicación.

DECRETO:

ARTÍCULO ÚNICO: APRUÉBASE el siguiente reglamento del proceso de chequeo de rentabilidad y del proceso de fijación de tarifas de gas y de servicios afines a que se refiere la Ley de Servicios de Gas:

CONTRALORÍA GENERAL TOMA DE RAZÓN		
RECEPCIÓN		
DEPART. JURÍDICO		
DEP. T.R. Y REGIST.		
DEPART. CONTABIL.		
SUB. DEP. C. CENTRAL		
SUB. DEP. E. CUENTAS		
SUB. DEP. C.P. Y B.N.		
DEPART. AUDITORÍA		
DEPART. V.O.P., U Y T		
SUB. DEP. MUNIP.		
REFRENDACIÓN		
REF. POR \$..... IMPUTACIÓN..... ANOT. POR IMPUTACIÓN DEDUC.DTO.		

“TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO I

OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 1. El presente reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones aplicables a los procedimientos de chequeo de rentabilidad y de fijación de tarifas del servicio público de distribución de gas y servicios afines, contemplados en los artículos 30 bis a 33 sexies; y en los artículos 34 y 38 a 40-T, respectivamente, del Decreto con Fuerza de Ley N° 323 de 1931, del Ministerio del Interior, Ley de Servicios de Gas, y sus modificaciones.

Artículo 2. Las disposiciones del presente reglamento aplicarán a las empresas concesionarias que prestan el servicio público de distribución de gas, con excepción de lo dispuesto en los incisos segundo y siguientes del artículo 8 del presente reglamento.

Artículo 3. Para efectos del cómputo de los plazos, los términos de días empleados en el presente reglamento corresponden a días hábiles, entendiéndose por inhábiles los sábados, domingos y festivos, salvo que se señale expresamente que el plazo establecido es de días corridos, caso en el cual, si el último día del plazo es inhábil, éste se entenderá prorrogado al día hábil siguiente.

Los plazos se computarán desde el día siguiente a aquél en que se notifique o se ejecute la actuación o comunicación respectiva.

Artículo 4. La omisión del deber de información, sea que medie requerimiento de información o cuando éste proceda sin mediar aquél, de acuerdo a lo dispuesto por la normativa vigente, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, o el incumplimiento a lo dispuesto en el presente reglamento, serán sancionadas por la Superintendencia de conformidad a lo dispuesto en la ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y la demás normativa vigente.

Artículo 5. Las notificaciones y comunicaciones entre la Comisión Nacional de Energía, los participantes inscritos en el registro de participación ciudadana al que se refieren los artículos 32 y 40-K de la Ley de Servicios de Gas; y las empresas concesionarias podrán realizarse por medios electrónicos. Para estos efectos, los participantes y las empresas concesionarias deberán comunicar a la Comisión Nacional de Energía cualquier cambio o actualización en sus direcciones de correo electrónico a dicha comisión, dentro de los cinco primeros días desde la fecha en que se efectúe dicho cambio.

CAPÍTULO II

DEFINICIONES

Artículo 6. Para los efectos de la aplicación de las disposiciones contenidas en el presente reglamento, se entenderá por:

- 1. Acometida:** Conjunto de tuberías y accesorios que conducen el gas desde la Matriz de Distribución o red de transporte, hasta la línea de propiedad o deslinde.
- 2. Artefacto:** El aparato fijo o portátil que suministra energía calórica mediante la combustión.
- 3. Bases Técnicas y Administrativas (BTA):** Bases Técnicas y Administrativas del Estudio de Costos, señaladas en el artículo 40-M de la Ley de Servicios de Gas.

4. **Calidad del Servicio de Gas:** Corresponde al grado en que se mantienen las condiciones del Servicio de Gas en cuanto a:
 - a) La seguridad y continuidad del suministro, así como el cumplimiento de las especificaciones del Gas;
 - b) La correcta y oportuna medición y facturación de los consumos de Gas y Servicios Afines; y
 - c) Adecuados sistemas de atención e información para los Consumidores y Clientes.
5. **Cliente:** Es la persona natural o jurídica que acredite dominio sobre un inmueble o instalaciones que reciben Servicio de Gas.
6. **Consumidor:** Es la persona natural o jurídica que utiliza el Gas para consumirlo.
7. **Comisión:** Comisión Nacional de Energía.
8. **Comité:** Corresponde al Comité del Estudio de Costos al que se refiere el artículo 40-N de la Ley de Servicios de Gas.
9. **Empalme:** Conjunto de tuberías y accesorios que conducen el Gas desde el término de la Acometida, o desde la salida de un tanque de almacenamiento cuando no exista Acometida, hasta la entrada del regulador de servicio.
10. **Empresa Concesionaria o Concesionario:** Entidad que goza de una o más concesiones para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas de red o de transporte de gas de red, según corresponda.
11. **Empresa de Gas:** La entidad destinada a transportar, distribuir o comercializar gas por redes concesionadas y no concesionadas.
12. **Empresa Distribuidora:** La entidad que presta el Servicio de Gas mediante Redes de Distribución de gas, con o sin concesión.
13. **Estudio de Costos:** Estudio de Costos al que se refiere el artículo 40-J de la Ley de Servicios de Gas.
14. **Gas o Gas de Red:** Todo fluido gaseoso combustible que se transporte o distribuya a través de redes de tubería, ya sea gas natural, gas licuado de petróleo en fase gaseosa y cualquier otro tipo de fluido gaseoso combustible.
15. **Informe de Rentabilidad Anual:** Informe anual emitido por la Comisión al que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley, mediante el cual se efectúa el chequeo de rentabilidad anual de las Empresas Concesionarias por Zona de Concesión, a objeto de determinar si exceden la tasa de rentabilidad económica máxima a que se refiere el artículo 30 bis de la Ley de Servicios de Gas.
16. **Informe Técnico Cuatrienal de VNR:** Informe cuatrienal emitido por la Comisión al que se refiere el artículo 33 bis de la Ley, mediante el cual se determinan los bienes considerados eficientes de la Empresa Concesionaria para efectos del chequeo de rentabilidad; su vida útil; el Valor Nuevo de Reemplazo de éstos y su fórmula de indexación; los indicadores de eficiencia para la actividad de distribución de Gas en cada Zona de Concesión; y el plazo de amortización de los gastos de comercialización eficientes de la Empresa Concesionaria que se aplicarán durante el cuatrienio siguiente.

- 17. Informe Técnico de Costos:** Informe emitido por la Comisión al que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, elaborado sobre la base del Estudio de Costos.
- 18. Informe Técnico de Tasa de Costo de Capital:** Informe emitido por la Comisión, al que se refiere el artículo 32 de la Ley.
- 19. Instalación de Gas:** Los instrumentos, maquinarias, equipos, redes, aparatos, accesorios y obras complementarias destinadas al transporte y distribución de Gas, incluyendo las Instalaciones Interiores de Gas.
- 20. Instalación Interior:** La instalación construida dentro de una propiedad particular y para uso exclusivo de sus ocupantes, ubicada tanto en el interior como en el exterior de los edificios, desde la salida del Medidor.
- 21. Ley o Ley de Servicios de Gas:** Decreto con Fuerza de Ley N° 323 de 1931, del Ministerio del Interior, Ley de Servicios de Gas y sus modificaciones.
- 22. Matriz de Distribución:** Conjunto de tuberías que conduce el Gas a las Acometidas.
- 23. Medidor:** Instrumento de propiedad de la Empresa de Gas destinado al registro del consumo de Gas en metros cúbicos (m³), o en otras magnitudes que configuren el suministro, que incluye el regulador de servicio.
- 24. Ministerio:** Ministerio de Energía.
- 25. Panel:** Panel de Expertos establecido en el Título VI del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual se someterá a dicho cuerpo legal en todo lo que le sea aplicable, en especial respecto a su integración, carácter vinculante de su dictamen, financiamiento y plazos.
- 26. Participantes:** Todas las personas naturales o jurídicas con interés en participar en el proceso de tarificación del Servicio Público de Distribución de Gas y Servicios Afines o en el proceso de determinación de la tasa de costo de capital, regulados en el Título III y Título IV del presente reglamento, respectivamente, e inscritas en el correspondiente Registro de Participación Ciudadana.
- 27. Redes de Distribución:** el conjunto de tuberías, equipos, y accesorios, destinados a distribuir Gas haciendo uso de una concesión de servicio público, o de una red no concesionada, hasta la salida del Medidor.
- 28. Registro de Participación Ciudadana:** Registro al que se refieren los artículos 32 y 40-K de la Ley.
- 29. Servicios Afines:** Aquellos servicios asociados al Servicio de Gas que, por razones de seguridad o por su propia naturaleza, sólo pueden ser prestados por la respectiva Empresa de Gas o por un tercero por cuenta de ésta, tales como, corte y reposición de servicio, envío de boleta o factura a una dirección especial y los demás que determine la Comisión en el Informe de Rentabilidad Anual a que hace referencia el artículo 33 quáter de la Ley o en las Bases Técnicas y Administrativas señaladas en el artículo 40-M de la Ley, según corresponda.
- 30. Servicio de Gas:** El suministro de Gas efectuado por una Empresa de Gas a los Clientes o Consumidores, bajo condiciones establecidas respecto a calidad de servicio y precio. De acuerdo a su giro y uso del Gas, los Servicios de Gas se clasificarán en:

- a) Servicio de Gas Residencial: Servicio de Gas destinado a Consumidores que utilizan el Gas para el funcionamiento de Artefactos de uso doméstico en residencias particulares o de uso comunitario.
 - b) Servicio de Gas Comercial: Servicio de Gas destinado a Consumidores que utilizan el Gas para el funcionamiento de Artefactos ubicados principalmente en oficinas, locales, establecimientos o negocios en que se realizan operaciones comerciales, de servicios públicos o privados, profesionales o de atención al público. Se incluyen aquellos Consumidores que elaboren productos propios para su venta directa a público, aquellos que vendan productos por cuenta de terceros y las estaciones de gas natural comprimido para uso vehicular.
 - c) Servicio de Gas Industrial: Servicio de Gas destinado a Consumidores que utilizan el Gas principalmente para el funcionamiento de Artefactos destinados a procesos productivos o como materia prima de éstos, en empresas o establecimientos donde la distribución de sus productos se realiza primordialmente mediante terceros.
- 31. Servicio de Transporte:** La conducción de Gas por cuenta de terceros, efectuada por una Empresa de Gas, utilizando redes de transporte o Redes de Distribución.
- 32. Servicio Público de Distribución de Gas:** El suministro de Gas que una Empresa Concesionaria de distribución efectúe a Clientes o Consumidores ubicados en sus Zonas de Concesión, o bien a Clientes o Consumidores ubicados fuera de dichas zonas que se conecten a las instalaciones de distribución de la Empresa Concesionaria mediante redes propias o de terceros.
- 33. Sistema de Contabilidad Regulatoria:** Es el sistema de reporte y almacenamiento de información a que se refiere el artículo 33 ter de la Ley, establecido por la Comisión, el cual incluye un sistema de cuentas, manuales y procedimientos asociados, que se utilizan para recibir, guardar, procesar y mantener la información reportada por las Empresas concesionarias para los efectos establecidos en la Ley y el presente reglamento.
- 34. Superintendencia:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- 35. Valor Nuevo de Reemplazo (VNR):** Costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a prestar el Servicio de Gas en la respectiva zona de servicio, incluyendo los intereses intercalarios, los derechos, los gastos y las indemnizaciones efectivamente pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación.
- 36. Zona de Concesión:** Conjunto de zonas geográficas ubicadas en una misma región, especificadas en uno o más decretos de concesión de Servicio Público de Distribución de Gas de una Empresa Concesionaria. Sin perjuicio de lo anterior, en el caso que la zona geográfica identificada en uno o más decretos de concesión abarque de manera continua dos regiones adyacentes, la Comisión podrá considerar dicha zona geográfica como parte de una misma Zona de Concesión. Para ello, además de la continuidad física de las Redes de Distribución, deberá verificarse que dichas redes permiten una gestión operativa y comercial conjunta por parte de la Empresa Concesionaria.

CAPÍTULO III

PRINCIPIOS GENERALES DEL RÉGIMEN TARIFARIO A QUE ESTÁN AFECTAS LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS

Artículo 7. Toda Empresa Concesionaria podrá determinar libremente el precio del Servicio de Transporte a través de sus Redes de Distribución o el Servicio de Gas que realice a Clientes o Consumidores, o entre sí, y los precios de los Servicios Afines que correspondan. Sin perjuicio de lo

anterior, tratándose del Servicio Público de Distribución de Gas, el régimen tarifario que determine la respectiva Empresa Concesionaria estará sujeto al límite máximo de rentabilidad señalado en el artículo 30 bis de la Ley y el Artículo 11 del presente reglamento.

En caso que de conformidad a los resultados del Informe de Rentabilidad Anual la rentabilidad económica promedio de los últimos tres años de una Empresa Concesionaria en una determinada Zona de Concesión exceda la tasa máxima señalada en el artículo 30 bis de la Ley y en el Artículo 11 del presente reglamento, la Comisión dará inicio al proceso de fijación de tarifas del Servicio de Gas y los Servicios Afines aplicables a los Consumidores o Clientes, señalados en el artículo 39 de la Ley, de dicha empresa en Zona de Concesión.

Artículo 8. No se aplicará la tasa de rentabilidad económica máxima a aquellas Empresas Concesionarias que estén sujetas a tarificación, de acuerdo con lo establecido en la Ley y en el presente reglamento.

En particular, no será aplicable lo señalado en el artículo precedente al Servicio de Gas y a los Servicios Afines que las Empresas de Gas de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena efectúen a sus Consumidores o Clientes, sea que operen con o sin concesión, así como tampoco cuando estos servicios sean prestados en dicha región por una entidad distinta que una Empresa de Gas.

Las fórmulas tarifarias para el Servicio de Gas y Servicios Afines, indicados en el inciso anterior, se determinarán de acuerdo a las mismas metodologías y procedimientos que se establecen para las Empresas Concesionarias de Servicio Público de Distribución de Gas cuyas Zonas de Concesión queden sujetas a fijación de tarifas, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley y en el presente reglamento.

Sin perjuicio de lo anterior, para las empresas señaladas en el inciso primero, y cuyo número total de Clientes con Servicio de Gas sea inferior al dos por ciento de los Clientes de la mayor Empresa Concesionaria de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, las fórmulas tarifarias aplicables al Servicio de Gas y a los Servicios Afines serán las que se establezcan en el decreto supremo al que se refiere el artículo 40-R de la Ley, para el mayor Concesionario de dicha región como consecuencia de la metodología y procedimiento de fijación de tarifas contemplado en la Ley y en el presente reglamento.

Artículo 9. El esquema tarifario que establezca libremente cada Empresa Concesionaria de Servicio Público de Distribución de Gas, de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 7 del presente reglamento, deberá determinar sectores de distribución en los cuales los precios de venta a Consumidores, con consumos y otras condiciones de servicio de similares características, sean los mismos de tal forma que no se produzca discriminación entre ellos. Dichos sectores de distribución no deberán comprender un espacio territorial de tamaño inferior al de una comuna, salvo casos debidamente justificados ante la Superintendencia.

El esquema tarifario al que se refiere el inciso precedente deberá contener un listado de servicios, condiciones, vigencia y precios aplicables al cliente final, ya sea Cliente o Consumidor.

Artículo 10. En caso que, de conformidad a los resultados del Informe de Rentabilidad Anual a que hace referencia el Artículo 11 del presente reglamento, la rentabilidad económica promedio de los últimos tres años, o de los años que correspondan de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 13 del presente reglamento, de una Empresa Concesionaria en una determinada Zona de Concesión exceda la tasa máxima señalada en el Artículo 11 del presente reglamento, la Comisión deberá dar inicio, en el plazo señalado en el inciso segundo del Artículo 193 del presente reglamento, al proceso de fijación de tarifas del Servicio de Gas y Servicios Afines aplicables a los Consumidores o Clientes de dicha empresa en la referida Zona de Concesión, señalados en el Artículo 96 del presente reglamento.

TÍTULO II

DEL CHEQUEO DE RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

Artículo 11. Las Empresas Concesionarias de Servicio Público de Distribución de Gas estarán sujetas a una tasa de rentabilidad económica máxima para una determinada Zona de Concesión equivalente a tres puntos porcentuales sobre el promedio simple de los últimos tres años de la tasa de costo de capital definida en el artículo 32 de la Ley y en el Título IV del presente reglamento.

La tasa de rentabilidad económica de las respectivas Empresas Concesionarias se calculará como el promedio simple de las rentabilidades anuales obtenidas en los últimos tres años, salvo en el caso de lo dispuesto en el Artículo 13 del presente reglamento.

En el caso que en uno o más de los años del período móvil la tasa de rentabilidad anual sea indeterminada, la tasa de rentabilidad económica tratada en el inciso anterior será igualmente indeterminada, por lo que la Empresa Concesionaria mantendrá el régimen de precios señalado en el inciso primero del Artículo 7 del presente reglamento. Se entenderá que la tasa de rentabilidad anual es indeterminada cuando no exista una tasa de actualización que permita que el flujo neto referido en el Artículo 25 del presente reglamento sea igual a cero.

Artículo 12. La Comisión deberá efectuar anualmente un chequeo de rentabilidad de las Empresas Concesionarias por Zonas de Concesión a objeto de determinar si exceden el límite máximo de rentabilidad señalado en el inciso primero del artículo precedente.

La metodología y procedimiento para realizar el chequeo de la rentabilidad económica de las Empresas Concesionarias se efectuará en conformidad a lo dispuesto en los artículos 33 a 33 sexies de la Ley y a las disposiciones del presente reglamento.

Artículo 13. En el caso de la entrada en operación de una nueva Zona de Concesión, el primer chequeo de rentabilidad se efectuará durante el año calendario siguiente al año de inicio de la operación, en caso que este período de operación, durante el primer año, supere los seis meses, considerando la rentabilidad económica obtenida durante dicho período. En este caso, la rentabilidad económica del período que se obtenga de aplicar la metodología señalada en los Artículo 26 y siguientes del Capítulo IV, del Título III del presente reglamento, deberá ser ajustada a su equivalente anual utilizando una tasa compuesta, a efectos de obtener una rentabilidad anual que sea comparable a la rentabilidad económica máxima establecida en el inciso siguiente. En caso que el período de operación durante el primer año no supere los seis meses, el primer chequeo de rentabilidad se efectuará en el año subsiguiente al de inicio de operación, considerando únicamente la rentabilidad del año calendario siguiente al de inicio de operación.

La rentabilidad económica máxima para el primer chequeo de rentabilidad corresponderá a tres puntos porcentuales sobre la tasa de costo de capital definida en el Título IV del presente reglamento y será calculada para el año correspondiente de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 192 del presente reglamento.

Para efectos de determinar si durante el segundo chequeo de rentabilidad en esta nueva Zona de Concesión se excedió la tasa máxima de rentabilidad permitida, se considerará el promedio de las rentabilidades obtenidas durante el primer y segundo chequeo de rentabilidad, promedio que no deberá superar los tres puntos porcentuales sobre el promedio simple de los últimos dos años de la tasa de costo de capital definida en el Título IV del presente reglamento y calculada para los años correspondientes de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 192 del presente reglamento.

Lo dispuesto en los incisos anteriores no aplicará a aquellas nuevas zonas geográficas especificadas en uno o más decretos de concesión de Servicio Público de Distribución de Gas de Red, ubicadas en una Zona de Concesión existente de la misma Empresa Concesionaria sujeta al régimen de libertad tarifaria con límite máximo de rentabilidad.

A los efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el presente artículo, la Superintendencia deberá informar a la Comisión la entrada en operación de una nueva Zona de Concesión.

Artículo 14. Tratándose de una Zona de Concesión respecto de la cual se hubiese elaborado el correspondiente Informe Técnico Cuatrienal de VNR, y que durante la vigencia del cuatrienio respectivo la región a la que correspondiere esa Zona de concesión se haya subdividido, el Informe de Rentabilidad Anual de la Empresa Concesionaria que opere en dicha Zona de Concesión se mantendrá vigente respecto de la totalidad de la Zona de Concesión para la que fue realizado el Informe Técnico Cuatrienal de VNR, hasta el inicio del próximo período cuatrienal. A partir del siguiente período cuatrienal, los chequeos de rentabilidad se sujetarán a lo dispuesto en el Artículo 13 precedente.

Artículo 15. Si la Empresa Concesionaria excede la tasa de rentabilidad económica máxima a la que se refiere el Artículo 11 del presente reglamento, la Comisión dará inicio al procedimiento de tarificación contemplado en el Título III del presente reglamento, con excepción de lo señalado en el Artículo 13 anterior.

Artículo 16. A partir de la fecha de la resolución que apruebe el Informe de Rentabilidad Anual, al que se refiere el Artículo 22 del presente reglamento, en que se constate el exceso de la rentabilidad económica sobre la máxima permitida por parte de una Empresa Concesionaria, la Comisión fijará, mediante resolución, los precios máximos del Servicio de Gas y Servicios Afines de dicha empresa en una determinada Zona de Concesión hasta la entrada en vigencia del respectivo decreto tarifario, referido en el Artículo 120 del presente reglamento, aplicables a los Clientes o Consumidores señalados en el Artículo 96 del presente reglamento. Estos precios máximos corresponderán a los precios de todos los Servicios de Gas y Servicios Afines prestados por la Empresa Concesionaria vigentes al 31 de diciembre del año calendario anterior al de la resolución que apruebe el Informe de Rentabilidad Anual, multiplicados por un factor igual al cociente entre la diferencia de los ingresos totales de la Empresa Concesionaria en el año calendario anterior y el monto correspondiente al exceso de rentabilidad obtenido, según lo dispuesto en el Artículo 23 del presente reglamento y los ingresos antes señalados. A estos efectos, se considerará como ingresos totales los ingresos por todos los Servicios de Gas y Servicios Afines prestados por la Empresa Concesionaria en la Zona de Concesión en el año calendario anterior.

Los precios máximos de los Servicios de Gas se indexarán hasta la entrada en vigencia del respectivo decreto tarifario, conforme a la variación mensual del Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y a la variación mensual del costo del Gas de los contratos respectivos, informados de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 92 del presente reglamento, en la proporción que corresponda, de acuerdo a la estructura de costos determinada en el Informe de Rentabilidad Anual. Los precios máximos de los Servicios Afines se indexarán durante dicho período conforme a la variación mensual del Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas.

Artículo 17. Una vez que haya entrado en vigencia el decreto tarifario respectivo, la Empresa Concesionaria sujeta a fijación de tarifas podrá solicitar al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia que informe, en conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 31 contenido en el artículo único del decreto con fuerza de ley N° 1, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto ley N° 211, de 1973, si la presión competitiva que imponen los sustitutos en el mercado relevante es apta para evitar que la Empresa Concesionaria obtenga rentas excesivas, pudiendo ordenar al Ministerio de Energía que ponga término al régimen de fijación tarifaria y restablezca el

régimen establecido en el Artículo 11 y Artículo 12 del presente reglamento. Para estos efectos, el Tribunal deberá solicitar informe a la Fiscalía Nacional Económica, el que deberá ser evacuado dentro de sesenta días. El restablecimiento del régimen de libertad de precios con límite de rentabilidad, empezará a regir a partir del año calendario siguiente de la notificación del informe que lo instruya.

El informe que ordene poner término al régimen de fijación tarifaria podrá establecer, además, medidas preventivas, correctivas o prohibitivas que tengan por objeto asegurar condiciones de competencia en el o los mercados de que se trate, las que se aplicarán en la oportunidad que determine el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia. En contra del informe que emita el tribunal, en virtud de lo establecido en este artículo, sólo procederá el recurso de reposición, a menos que aquel hubiere establecido una o más de las medidas señaladas precedentemente. En contra de dichas medidas, la Empresa Concesionaria o el Fiscal Nacional Económico podrán deducir el recurso de reclamación a que se refiere el artículo 27 contenido en el artículo único del decreto con fuerza de ley N° 1, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, ya indicado.

En caso que una Empresa Concesionaria retorne al régimen de libertad de precios sujeto a un límite máximo de rentabilidad, el primer y segundo chequeo de rentabilidad se efectuarán de acuerdo a la misma metodología dispuesta para una Empresa Concesionaria que inicia su operación en una nueva Zona de Concesión, según lo establecido en el Artículo 13 del presente reglamento.

CAPÍTULO II

DEL INFORME DE RENTABILIDAD ANUAL DE LA LEY DE SERVICIOS DE GAS

Artículo 18. La Comisión, antes del 15 de agosto de cada año, mediante resolución, deberá emitir para cada Empresa Concesionaria sujeta al chequeo de rentabilidad un Informe de Rentabilidad Anual preliminar para sus respectivas Zonas de Concesión.

Artículo 19. El Informe de Rentabilidad Anual para cada Empresa Concesionaria deberá contener, por Zona de Concesión, y para el año calendario anterior, al menos, lo siguiente:

- a. Los ingresos de explotación;
- b. Los costos de explotación; diferenciando:
 - Costo del Gas al ingreso del sistema de distribución.
 - Costos de operación, mantención y administración.
- c. Los gastos de comercialización;
- d. La determinación del VNR;
- e. La determinación del valor de los bienes intangibles y el capital de explotación;
- f. La determinación de los costos anuales de inversión;
- g. El cálculo de los impuestos a las utilidades;
- h. La determinación de los Servicios Afines prestados por la respectiva Empresa Concesionaria;
- i. La tasa de rentabilidad económica anual de la respectiva Empresa Concesionaria por Zona de Concesión;

j. Las memorias de cálculo con la información de la respectiva empresa.

La Comisión deberá resguardar la debida reserva de la información del Informe de Rentabilidad Anual que no tenga el carácter de pública.

Artículo 20. El Informe de Rentabilidad Anual preliminar podrá ser observado únicamente por la respectiva Empresa Concesionaria, dentro de los quince días siguientes al de su notificación. Vencido el plazo anterior, la Comisión dispondrá de quince días para emitir su Informe de Rentabilidad Anual definitivo.

Artículo 21. En caso de subsistir las diferencias o discrepancias, la Empresa Concesionaria dispondrá de diez días contados desde la notificación del Informe de Rentabilidad Anual definitivo para presentarlas ante el Panel, el que deberá emitir su dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la audiencia pública correspondiente a la o las discrepancias presentadas.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia, susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si la Empresa Concesionaria hubiere formulado observaciones al informe preliminar y perseverare en ellas con posterioridad a su rechazo por parte de la Comisión. Las Empresas Concesionarias sólo podrán observar y presentar discrepancias respecto a su propio Informe de Rentabilidad Anual.

Artículo 22. Vencido el plazo para formular discrepancias, o una vez resueltas éstas por el Panel, la Comisión deberá emitir antes del 31 de diciembre de cada año, mediante resolución, su Informe de Rentabilidad Anual de las Empresas Concesionarias, el que deberá incorporar e implementar lo resuelto por el Panel, si correspondiere, incluyendo el cálculo del promedio simple de las rentabilidades anuales obtenidas en los años del periodo móvil a que se refiere el Artículo 11 del presente reglamento, según corresponda, con el objeto de constatar si se ha excedido la rentabilidad económica máxima que establece la Ley en dicho período.

CAPÍTULO III

DE LAS DEVOLUCIONES EN CASO DE EXCESO DE LA RENTABILIDAD MÁXIMA

Artículo 23. En caso que una Empresa Concesionaria haya excedido la tasa de rentabilidad económica máxima establecida en la Ley y en el Artículo 11 del presente reglamento, en una determinada Zona de Concesión, el monto correspondiente al exceso de rentabilidad por ella obtenido deberá calcularse en el Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el Artículo 18 anterior.

Este monto se calculará como la diferencia entre los ingresos de explotación del año calendario anterior, para dicha Zona de Concesión, y los correspondientes ingresos que hubiese debido obtener la Empresa Concesionaria para que su tasa de rentabilidad económica en la Zona de Concesión fuese igual a la tasa de rentabilidad económica máxima.

Dicho monto se distribuirá entre los Clientes de la Empresa Concesionaria en proporción al volumen del Gas facturado durante el último año calendario en la cual se constató el exceso de rentabilidad. Para efectos del cálculo antes señalado, en un plazo de diez días, contado desde la notificación del Informe de Rentabilidad Anual, la respectiva Empresa Concesionaria deberá entregar a la Comisión la información de los consumos individualizados de todos sus Clientes del último año calendario en la respectiva Zona de Concesión, según los criterios definidos por la Comisión.

La Comisión establecerá a través de resolución el monto de la devolución para los Clientes, dentro de los treinta días siguientes a la notificación del Informe de Rentabilidad Anual. Dicha devolución será comunicada a la Superintendencia para que ésta establezca las normas para dicha devolución.

Artículo 24. Las devoluciones a que se refiere el artículo anterior se efectuarán por parte de la Empresa Concesionaria, a elección del Cliente, mediante reembolso en dinero efectivo o descontando las cantidades correspondientes en la facturación más próxima, o en aquellas que determine la Superintendencia a requerimiento de la respectiva Empresa Concesionaria, reajustadas según la variación que haya tenido el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas en los meses respectivos, más los intereses corrientes. En caso que el Cliente no manifieste su elección para la materialización de la respectiva devolución en el plazo que determine la Superintendencia, la misma se deberá efectuar descontando las cantidades correspondientes en la facturación, según lo indicado precedentemente.

En caso que la tasa de rentabilidad económica de una Empresa Concesionaria exceda en hasta cero coma dos puntos porcentuales la tasa máxima permitida a que hace referencia el Artículo 11 del presente reglamento, dicha empresa podrá mantenerse en un régimen de libertad tarifaria sujeto a un límite máximo de rentabilidad, siempre y cuando realice las devoluciones a las que se refiere el artículo precedente aumentadas en un cincuenta por ciento.

CAPÍTULO IV

DE LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL DE LA EMPRESA CONCESIONARIA POR ZONA DE CONCESIÓN

Artículo 25. La tasa de rentabilidad económica anual de una Empresa Concesionaria será determinada como aquella tasa de actualización que permite un flujo neto igual a cero a los bienes de propiedad de la Empresa Concesionaria en una determinada Zona de Concesión que sean necesarios para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, incluyendo los Servicios Afines que correspondan.

El flujo neto corresponderá a la diferencia entre los ingresos anuales de explotación y la suma de los costos anuales de explotación, de inversión y los impuestos a las utilidades, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$FN = I - C - AVNR - IMP.$$

Donde:

- FN: Flujo Neto.
- I: Ingresos de explotación.
- C: Costos de explotación.
- AVNR: Costos anuales de inversión.
- IMP: Impuestos a las utilidades.

Para lo anterior, se considerarán los costos de explotación y de inversión de la empresa real corregida de acuerdo a criterios de eficiencia y estándares similares aplicables a otras empresas de servicio público. Para estos efectos, se considerará la información proporcionada por la respectiva Empresa Concesionaria a la Comisión, de conformidad a lo dispuesto en el Capítulo VIII del Título II del presente reglamento.

Artículo 26. En el caso de la entrada en operación de una nueva Zona de Concesión, cuyo período de operación durante el primer año supere los seis meses, la rentabilidad económica de dicho período se determinará como aquella tasa de actualización que permite un flujo neto igual a cero a los bienes de propiedad de la Empresa Concesionaria en la nueva Zona de Concesión, que sean necesarios para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, incluyendo los Servicios Afines que correspondan. El flujo neto corresponderá a la diferencia entre los ingresos de explotación del período de operación y la suma de los costos de explotación de dicho período, de inversión y los impuestos a las utilidades, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$FN = I - C - PVNR - IMP.$$

Donde:

- FN: Flujo Neto
- I: Ingresos de explotación
- C: Costos de explotación
- PVNR: Proporción de los costos de inversión asociados al período de operación
- IMP: Impuestos a las utilidades

Para lo anterior, se considerarán los costos de explotación y de inversión de la empresa real corregida de acuerdo a criterios de eficiencia y estándares similares aplicables a otras empresas de servicio público. Para estos efectos, se considerará la información proporcionada por la respectiva Empresa Concesionaria a la Comisión, de conformidad a lo dispuesto en el Capítulo VIII del Título II del presente reglamento.

La proporción de los costos de inversión eficientes asociados al período de operación corresponderá a la inversión de la empresa real corregida en virtud de lo dispuesto en el inciso anterior, multiplicada por un factor de proporcionalidad del período de operación, cuyo valor es equivalente al factor de anualidad considerando la vida útil amplificada por el cociente entre doce y el número de meses del período de operación durante el primer año.

La tasa de rentabilidad anual de la Empresa Concesionaria en la nueva Zona de Concesión para el primer año de operación corresponderá a la rentabilidad obtenida para el período de operación, de acuerdo a lo establecido en el presente artículo, ajustada a su equivalente anual utilizando una tasa compuesta.

Artículo 27. Todos los antecedentes de ingresos, inversiones y costos que se utilicen en los cálculos que se señalan en el presente capítulo deberán estar expresados en moneda de igual fecha. Los correspondientes valores deberán estar expresados en pesos chilenos al 31 de diciembre del año calendario sujeto a chequeo de rentabilidad y no deberán incluir el Impuesto al Valor Agregado.

Los valores en moneda extranjera deberán actualizarse en función de la variación de su moneda de origen. Para estos efectos, dichos valores serán convertidos desde su valor en moneda extranjera a dólares utilizando el tipo de cambio promedio del mes correspondiente, luego ajustados por el índice "Consumer Price Index" (CPI, en inglés) de Estados Unidos de América, o el que lo reemplace, y finalmente convertidos a moneda nacional utilizando el tipo de cambio promedio del mes de diciembre del año anterior al que se informa.

Artículo 28. El chequeo de rentabilidad deberá tener en especial consideración la identificación y justificación de los costos de explotación y de inversión radicados contablemente en una Empresa Concesionaria que pudieran calificarse técnica y objetivamente como ineficientes, sin causa de negocio o encaminados a abultar artificialmente dichas partidas contables en una determinada Zona de Concesión, así como también el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad del Servicio de Gas establecidas en la normativa vigente.

Artículo 29. Para el cálculo de la tasa de rentabilidad anual de la Empresa Concesionaria en una determinada Zona de Concesión se considerarán todos los ingresos anuales de explotación correspondientes a la prestación del Servicio Público de Distribución de Gas y los Servicios Afines que correspondan de la Empresa Concesionaria, incluyendo aquellos originados por el reconocimiento de los flujos mensuales como un flujo anual de ingresos y costos de explotación al 31 de diciembre del año calendario sujeto a chequeo de rentabilidad, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 27 precedente.

Artículo 30. Los costos anuales de explotación se definen como la suma de los costos de operación, mantenimiento y administración, el costo del Gas requerido para todos los suministros efectuados mediante las instalaciones de distribución, definido en el Artículo 34 del presente

reglamento, y todos aquellos costos asociados al Servicio Público de Distribución de Gas de la Empresa Concesionaria que no sean costos de inversión e impuestos a las utilidades.

Las pérdidas contables en años anteriores, los gastos financieros y las amortizaciones no deberán ser considerados en los costos de explotación, como tampoco para determinar los impuestos a pagar de acuerdo a lo indicado en el Artículo 53 del presente reglamento.

Para el cálculo de la tasa de rentabilidad anual de la Empresa Concesionaria en determinada Zona de Concesión se considerará sólo los costos de operación, mantención y administración eficientes asociados a la prestación del Servicio Público de Distribución de Gas y los Servicios Afines que correspondan. Para estos efectos, se verificará la necesidad y pertinencia de estos costos en relación a la actividad de la propia Empresa Concesionaria, como en comparación con estándares de otras Empresas Distribuidoras o eventualmente otras empresas de servicios públicos comparables.

La Comisión deberá revisar, verificar y, en su caso, corregir lo informado por la Empresa Concesionaria, con el objeto de considerar sólo aquellos costos que sean pertinentes, necesarios y correctamente asignados a la actividad de distribución de la respectiva Empresa Concesionaria, para efectos del posterior ajuste de eficiencia a que se refiere el Artículo 33 del presente reglamento.

Artículo 31. No se considerarán como costos de operación, mantención y administración necesarios para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas y sus Servicios Afines aquellos gastos que sean utilizados para la provisión de otros servicios o la realización de otros negocios distintos a éstos, ya sea de manera directa o a través de empresas de su mismo grupo empresarial o a las personas o entidades relacionadas en los términos señalados en la ley N° 18.045 de Mercado de Valores. En caso que por razones de indivisibilidad o uso conjunto de recursos, la Empresa Concesionaria incurra en costos de operación, mantención y administración en forma compartida, sólo deberá considerarse como gasto necesario para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas y sus Servicios Afines, la proporción que corresponda de acuerdo a la utilización de dichos recursos para la prestación de este servicio público.

En todo caso, los costos asociados al cumplimiento de la normativa vigente de Calidad de Servicio de Gas y seguridad de las instalaciones, serán considerados como costos de operación, mantención y administración necesarios para prestar el Servicio de distribución de Gas y sus Servicios Afines, sólo en la medida que sean imprescindibles para mantener la prestación de dichos servicios en los términos señalados en la referida normativa.

Artículo 32. La Comisión deberá revisar y, de ser necesario, corregir la correcta asignación de los costos de operación, mantención y administración informados por la Empresa Concesionaria, de modo que éstos no estén considerados en otras partidas de costos, tales como gastos de comercialización, componentes de costos del VNR o gastos activados por la Empresa Concesionaria, entre otros, de modo de evitar la doble contabilización de éstos.

Artículo 33. Los costos de operación, mantención y administración pertinentes, necesarios y correctamente asignados deberán ajustarse de manera que sean eficientes para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas y los Servicios Afines que correspondan a los Clientes del Concesionario en su respectiva Zona de Concesión, de acuerdo a las exigencias de Calidad del Servicio de Gas y seguridad de las instalaciones establecidas en la normativa vigente. Este ajuste podrá tomar en consideración variables características de la Empresa Concesionaria en la Zona de Concesión, entre otras, el número de Clientes, volumen de Gas suministrado, número de empleados, partidas de costos específicas, y la evolución de las diferentes variables en relación a los años previos, de manera que el ajuste incorpore las ganancias de eficiencia que provengan tanto de una mejor gestión en el tiempo que acerque gradualmente al Concesionario a los estándares de otras Empresas Distribuidoras o eventualmente otras empresas de servicio público

comparables, como también que incorpore las ganancias de eficiencia provenientes de mayores escalas de producción y/o densificación.

Artículo 34. El costo del Gas al ingreso del sistema de distribución deberá calcularse en el o los puntos de conexión entre las instalaciones de producción, importación o transporte, según corresponda, y las instalaciones de distribución de la Zona de Concesión. El costo del Gas en cada punto de conexión corresponderá a lo efectivamente pagado por la Empresa Concesionaria, de acuerdo al o los precios de compra de sus contratos de suministro en el correspondiente punto de conexión, o en algún punto distinto, incluyendo en este último caso los demás costos en que incurra la Empresa Concesionaria para llevar el Gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación, cuando corresponda.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, cuando la Empresa Concesionaria efectúe la compra de Gas a empresas de su mismo grupo empresarial o a personas o entidades relacionadas en los términos señalados en la ley N° 18.045, de Mercado de Valores, el costo del Gas solamente considerará tales contratos de suministro si éstos han sido el resultado de procesos de licitaciones públicas e internacionales a las que se refiere el Artículo 36 del presente reglamento.

Artículo 35. Los demás costos en que incurra la Empresa Concesionaria para llevar el Gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación, corresponderán a lo efectivamente pagado por la Empresa Concesionaria por estos servicios, de acuerdo a sus contratos vigentes.

No obstante, en caso que algunos de estos servicios sean prestados a la Empresa Concesionaria por una empresa de su mismo grupo empresarial o por personas o entidades relacionadas, en los términos señalados en la ley N° 18.045, de Mercado de Valores, y la Comisión estime que el costo de éstos no refleja una gestión económicamente eficiente, la Comisión determinará el valor eficiente de estos servicios sobre la base del precio que otros consumidores paguen por ellos, u otros antecedentes que fehacientemente reflejen el costo de dichos servicios. A estos efectos, la Comisión podrá considerar, entre otros, la caracterización del servicio de que se trate y la identificación de sus atributos, así como utilizar una homologación de costos entre servicios similares, corregir por eficiencia de costos en base a comparación o modelar el costo de prestación de estos servicios.

Artículo 36. Las licitaciones públicas e internacionales a que se refiere el Artículo 34 deberán cumplir con los principios de no discriminación arbitraria, transparencia y estricta sujeción a las bases de licitación. A su vez, para efectos de realizar tales licitaciones, la Empresa Concesionaria o las referidas empresas, personas o entidades relacionadas, deberán contar con instalaciones que permitan realizar importaciones de Gas, tales como terminales marítimos de regasificación de gas natural licuado o gasoductos internacionales, o contratos de uso de tales instalaciones, los que deberán quedar plenamente dispuestos para el abastecimiento de la Empresa Concesionaria por parte de cualquier adjudicatario durante la vigencia del contrato. En este caso, el costo del Gas en cada punto de conexión corresponderá a lo efectivamente pagado por la Empresa Concesionaria de acuerdo al o los precios de compra de sus contratos de suministro con empresas, personas o entidades relacionadas, incluyendo los demás costos en que incurra la Empresa Concesionaria para llevar el Gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación, cuando corresponda.

Artículo 37. Las bases para licitaciones a que se refiere el artículo precedente serán elaboradas por la respectiva Empresa Concesionaria y deberán ser aprobadas previamente por la Comisión. Dichas bases establecerán las condiciones de la licitación, las que especificarán, a lo menos, la cantidad de suministro de Gas a licitar, el período de suministro que debe cubrir la oferta, los puntos de compra del suministro, las condiciones, criterios y metodologías que serán empleados para realizar la evaluación económica de las ofertas, y un contrato tipo de suministro de Gas que regirá las relaciones entre la Empresa Concesionaria y la suministradora. La Comisión dispondrá de

un plazo de un mes para aprobar las referidas bases, contado desde que fueran comunicadas por la Empresa Concesionaria.

Las exigencias de seguridad y calidad de servicio que se establezcan para cada licitación deberán ser homogéneas, conforme a lo dispuesto en la normativa y no discriminatorias para los oferentes. Ningún oferente podrá ofrecer calidades especiales de servicio, ni incluir regalías o beneficios adicionales al suministro. La licitación se adjudicará a aquellas ofertas más económicas, de acuerdo a las condiciones establecidas en las bases de licitación para su evaluación. Los contratos deberán ser suscritos por la Empresa Concesionaria y su suministrador, previa aprobación de la Comisión mediante resolución, y una copia autorizada será registrada en la Superintendencia. Asimismo, las modificaciones que se introduzcan en los contratos deberán ser aprobadas por la Comisión.

Artículo 38. Para cada licitación de suministro de Gas, la Comisión podrá fijar el valor máximo de las ofertas de suministro de Gas, en un acto administrativo separado de carácter reservado, que permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas respectivas, momento en el que el acto administrativo perderá el carácter de reservado. Con todo, dicho valor máximo deberá ser fundado y definirse en virtud del suministro licitado, del período de suministro y en consideración a estimaciones del costo eficiente de abastecimiento para cada caso.

En el acto administrativo al que se refiere el inciso precedente sólo participarán aquellos funcionarios de la Comisión que hayan sido especialmente autorizados por el Secretario Ejecutivo, de acuerdo a lo señalado en el inciso siguiente, quienes deberán guardar absoluta reserva del valor máximo de las ofertas que se defina, como también de sus antecedentes fundantes, la forma de ponderarlos y la metodología de cálculo empleada para su determinación.

Para estos efectos, el Secretario Ejecutivo mediante comunicación escrita dirigida a dos funcionarios del segundo nivel jerárquico de la Comisión, o a quienes los subroguen, les instruirá que procedan a efectuar los cálculos necesarios para la determinación del valor máximo de las ofertas. Una vez realizados los cálculos, mediante comunicación que tendrá el carácter de reservada, dichos funcionarios informarán al Secretario Ejecutivo el resultado de los mismos, para efectos que este último dicte el acto administrativo reservado que fije el valor máximo de las ofertas de suministro de Gas, el que se mantendrá en un sobre cerrado bajo la custodia del jefe(a) del Departamento de Regulación Económica hasta la oportunidad que establezcan las bases de la respectiva licitación.

La obligación de guardar estricta reserva se mantendrá hasta la apertura de las ofertas presentadas en la licitación correspondiente, momento a partir del cual será público el acto administrativo que contiene el valor máximo de las ofertas. Para ello los correspondientes funcionarios deberán adoptar las medidas destinadas a evitar que personas no autorizadas puedan acceder a la información referida y dar cumplimiento al principio de probidad administrativa según lo dispuesto en la ley N° 18.575.

Artículo 39. En caso de incumplimiento de lo señalado en el inciso segundo del Artículo 34 del presente reglamento, el costo del Gas al ingreso del sistema de distribución de la Empresa Concesionaria será valorizado al menor precio de compra del Gas, calculado en base a los contratos de importación de largo plazo existentes con el mercado internacional, incluyendo si corresponde, los demás costos para llevar el Gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación.

Artículo 40. Toda prórroga de la vigencia del contrato de suministro de Gas de la Empresa Concesionaria con empresas, personas o entidades relacionadas en los términos señalado en la ley N° 18.045, de Mercado de Valores, se entenderá como un nuevo contrato para los efectos de lo dispuesto en el presente reglamento.

Cada vez que la empresa Concesionaria suscriba un contrato de suministro de Gas deberá informarlo a la Comisión, de conformidad a lo dispuesto en el Capítulo VIII del presente Título.

Artículo 41. La determinación de los gastos de comercialización eficientes asociados a la captación y conexión de nuevos Clientes se realizará a partir de la información proporcionada por la Empresa Concesionaria, la que deberá ser revisada, verificada y, en su caso, corregida de acuerdo a criterios de eficiencia por la Comisión. Para estos efectos, se deberá considerar sólo los gastos estrictamente necesarios asociados a la construcción o preparación de la instalación de propiedad del Cliente para recibir el Servicio de Gas, que el Concesionario haya decidido financiar o realizar a su costo.

Se entenderá por gastos relativos a la conexión aquellos asociados a la construcción del Empalme cuando éste no sea de propiedad de la Empresa Concesionaria. Por su parte, se entenderá por gastos relativos a la captación a aquellos referidos a las Instalaciones Interiores del Cliente, tales como gastos asociados a tuberías, regularización de instalaciones, certificaciones, inscripciones, así como los referidos a los gabinetes de Medidores, en caso que éstos no existan en la propiedad del Cliente. También se entenderán comprendidos en los gastos asociados a la captación aquellos gastos en que incurre la Empresa Concesionaria para adaptar los Artefactos a Gas que estuvieren utilizando sus Consumidores.

Artículo 42. La entrega de Artefactos, u otros regalos, incentivos monetarios, promociones, u otros beneficios, así como los costos de marketing y publicidad, no corresponderán a gastos de comercialización. No obstante lo anterior, podrán ser considerados como costos de explotación, en la medida que cumplan con la condición de ser de carácter general y no discriminatorio, para lo cual la respectiva Empresa Concesionaria deberá entregar a la Comisión los antecedentes necesarios que respalden esos requisitos.

Asimismo, no corresponderán a gastos de comercialización aquellos costos en que incurra la Empresa Concesionaria por cambio de las especificaciones del suministro por su propia iniciativa, de acuerdo a lo señalado en el artículo 42 de la Ley, los que serán considerados como costos de explotación.

Artículo 43. Para la determinación de los gastos de comercialización eficientes, la corrección a la que se refiere el Artículo 41 anterior podrá ser realizada respecto de cantidades y costos. A estos efectos, deberá considerar la caracterización de la instalación o actividad de que se trate y podrá utilizar una homologación de costos entre instalaciones o servicios similares; modelar instalaciones tipo y actividades asociadas a los gastos relativos a la conexión y captación de Clientes; utilizar costos unitarios, contenidos en el Informe Técnico Cuatrienal de VNR vigente; y, en general, utilizar las metodologías para la corrección por eficiencia de los costos de explotación y costos de inversión dispuestas en el presente reglamento.

Artículo 44. Los gastos de comercialización eficientes podrán ser considerados como gastos amortizables por un plazo de hasta diez años, a elección de la Empresa Concesionaria, utilizando la tasa de costo de capital a que se refiere el artículo 32 de la Ley y el Título IV del presente reglamento. La definición del plazo de amortización para los gastos de comercialización que realice la respectiva Empresa Concesionaria en el cuatrienio siguiente deberá ser comunicada a la Comisión en el plazo al que se refiere el inciso primero del Artículo 91 del presente reglamento, durante el último año del cuatrienio anterior para efectos de ser considerado en el Informe Técnico Cuatrienal de VNR preliminar al que se refiere el artículo 33 bis de la Ley y el Artículo 57 del presente reglamento, sin que dicho plazo pueda ser modificado. En caso que la Empresa Concesionaria no comunique su decisión en el plazo fijado, los gastos de comercialización se amortizarán en cinco años.

La cuota de amortización anual resultante para los gastos de comercialización eficientes, se adicionará a los costos de operación, mantención y administración eficientes a que se refiere el

Artículo 33 anterior, a efectos del cálculo del flujo neto a que hace referencia el Artículo 25 del presente reglamento.

Artículo 45. La determinación de los costos anuales de inversión se realizará en base a convertir el Valor Nuevo de Reemplazo de los bienes eficientes de propiedad de la Empresa Concesionaria, por Zona de Concesión, al 31 de diciembre del año calendario para el que se realiza el chequeo de rentabilidad, en costos anuales de inversión de igual monto, en adelante Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo o "AVNR", considerando para ello su vida útil económica, valor residual igual a cero y una tasa de actualización igual a la tasa de rentabilidad económica anual de la Empresa Concesionaria en la respectiva Zona de Concesión.

Artículo 46. Para el primer chequeo de rentabilidad del respectivo cuatrienio, los bienes eficientes de propiedad de la Empresa Concesionaria serán aquellos definidos en el Informe Técnico Cuatrienal de VNR que se encuentre vigente y las instalaciones en Redes de Distribución efectivamente ejecutadas y puestas en operación durante el primer año de vigencia del referido informe y el último año de vigencia del Informe Técnico Cuatrienal de VNR anterior, por parte de la Empresa Concesionaria dentro de su Zona de Concesión, siempre que esas instalaciones sean consideradas eficientes para la prestación del Servicio de Gas, de acuerdo a los indicadores de eficiencia que correspondan, determinados en conformidad a lo dispuesto en los Artículo 88 y siguientes del presente reglamento y los demás bienes singulares que sean considerados eficientes.

Tratándose de los siguientes chequeos de rentabilidad del respectivo cuatrienio se considerarán los bienes eficientes definidos en el último Informe de Rentabilidad Anual, junto con las instalaciones en Redes de Distribución y los demás bienes singulares, efectivamente ejecutados y puestos en operación durante el año para el que se realiza el respectivo chequeo, que sean considerados eficientes, de conformidad a los criterios indicados en el inciso precedente.

En todo caso, en cualquiera de los Informes de Rentabilidad Anual del respectivo cuatrienio podrán incorporarse como bienes eficientes, de acuerdo a los indicadores de eficiencia que estén vigentes, las instalaciones en Redes de Distribución y los demás bienes singulares que, en cualquier año previo del cuatrienio, no hayan sido considerados eficientes para la prestación del servicio de conformidad a los criterios señalados en los incisos precedentes.

Para estos efectos, los bienes se podrán clasificar en diferentes categorías, según el tipo de bien y sus características, en consistencia con lo señalado en el Artículo 58 del presente reglamento.

Artículo 47. En forma excepcional, dentro del mismo plazo establecido para informar los antecedentes correspondientes al chequeo anual de rentabilidad a que se refiere el Artículo 91 del presente reglamento, el Concesionario podrá solicitar a la Comisión la incorporación de instalaciones ubicadas en sus zonas de servicio que no cumplan con los indicadores de eficiencia vigentes para su Zona de Concesión, pero que por sus características respondan al interés público. La Comisión dentro del plazo de tres meses contados desde su recepción de la respectiva solicitud, decidirá fundadamente mediante resolución si las respectivas instalaciones son de interés público, en cuyo caso éstas deberán ser incorporadas en el Informe de Rentabilidad Anual preliminar. Aquellas nuevas instalaciones en Redes de Distribución incorporadas al listado de bienes eficientes de acuerdo a estas condiciones excepcionales, permanecerán en esta categoría, al menos, en los siguientes dos estudios cuatrienales a que hace referencia el Capítulo V del Título II del presente reglamento.

Adicionalmente, podrán considerarse los bienes ejecutados antes del año calendario en que se realiza el chequeo de rentabilidad que no hayan sido incorporados en el Informe Técnico Cuatrienal de VNR, por tratarse de bienes que no fueron oportunamente informados por la Empresa Concesionaria o por tratarse de bienes que estaban fuera de uso y que estaban en operación al 31 de diciembre del año para el que se realiza el chequeo de rentabilidad, siempre que éstos sean considerados eficientes de conformidad a los criterios indicados en el artículo

precedente. Por el contrario, aquellos bienes considerados en el Informe Técnico Cuatrienal de VNR y que fueron dados de baja o se encontraban fuera de uso al 31 de diciembre del año para el que se realiza el chequeo de rentabilidad no deberán ser considerados en el respectivo chequeo. En todo caso, aquellos bienes que no fueron oportunamente informados por la Empresa Concesionaria para el desarrollo del Informe Técnico Cuatrienal de VNR vigente y que hubiesen sido ejecutados durante el cuatrienio inmediatamente anterior, podrán ser incorporados, por una única vez, en el primer chequeo de rentabilidad anual del cuatrienio respectivo.

Artículo 48. El VNR de los bienes eficientes para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas de la Empresa Concesionaria y los Servicios Afines que correspondan, por Zona de Concesión, se obtendrá a partir del VNR base, determinado en el Informe Técnico Cuatrienal de VNR, debidamente indexado, de conformidad a lo establecido en el Artículo 86 del presente reglamento y la adición o sustracción del VNR de las instalaciones en Redes de Distribución y otros bienes incorporados, dados de baja, o fuera de uso, en los términos indicados en los Artículos 46 y 47 precedentes.

El VNR de los bienes incorporados se determinará asimilándolos a alguna de las Instalaciones de Gas u otros bienes muebles e inmuebles de similares características contenidos en el respectivo Informe Técnico Cuatrienal de VNR vigente, aplicando los respectivos costos unitarios debidamente indexados, a excepción de los costos por derechos y servidumbres, en cuyo caso se aplicará lo dispuesto en el Artículo 83 del presente reglamento. Para aquellos casos en que no existan bienes de similares características en el Informe Técnico Cuatrienal de VNR vigente, o tratándose de infraestructura especial en los términos del inciso segundo del Artículo 76 del presente reglamento, se utilizará la metodología referida en el Párrafo 2 del Capítulo VI del presente Título.

Artículo 49. Tratándose de las modificaciones estrictamente necesarias en las instalaciones en Redes de Distribución a las que se refiere el artículo 15 de la Ley, la valorización de ellas se realizará de la siguiente forma:

- (i) Se retirará de los bienes eficientes de propiedad de la Empresa Concesionaria contenidos en el Informe de Rentabilidad Anual del año calendario anterior el total de las instalaciones en Redes de Distribución que dejan de estar en operación debido a las modificaciones;
- (ii) Se adicionará a los bienes incorporados las nuevas instalaciones en Redes de Distribución que hayan entrado en operación el año calendario anterior, de acuerdo a lo señalado en el artículo 15 de la Ley, valorizados de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 48 del presente reglamento;
- (iii) Se considerará como costos de explotación del año calendario anterior al valor residual de las instalaciones en Redes de Distribución que dejen de estar en operación debido a las modificaciones, a los costos eficientes en que deba incurrirse en esta operación relacionados con mantener la continuidad del servicio y a los costos asociados al proceso de dar de baja la instalación respectiva.

Artículo 50. En el caso de las instalaciones en Redes de Distribución efectivamente ejecutadas y puestas en operación por la Empresa Concesionaria durante el año calendario para el que se efectúa el chequeo de rentabilidad, la proporción de cada tipo de rotura y reposición, en función del tipo de suelo, a la que se encuentren afectas estas instalaciones, corresponderá a lo efectivamente ejecutado.

Artículo 51. En la determinación del VNR, los bienes intangibles corresponderán a los gastos de organización de la empresa y no podrán ser superiores al dos por ciento del valor de los bienes físicos. Para estos efectos, se considerará lo informado por los Concesionarios para este ítem en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, y el valor de los bienes corresponderá al VNR de los bienes

eficientes que determine la Comisión en la elaboración del respectivo Informe de Rentabilidad Anual.

Artículo 52. Para la determinación del capital de explotación a incluir en el VNR se considerará un monto igual a un doceavo de los ingresos de explotación determinados por la Comisión para la elaboración del respectivo Informe de Rentabilidad Anual. Para efectos del cálculo de su AVNR se considerará una vida útil de plazo indefinido o perpetuo.

Artículo 53. Los impuestos a las utilidades, sólo para efectos de determinar la tasa de rentabilidad económica, se calcularán considerando la tasa general del impuesto de primera categoría de la ley sobre Impuesto a la Renta vigente en el período respectivo y una base igual a la diferencia entre los ingresos de explotación anual y la suma de los costos de explotación y de la depreciación del período.

La depreciación se calculará linealmente sobre la base de la vida útil contable de los bienes de la Empresa Concesionaria. Sin embargo, cuando la vida útil tributaria sea menor que la vida útil económica de un bien, para su transformación en un valor anual a lo largo de la vida útil económica del bien consistente con el AVNR, se determinará un valor de depreciación anual equivalente que entregue el mismo flujo de caja actualizado que se obtendría ya sea que se utilice un método de depreciación lineal durante la vida útil económica del bien o una depreciación calculada con la vida útil tributaria. Para estos efectos se utilizará la tasa de rentabilidad económica anual como factor de actualización.

Para efectos de lo anterior, la fórmula que se deberá utilizar es la siguiente:

$$D_{Eq} = \frac{VNR}{N_{SII}} \cdot (1 + r)^{[VU - N_{SII}]} \cdot \frac{(1 + r)^{N_{SII}} - 1}{(1 + r)^{VU} - 1}$$

Donde:

VU: Vida útil económica.

N SII: Vida útil del Servicio de Impuestos Internos.

Artículo 54. La vida útil de los bienes corresponderá a la definida en el Informe Técnico Cuatrienal de VNR vigente para la respectiva Empresa Concesionaria por Zona de Concesión. Sin perjuicio de lo anterior, cuando un determinado tipo de bien no haya sido incluido en el Informe Técnico Cuatrienal de VNR su vida útil se determinará conforme a lo dispuesto en el Artículo 87 del presente reglamento.

En el caso de los bienes intangibles y del capital de explotación se considerará una vida útil de plazo indefinido o perpetuo.

Artículo 55. La Comisión determinará en el Informe de Rentabilidad Anual los Servicios Afines que corresponda incluir en el cálculo de la rentabilidad económica de la Empresa Concesionaria, sobre la base de la información entregada de conformidad a lo dispuesto en el Capítulo VIII del Título II del presente reglamento.

Los costos de dichos Servicios Afines serán revisados, verificados y, en su caso, corregidos por la Comisión, utilizando los mismos criterios empleados con los demás costos a los que se refiere el presente reglamento.

Artículo 56. En el caso que la Empresa Concesionaria haya informado como Servicios Afines determinados servicios que de acuerdo a la Ley forman parte de la prestación del Servicio Público de Distribución de Gas, éstos serán considerados como parte de los ingresos de explotación de la respectiva empresa y el costo de la prestación de los mismos será incluido dentro de los costos de explotación de dicha empresa.

Tratándose del Empalme de propiedad del Cliente, cuya instalación haya sido financiada por éste, los ingresos y costos de la Empresa Concesionaria asociados a esta instalación serán tratados, para efectos del chequeo de rentabilidad, como correspondientes a un Servicio Afín.

CAPÍTULO V

DEL INFORME TÉCNICO CUATRIENAL DE VNR

Artículo 57. Para los efectos de la elaboración del Informe de Rentabilidad Anual, la Comisión, antes de cuatro meses del término del cuatrienio vigente, emitirá para cada Empresa Concesionaria sujeta al chequeo de rentabilidad un Informe Técnico Cuatrienal de VNR preliminar.

El Informe Técnico Cuatrienal de VNR deberá contener para cada Empresa Concesionaria por Zona de Concesión, al menos, lo siguiente:

- a) La determinación de los bienes eficientes por Zona de Concesión de la Empresa Concesionaria al 31 de diciembre del año calendario anterior;
- b) El VNR de los bienes eficientes de propiedad de la Empresa Concesionaria necesarios para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, incluyendo los Servicios Afines que correspondan;
- c) La vida útil de los bienes eficientes;
- d) La fórmula de indexación del VNR;
- e) Los indicadores de eficiencia para la actividad de distribución de Gas por cada Zona de Concesión;
- f) El plazo de amortización de los gastos de comercialización eficientes de la Empresa Concesionaria que se aplicarán durante el cuatrienio siguiente, de conformidad a lo señalado en el Artículo 44 del presente reglamento;
- g) Las memorias de cálculo con la información de la respectiva empresa.

La Comisión deberá resguardar la debida reserva de la información del Informe Técnico Cuatrienal de VNR que no tenga el carácter de público, de acuerdo a la normativa vigente.

Artículo 58. La elaboración del Informe Técnico Cuatrienal de VNR se realizará considerando la información proporcionada por la respectiva Empresa Concesionaria a la Comisión, de conformidad a lo dispuesto en el Capítulo VIII del presente Título. Los bienes informados podrán clasificarse en diferentes grupos según el tipo de bien y sus características. En todo caso, dicha clasificación deberá ser consistente con la utilizada en el Sistema de Contabilidad Regulatoria.

Artículo 59. El Informe Técnico Cuatrienal de VNR preliminar podrá ser observado únicamente por la respectiva Empresa Concesionaria, dentro de los diez días siguientes a su notificación. Vencido el plazo anterior, la Comisión dispondrá de quince días para emitir su Informe Técnico Cuatrienal de VNR definitivo.

Artículo 60. En caso de subsistir discrepancias relativas a la determinación de los bienes de la Empresa Concesionaria que serán considerados en el chequeo de rentabilidad, su vida útil, el Valor Nuevo de Reemplazo de éstos y su fórmula de indexación, o los indicadores de eficiencia para la actividad de distribución de gas para una determinada Zona de Concesión, la Empresa Concesionaria dispondrá de diez días para presentarlas ante el Panel, el que deberá emitir su dictamen dentro del plazo de treinta días, contados desde la audiencia pública correspondiente a la o las discrepancias presentadas.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel si la Empresa Concesionaria hubiere formulado observaciones al Informe Técnico Cuatrienal de VNR preliminar y perseverare en ellas con posterioridad a su rechazo por parte de la Comisión.

Artículo 61. Si no se presentaren discrepancias, o emitido el dictamen del Panel, en su caso, la Comisión deberá antes del 31 de diciembre del año inmediatamente anterior al cuatrienio respectivo, mediante resolución, determinar los bienes de la Empresa Concesionaria que serán considerados en el chequeo de rentabilidad; su vida útil, el VNR de éstos y sus fórmulas de indexación, los indicadores de eficiencia para la actividad de distribución de Gas por Zona de Concesión, y el plazo de amortización de los gastos de comercialización eficientes de la Empresa Concesionaria, para el cuatrienio siguiente.

Artículo 62. En caso que una Empresa Concesionaria nueva comience sus operaciones durante el cuatrienio respectivo, la Comisión deberá seguir el procedimiento establecido en el artículo 33 de la Ley, en cuanto a la determinación de sus bienes eficientes y de sus indicadores de eficiencia para la actividad de distribución de Gas de red.

En caso que una Empresa Concesionaria nueva comience sus operaciones o se restituya al régimen de libertad tarifaria con límite de rentabilidad durante el cuatrienio respectivo, la Comisión emitirá un informe en el que se establecerán los bienes eficientes, su vida útil, el VNR con sus fórmulas de indexación y los indicadores de eficiencia para la actividad de distribución de Gas que sean aplicables a dicha Empresa Concesionaria para su chequeo de rentabilidad por Zona de Concesión, los que, en todo caso, regirán hasta el siguiente estudio cuatrienal.

A efectos de elaborar el referido informe, la Comisión deberá seguir el mismo procedimiento y metodología establecida en el presente Título para la elaboración del Informe Técnico Cuatrienal de VNR, emitiendo un informe técnico preliminar para la Zona de Concesión que corresponda, a más tardar el 31 de agosto del año siguiente en que la Zona de Concesión entre en operación o del año calendario siguiente de la notificación del informe que ordene poner término al régimen de fijación tarifaria, de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 17 del presente reglamento.

La respectiva Empresa Concesionaria podrá observar y eventualmente discrepar el informe técnico en los términos dispuestos en el presente Capítulo.

CAPÍTULO VI

DE LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL VNR DE LOS BIENES EFICIENTES DE LA EMPRESA CONCESIONARIA POR ZONA DE CONCESIÓN

Artículo 63. Para la determinación del VNR de los bienes eficientes de propiedad de la Empresa Concesionaria por Zona de Concesión, necesarios para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, incluyendo los Servicios Afines que correspondan, la Comisión deberá aplicar la metodología descrita en el presente capítulo, conforme a las etapas que se describen en el inciso siguiente.

En primer lugar, la Comisión deberá identificar los bienes de propiedad de la respectiva Empresa Concesionaria por Zona de Concesión. Luego, determinará cuáles de dichos bienes son necesarios para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, incluyendo los Servicios Afines que correspondan. Del universo de bienes necesarios, la Comisión determinará los bienes eficientes; y, finalmente, determinará el VNR de los bienes eficientes de la Empresa Concesionaria.

En todo caso, la Comisión deberá velar por la correcta asignación de costos asociados a los bienes eficientes de propiedad de la Empresa Concesionaria, de modo que éstos no estén considerados en otras partidas de costos, tales como gastos de comercialización o costos de explotación, entre otros, de modo de evitar la doble contabilización de éstos.

Párrafo 1

De los bienes eficientes por Zona de Concesión de la Empresa Concesionaria

Artículo 64. En primer lugar, de los bienes informados por las Empresas Concesionarias en los términos a los que se refiere el Capítulo VIII del presente reglamento, sólo se considerarán aquellos que sean de su propiedad, lo que deberá acreditarse de manera fehaciente, descartándose aquellos que sean de propiedad de terceros, aun cuando correspondan a Instalaciones de Gas u otros bienes muebles o inmuebles necesarios para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas y los Servicios Afines que correspondan. Para estos efectos, la Comisión podrá solicitar a las Empresas Concesionarias la documentación y antecedentes de respaldo que correspondan para acreditar la propiedad de los bienes antes señalados.

Artículo 65. En segundo lugar, sobre el conjunto de bienes de propiedad de la Empresa Concesionaria, la Comisión determinará los bienes necesarios para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, incluyendo los Servicios Afines que correspondan. Para estos efectos, analizará si la eliminación del bien permite proveer la demanda por Servicios de Gas y Servicios Afines que correspondan, en cumplimiento de la normativa vigente para el año informado.

No se considerarán como bienes necesarios para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, incluyendo los Servicios Afines que correspondan, aquellos bienes informados por cada Empresa Concesionaria que hayan sido abandonados, dados de baja o que estén fuera de uso.

Se considerarán abandonados, dados de baja o fuera de uso a aquellos bienes que no hayan estado en operación por un período igual o mayor a dos años consecutivos, así como también aquellos bienes que hayan sido activados por la Empresa Concesionaria pero que no hayan sido puestos en operación al 31 de diciembre del año informado.

Artículo 66. Asimismo, no se considerarán como bienes necesarios para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, incluyendo los Servicios Afines que correspondan, a aquellos bienes que sean utilizados para la provisión de otros servicios o realización de otros negocios distintos a éstos, ya sea de manera directa o a través de empresas de su mismo grupo empresarial o a personas o entidades relacionadas en los términos señalados en la ley N° 18.045, de Mercado de Valores.

En caso que por razones de indivisibilidad o uso conjunto de recursos la Empresa Concesionaria utilice un bien en forma compartida, en los términos señalados en el inciso precedente, sólo deberá considerarse como bien necesario para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, para efectos del chequeo de rentabilidad, la proporción que corresponda, de acuerdo a la utilización del bien para la prestación de éste servicio público, incluyendo los Servicios Afines que correspondan.

En todo caso, los bienes asociados al cumplimiento de la normativa vigente de Calidad del Servicio de Gas y seguridad de las instalaciones serán considerados como necesarios para prestar el Servicio de distribución de gas y sus Servicios Afines, sólo en la medida que sean imprescindibles para mantener la prestación de dichos servicios en los términos señalados en la referida normativa.

Artículo 67. En tercer lugar, sobre el conjunto de bienes de propiedad de la Empresa Concesionaria, necesarios para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, incluyendo los Servicios Afines que correspondan, la Comisión deberá determinar los bienes eficientes por Zona de Concesión. Para estos efectos, deberá corregir la cantidad de bienes y otras características técnicas descritas en los artículos siguientes, de acuerdo a criterios de eficiencia y estándares similares aplicables a otras empresas de servicio público, si ello resulta necesario.

Artículo 68. A efectos de aplicar lo dispuesto en el artículo anterior, se entenderá por corrección por criterios de eficiencia a la verificación de que los bienes de propiedad de la Empresa Concesionaria, necesarios para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, incluyendo los Servicios Afines que correspondan, cuando éstos están diseñados e instalados de manera óptima en función del tipo del Gas a distribuir, sujeto al cumplimiento de la normativa vigente y demás restricciones y consideraciones técnicas que correspondan, de acuerdo a los niveles de Calidad del Servicio de Gas y las condiciones de seguridad de las instalaciones, de acuerdo a la normativa vigente.

Para efectos de determinar los bienes eficientes por Zona de Concesión de la Empresa Concesionaria, la Comisión deberá revisar, verificar, validar o, si corresponde, corregir la información entregada por la Empresa Concesionaria respecto de los bienes que hayan sido considerados por la Comisión como necesarios para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, incluyendo los Servicios Afines que correspondan.

Artículo 69. A efectos de lo señalado en el artículo precedente, La Comisión deberá optimizar estos bienes, ajustando, de ser necesario, su capacidad, dimensionamiento y/o cantidad, de manera que sean los técnicamente eficientes para proveer la demanda por Servicios de Gas y Servicios Afines que correspondan, durante cada año del horizonte cuatrienal y, en el caso de los bienes con economía de escala, hasta un horizonte de quince años.

A su vez, para los efectos del presente reglamento, se entenderá por ajuste a la reducción de la capacidad, dimensión o cantidad del bien cuando se identifiquen capacidades en exceso, sobredimensionamientos no relacionados a economías de escala, configuraciones redundantes o cantidades excesivas. En todo caso, en su diseño óptimo se considerará el tipo de Gas que en las condiciones de mercado vigentes durante el período informado sea factible y eficiente de distribuir por parte de la Empresa Concesionaria.

Para optimizar la capacidad, dimensión o cantidad de bienes, especialmente respecto de los otros bienes muebles e inmuebles distintos a las Instalaciones de Gas, la Comisión podrá también utilizar estándares o información comparativa de empresas distribuidoras de gas nacionales o extranjeras o de otras empresas de servicio público.

Artículo 70. El análisis de optimización se basará en la proyección de demanda realizada por la Empresa Concesionaria, para cada Zona de Concesión que esté en operación al 31 de diciembre del año respecto del cual se informa, en los términos del Capítulo VIII del presente Título.

La Comisión podrá corregir la proyección de demanda informada por la Empresa Concesionaria para cada una de sus Zonas de Concesión en función de, entre otros elementos, datos históricos y proyecciones de precios relevantes, aspectos económicos, demográficos, geográficos y climáticos, planes de ordenamientos territorial y otros instrumentos de planificación, densificación de zonas de servicio existentes o expansión a nuevas zonas de servicios y variaciones en consumos unitarios de los distintos tipos de Clientes. Adicionalmente, podrá considerar aspectos de eficiencia energética.

Artículo 71. El resultado del análisis de optimización corresponderá a un listado con el conjunto de bienes eficientes por Empresa Concesionaria y Zona de Concesión que serán sometidos a valorización mediante el método de Valor Nuevo de Reemplazo, bienes que, en virtud de los procesos descritos en los artículos precedentes, no necesariamente coincidirán con los bienes de la Empresa Concesionaria informados a la Comisión. En dicho listado, los bienes podrán estar agrupados y clasificados en diferentes categorías, según el tipo de bien y sus características, en la medida que ello permita su identificación unívoca y facilite su valorización posterior.

Párrafo 2

Del Valor Nuevo de Reemplazo de los Bienes Eficientes

Artículo 72. Para la valorización de los bienes eficientes de la respectiva Empresa Concesionaria por Zona de Concesión, la Comisión podrá utilizar la información entregada por las Empresas Concesionarias, de conformidad a lo dispuesto en el Capítulo VIII del presente Título. Dicha información será revisada y contrastada con información pertinente, proveniente de otras fuentes, validada o, si procede, corregida por esa entidad, de acuerdo a criterios de eficiencia y estándares similares aplicables a otras empresas que prestan servicio público.

Para estos efectos, la Comisión podrá utilizar la información entregada por las otras Empresas Concesionarias, de conformidad a lo dispuesto en Capítulo VIII del presente Título, además de cotizaciones; facturas; órdenes de compra y licitaciones de proveedores de materiales y contratistas; antecedentes de los Informes Técnicos Cuatrienales de VNR anteriores de las Empresas Concesionarias; antecedentes de los Informes de Rentabilidad Anuales anteriores; información de precios publicada por proveedores; información de entes reguladores y de instituciones públicas o privadas; estudios tarifarios de otros sectores regulados; encuestas de remuneraciones; y otros antecedentes del mercado nacional o internacional, los que deberán ser debidamente actualizados, según corresponda.

Artículo 73. En el proceso de valoración a VNR, la Comisión aplicará, en primer lugar, un criterio de renovación eficiente, el que consiste en el reemplazo de los bienes optimizados y actualmente en servicio por otros de similares características u otros de características distintas que, cumpliendo con la misma función, sean de distinto material o de tecnología más actualizada.

Dicho reemplazo tendrá lugar sólo si resulta eficiente desde el punto de vista técnico y económico y de acuerdo con las prácticas de ingeniería del sector de distribución de gas de red.

Artículo 74. La valorización a VNR se realizará sobre la base del costo unitario por componente de costo de cada tipo de bien, de acuerdo a las categorías del Sistema de Contabilidad Regulatoria.

Para estos efectos, los bienes se dividirán en dos clases:

- a) Instalaciones de Gas: que incluyen las plantas de fabricación; estaciones de compresión; “city gates”; tuberías de distribución; estaciones de regulación y medición; Acometidas; Empalmes y Medidores; entre otros.
- b) Otros bienes muebles e inmuebles: que incluyen terrenos; edificios; vehículos y equipos de transporte; sistemas de información y sistemas de información y comunicación en tiempo real; muebles y equipos de oficina; entre otros.

Para efectos del presente reglamento, se entenderá que las tuberías de distribución incluyen las Matrices de Distribución de propiedad de la Empresa Distribuidora ubicadas en calles, plazas u otros terrenos de dominio común de un condominio tipo B, de acuerdo a la terminología del artículo 2° de la ley N° 19.537; o de otro inmueble análogo de múltiples unidades enajenables, acogido o no al régimen de copropiedad inmobiliaria.

Para las Instalaciones de Gas, la determinación del costo unitario, por componente de costo, se podrá realizar diferenciando materiales, montaje y, cuando corresponda, obras civiles. Asimismo, se podrá incluir componentes de costo de ingeniería y gastos generales, rotura y reposición de pavimentos e intereses intercalarios, derechos de uso y goce del suelo, incluyendo servidumbres, cuando corresponda.

Para los otros bienes muebles e inmuebles, el costo unitario por cada tipo de bien podrá diferenciar por las componentes de costo que correspondan de acuerdo a su naturaleza.

Artículo 75. Sin perjuicio de lo señalado en el artículo precedente, el VNR de los bienes eficientes aportados total o parcialmente por terceros, ya sea que se trate de bienes cedidos gratuitamente

a la Empresa Concesionaria o bienes que hayan sido financiados total o parcialmente por terceros, será cero o el valor que proporcionalmente corresponda, según sea el caso.

Para estos efectos, deberá descontarse la proporción correspondiente a los bienes aportados por terceros en la respectiva Zona de Concesión. Dicho descuento deberá realizarse durante el tiempo de vida útil de los bienes aportados íntegra o parcialmente por terceros o hasta que la Empresa Concesionaria haya informado su total reposición, lo que podrá efectuarse con ocasión de la entrega de información indicada en el Capítulo VIII del presente Título, mediante el Sistema de Contabilidad Regulatoria.

Artículo 76. Para la valorización a VNR, la Comisión podrá aplicar una metodología de costeo basada en cubicación estándar, ya sea de obra o bien tipo para distintos tamaños, incorporando variables que expliquen el costo a partir de características, elementos o actividades relevantes y sus respectivos precios unitarios eficientes. Dichos precios unitarios eficientes podrán ser obtenidos a partir de la información aportada por las Empresas Concesionarias, de conformidad a lo dispuesto en el Capítulo VIII del presente Título o de la información a la que se refiere el inciso segundo del Artículo 72 del presente reglamento.

Adicionalmente, se podrá identificar como infraestructura especial y, por tanto, no considerada como obra o bien tipo, a aquella que requiera ser singularizada en atención a particularidades significativas que las diferencien del resto de los bienes señalados en el artículo precedente, tales como atravesos de caminos, vías de ferrocarril o cursos de agua. En estos casos, la valorización a VNR considerará los componentes de costo señalados en el presente Capítulo que sean aplicables en atención a las particularidades de la respectiva infraestructura, o bien, una valorización eficiente como unidad completa.

Artículo 77. El componente de costo de materiales se refiere al costo de adquisición de las Instalaciones de Gas puestas en obra, incluyendo su costo de transporte y cualquier otro costo que resulte estrictamente necesario dadas las condiciones normales de adquisición del tipo de bien de que se trate. En la determinación de su costo unitario, la Comisión considerará una política eficiente de gestión de compra, contemplando descuentos por volumen, compras directas a proveedor, precios ofrecidos en el mercado, entre otros, y no podrán agregarse sobrecostos debidos a atrasos, descoordinaciones, errónea planificación u otros factores que no se observen en condiciones normales de adquisición con proveedores confiables de bienes de similar calidad a precios razonables.

Los elementos, tecnología, insumos o productos de origen extranjero, cuyos costos estén expresados en moneda extranjera, deberán ser referidos a moneda nacional, de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 27 del presente reglamento, incorporando los costos eficientes necesarios para su puesta a disposición en puertos chilenos.

Artículo 78. El componente de costo de montaje de las Instalaciones de Gas podrá considerar una metodología de costeo basada en cubicación estándar de las obras, suponiendo que éstas son realizadas por una empresa contratista eficiente. En el referido costo se incluirá el costo de la mano de obra, insumos y materiales para montaje, utilidad del contratista y todos los demás costos asociados a la obra.

Sólo se considerará el componente de costo de obras civiles en aquellos casos que sea estrictamente necesario para el montaje de una Instalación de Gas, de acuerdo a la normativa vigente, tales como losas, cámaras y soportes de tuberías, entre otros. El componente de costo de obras civiles podrá considerar una metodología de costeo basada en cubicación estándar de las obras, en el supuesto que éstas son realizadas por una empresa contratista eficiente.

Artículo 79. Los componentes de costo de ingeniería y gastos generales se calcularán como un recargo porcentual de la suma de los costos de materiales, montaje y obras civiles de las Instalaciones de Gas que por su naturaleza requieran estos gastos. Los costos de ingeniería

corresponderán, entre otros, a los costos de ingeniería de obras, estudios y asesorías particulares contratados con terceros y/o personal propio asignado a ingeniería de obras del servicio. Los costos asociados al componente de gastos generales corresponderán, entre otros, a los costos de administración de las obras contratadas con terceros, supervisión e inspección, declaraciones o certificaciones de responsabilidad de la Empresa Concesionaria, de conformidad a la normativa vigente.

Con el objeto de evitar la duplicidad de costos, los costos de ingeniería o de gastos generales no deberán incluir elementos considerados dentro del cálculo del costo de montaje, costos de explotación o de cualquier otro ítem de costo.

Artículo 80. El componente de costo de rotura y reposición de pavimentos corresponderá a los costos por rotura y reposición de bandejones, aceras, calzadas, soleras o solerillas, entre otros elementos, que sean estrictamente necesarios para construir las Redes de Distribución, considerando la eficiencia que se obtiene de la ejecución coordinada de las obras. Para su determinación se podrá considerar una metodología de costeo basada en cubicación estándar de las obras, suponiendo que éstas son realizadas por una empresa contratista eficiente de acuerdo a la normativa vigente.

La proporción de cada tipo de rotura y reposición, en función del tipo de suelo, a la que se encuentren afectas las Redes de Distribución, se basará en el porcentaje de obras que en los últimos años efectivamente han contemplado estos costos o en otra medida que refleje la situación actual de construcción de redes.

Artículo 81. El componente de costo de intereses intercalarios se calculará como un recargo porcentual de la suma de los demás componentes de costos de las Instalaciones de Gas, que por su naturaleza incurran en este costo. Los intereses intercalarios incorporados al costo de una Instalación de Gas deberán reflejar el costo financiero asociado a la construcción de la respectiva Instalación de Gas que tiene para una Empresa Concesionaria, en el período de tiempo entre el inicio del montaje de la Instalación de Gas y el momento de su puesta en servicio. Para el cálculo de los intereses intercalarios se considerará una administración y/o coordinación eficiente de la ejecución de las obras y los flujos de fondos traspasados a empresas contratistas.

Artículo 82. Si la valorización que realice la Comisión para los componente de costo de materiales, montaje y obras civiles, por cada tipo y subtipo de Instalación de Gas, resulta menor que la informada por la Empresa Concesionaria, se adoptará el valor calculado por la Comisión. En caso contrario, se utilizará el valor informado por la respectiva empresa de conformidad a lo dispuesto en Capítulo VIII del presente Título.

Asimismo, para el componente de costo de rotura y reposición de las tuberías de distribución y Acometidas, se considerará el menor valor entre el informado por la Empresa Concesionaria y el calculado por la Comisión, por tipo de red y por tipo de Acometida.

Los recargos por ingeniería, gastos generales e intereses intercalarios se compararán según el nivel porcentual para cada tipo de Instalación de Gas, considerando el mínimo entre el estimado por la Comisión y el recargo efectivo informado por la Empresa Concesionaria, el que corresponderá al cociente porcentual entre el total de gastos para cada uno de estos componentes informados por cada tipo de bien y la suma de los costos de materiales, montaje y obras civiles determinados por la Comisión.

Tratándose de los otros bienes muebles e inmuebles, si la valorización que realice la Comisión resulta menor que la informada por la Empresa Concesionaria, se adoptará el valor calculado por la Comisión. En caso contrario, se utilizará el valor informado por la respectiva empresa de conformidad a lo dispuesto en el Capítulo VIII del presente Título.

Artículo 83. En las Instalaciones de Gas se adicionarán los costos de las servidumbres y derechos que correspondan. Las servidumbres se valorizarán de acuerdo a las indemnizaciones efectivamente pagadas por la Empresa Concesionaria para su establecimiento y los derechos serán valorizados a costo histórico, excluyendo los que haya concedido el Estado a título gratuito, los pagos realizados en el caso de concesiones obtenidas mediante licitación y, en general, todo pago realizado para adquirir una concesión a título oneroso. Para estos efectos, la Comisión considerará sólo los derechos y servidumbres efectivamente pagados por la Empresa Concesionaria, cuyos pagos se encuentren debidamente acreditados y asociados a una Instalación de Gas específica, de conformidad a la información proporcionada por la respectiva empresa, de acuerdo a lo dispuesto en el Capítulo VIII del presente Título.

Artículo 84. A efectos del cálculo del VNR, se entenderá que las servidumbres son de plazo indefinido o perpetuo y el plazo de los derechos será equivalente a la vida útil de la Instalación de Gas a la que ese derecho esté asociado. No se considerará como parte de los derechos los montos pagados por concepto de multas o interés por atraso, como tampoco los derechos asociados a intervenciones de Instalaciones de Gas producto de actividades de operación o mantención de la Red de distribución que ya estén considerados en los costos anuales de explotación. En el caso de la renovación de una Instalación de Gas solo se considerará el último derecho pagado.

Artículo 85. Todos los antecedentes de costos que se utilicen en los cálculos que se señalan en el presente Capítulo deberán estar expresados en pesos chilenos al 31 de diciembre del año anterior al que se informa y no deberán incluir el Impuesto al Valor Agregado. Los valores en moneda extranjera deberán actualizarse en función de la variación de su moneda de origen de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 27.

CAPÍTULO VII

DE LAS FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA EL VNR, DE LA VIDA ÚTIL DE LOS BIENES EFICIENTES Y DE LOS INDICADORES DE EFICIENCIA PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS

Artículo 86. Para la elaboración de los Informes de Rentabilidad Anual, el valor de las distintas Instalaciones de Gas y otros bienes muebles e inmuebles, determinados en el Informe Técnico Cuatrienal de VNR, se deberá actualizar anualmente a fin de mantener sus valores reales durante todo el cuatrienio. Para estos efectos, en el Informe Técnico Cuatrienal de VNR se determinarán fórmulas o polinomios de indexación y sus correspondientes ponderadores, en función de indicadores o índices de variación de precios que permitan mantener el valor real del VNR.

Los indicadores que se establezcan para determinar los polinomios de indexación deberán ser de público conocimiento, de fuentes oficiales, gratuitas, estables y de fácil acceso. Asimismo, los indicadores deberán considerar en su descripción los desfases pertinentes para asegurar la disponibilidad de los mismos y una correcta aplicación de las fórmulas de indexación. El desfase para un indicador económico deberá ser el mismo para todos los períodos de evaluación, incluido el mes base.

Artículo 87. La vida útil de los bienes eficientes será medida en años y podrá determinarse para cada grupo de Instalaciones de Gas u otros bienes muebles e inmuebles de similares características.

El Informe Técnico Cuatrienal de VNR determinará tanto la vida útil económica como contable de cada bien o grupo de bienes a efectos de lo establecido en los Artículos 45 y 53 del presente reglamento. La vida útil económica se determinará considerando las características técnicas de cada bien o grupo de bienes, en cambio, la vida útil contable corresponderá a la vida útil tributaria definida por el Servicio de Impuestos Internos para una instalación de iguales o similares características.

Artículo 88. El conjunto de indicadores de eficiencia característicos de la actividad de distribución de gas en cada Zona de Concesión será determinado para cada Empresa Concesionaria y podrá considerar, entre otros aspectos, el tamaño de la Red de distribución de la Empresa Concesionaria y las condiciones geográficas y de consumo de la Zona de Concesión.

Artículo 89. Los indicadores de eficiencia en cada Zona de Concesión podrán diferenciar entre zonas de servicio existentes, expansiones adyacentes a esas zonas y otras nuevas zonas de servicio, pudiendo estos indicadores basarse en características de infraestructura y de demanda de la propia Empresa Concesionaria, de otras distribuidoras de similares características, estándares internacionales u otra información de mercado que resulte aplicable. En todo caso, los indicadores deberán considerar que las nuevas instalaciones en Redes de Distribución no sean más, ni mayores, a las estrictamente necesarias para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, incluyendo los Servicios Afines que correspondan.

Artículo 90. Para los efectos de la determinación de los indicadores de eficiencia, las instalaciones en Redes de Distribución comprenderán las redes primarias, secundarias y terciarias, así como Acometidas, Empalmes y Medidores. Los elementos accesorios de estas instalaciones seguirán la clasificación de eficiencia de la instalación principal. Las demás Instalaciones de Gas y los otros bienes muebles e inmuebles se considerarán singulares y su análisis de eficiencia se hará anualmente para cada chequeo de rentabilidad, de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 46 del presente reglamento.

CAPÍTULO VIII

DEL PROCEDIMIENTO DE ENTREGA DE INFORMACIÓN POR PARTE DE LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS

Artículo 91. Las Empresas Concesionarias, antes del 31 de marzo de cada año, deberán informar a la Comisión sus costos e ingresos de explotación correspondientes a la actividad de distribución de gas de red y el VNR de las instalaciones de distribución de su propiedad del año calendario anterior y su ubicación georreferenciada, de conformidad al Sistema de Contabilidad Regulatoria, el que también podrá requerir antecedentes de costos e ingresos de otras actividades económicas realizadas por las Empresas Concesionarias, tales como sus respectivos estados financieros.

Tratándose de la información de VNR de las instalaciones de distribución, durante los tres primeros años de vigencia del Informe Técnico Cuatrienal de VNR, las Empresas Concesionarias deberán entregar a la Comisión la información de VNR sobre las nuevas instalaciones en Redes de Distribución, efectivamente ejecutadas y puestas en operación, así como los demás bienes singulares a que se refiere el Artículo 46 anterior y aquella información referida en el Artículo 47 del presente reglamento.

Asimismo, las Empresas Concesionarias deberán presentar los demás antecedentes que sean solicitados por la Comisión, de acuerdo a la normativa vigente, a efectos del chequeo de rentabilidad económica por Zona de Concesión, mediante el Sistema de Contabilidad Regulatoria, como en forma adicional o complementaria. La Comisión determinará el plazo de entrega de los antecedentes adicionales o complementarios, el que en todo caso no excederá los diez días.

Excepcionalmente, las Empresas Concesionarias podrán rectificar la información entregada de conformidad a lo dispuesto en el inciso primero del presente artículo, sólo a solicitud de la Comisión, hasta el 15 de junio de cada año.

La entrega de información extemporánea por parte de la Empresa Concesionaria, en los términos establecidos en el presente artículo, no podrá ser considerada en las etapas posteriores dentro del proceso de chequeo de rentabilidad que regula el presente reglamento.

Artículo 92. A efectos de lo dispuesto en los Artículo 34 y Artículo 35 del presente reglamento, el Sistema de Contabilidad Regulatoria deberá contemplar el envío por parte de las Empresas Concesionarias de una copia simple de sus contratos vigentes de suministro de gas, transporte, almacenamiento y regasificación, si correspondiere, incluyendo la información necesaria que permita replicar los valores presentados como costos a partir de las formulas contenidas en los contratos señalados, incluidas las modificaciones, renovaciones, enmiendas, adendas o adecuaciones de los señalados contratos.

Adicionalmente, las Empresas Concesionarias deberán acompañar una declaración jurada ante notario, suscrita por el representante legal de la empresa, respecto de si los contratos de suministros de gas, transporte, almacenamiento y regasificación informados fueron suscritos con una empresa de su mismo grupo empresarial o con personas o entidades relacionadas en los términos señalado en la ley N° 18.045, de Mercado de Valores.

Artículo 93. La Comisión deberá revisar, verificar y, en su caso, corregir la información entregada por las Empresas Concesionarias de acuerdo a lo dispuesto en la Ley y en el presente reglamento.

TÍTULO III

DEL PROCESO DE TARIFICACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS Y SERVICIOS AFINES

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

Artículo 94. Las tarifas, su estructura y mecanismos de indexación, para el Servicio de Gas y los Servicios Afines, serán establecidas cada cuatro años por la Comisión, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley, para una determinada Zona de Concesión, y de acuerdo a lo señalado en el artículo 34 de la Ley, para la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, según el procedimiento establecido en el Párrafo 3 del Título V de la Ley y a lo dispuesto por presente Título y serán fijadas mediante decreto supremo del Ministerio, expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República".

Sin perjuicio de lo anterior, tratándose del primer período tarifario aplicable a una Zona de Concesión, como consecuencia de lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley y por el inciso segundo del Artículo 7 del presente reglamento, el respectivo decreto tarifario tendrá una vigencia de cinco años.

Artículo 95. Las tarifas señaladas en el artículo precedente serán denominadas como tarifas garantizadas, las que no podrán discriminar en su aplicación entre Consumidores de una misma categoría o sector tarifario de distribución. La condición de tarifa garantizada implica que todos los Consumidores que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 39 de la Ley y en el Artículo 96 del presente reglamento, queden sujetos a esta tarifa, tendrán siempre derecho a recibir los tipos de Servicios de Gas y Servicios Afines por parte de la Empresa Concesionaria, según las condiciones de calidad y precio establecidas para cada uno de ellos en el decreto respectivo, quedando vedado a la Empresa Concesionaria negar esta tarifa al Consumidor que lo solicite.

La Empresa Concesionaria podrá proponer a la Comisión distintos tipos de Servicios de Gas, para la Zona de Concesión sujeta a fijación de precios, a efectos que se les fijen tarifas garantizadas, dentro del respectivo proceso de fijación de tarifas.

Sin perjuicio de lo anterior, la Empresa Concesionaria podrá ofrecer a los Consumidores servicios distintos de los contenidos en el decreto tarifario respectivo. En todo caso, estos servicios y sus precios deberán cumplir con las condiciones señaladas en los incisos segundo y tercero del artículo 30 de la Ley y por el Artículo 9 del presente reglamento, así como las demás condiciones de

aplicación dispuestas en el Decreto N° 67, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Reglamento de Servicio de Gas de Red, o aquella normativa que en el futuro lo reemplace.

Artículo 96. Están sujetos a tarifa garantizada, dentro de una determinada Zona de Concesión, todos los Servicios de Gas Residenciales y Comerciales, así como los Servicios de Gas Industriales, cuyo consumo mensual de Gas sea igual o inferior a 5.000 gigajoules y los Servicios Afines asociados a estos servicios.

Adicionalmente, los Consumidores con Servicio de Gas Industrial, con consumos mensuales de gas entre 2.000 y 5.000 gigajoules, tendrán derecho a optar por un régimen de precio libre, por un período de cuatro años de permanencia. El cambio a un régimen de libertad de precios deberá ser comunicado a la Empresa Concesionaria con una antelación de seis meses.

Sin perjuicio de lo anterior, en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena los Servicios de Gas para Consumidores que utilicen el gas para generación eléctrica, excluyendo la autogeneración, o como gas natural comprimido para uso vehicular, estarán sujetos a tarifa garantizada, independiente de su nivel de consumo mensual.

Artículo 97. Las tarifas del Servicio de Gas se obtendrán a partir de la suma del valor del Gas al ingreso del sistema de distribución, en adelante e indistintamente "VGISD" y el valor agregado de distribución, en adelante e indistintamente "VAD".

Artículo 98. El proceso de tarificación del Servicio Público de Distribución de Gas y Servicios Afines contiene las siguientes etapas:

- a) Convocatoria, inscripción y cierre del Registro de Participación Ciudadana regulado en el Título V del presente reglamento;
- b) Elaboración y comunicación, por parte de la Comisión, de las BTA preliminares a la Empresa Concesionaria y a los Participantes;
- c) Período de observaciones a las BTA preliminares, por parte de la Empresa Concesionaria y los Participantes;
- d) Elaboración de BTA corregidas, por parte de la Comisión;
- e) Presentación de discrepancias al Panel, por parte de la Empresa Concesionaria y los Participantes a las BTA;
- f) Dictación de las BTA definitivas, por parte de la Comisión;
- g) Constitución del Comité del Estudio de Costos;
- h) Licitación y adjudicación del Estudio de Costos;
- i) Realización del Estudio de Costos;
- j) Realización de la audiencia pública;
- k) Elaboración del Informe Técnico de Costos preliminar, por parte de la Comisión;
- l) Período de observaciones al Informe Técnico de Costos preliminar, por parte de la Empresa Concesionaria y los Participantes;
- m) Elaboración de Informe Técnico de Costos corregido por parte de la Comisión;

- n) Presentación de discrepancias al Panel, por parte de la Empresa Concesionaria y los Participantes;
- o) Elaboración de Informe Técnico de Costos definitivo por parte de la Comisión; y
- p) Dictación del decreto tarifario por parte del Ministerio.

CAPÍTULO II

DEL ESTUDIO DE COSTOS

Artículo 99. La Comisión, en un plazo máximo de treinta días corridos, contados desde la finalización del proceso de Registro de Participación Ciudadana, regulado en el Título V del presente reglamento, comunicará, por medios electrónicos, a los Participantes y a la Empresa Concesionaria, las BTA preliminares, las que, además, deberán estar disponibles en el sitio web de la Comisión.

Artículo 100. Las BTA deberán establecer que no podrán participar en la licitación del Estudio de Costos, por sí o asociadas, aquellas empresas consultoras relacionadas, en los términos señalados en la ley N° 18.045, de Mercado de Valores, con el Concesionario de Servicio Público de Distribución de Gas objeto del proceso de tarificación. Asimismo, las BTA deberán establecer la imposibilidad de participar en dicha licitación a las empresas consultoras cuyos socios, directores, gerentes o representantes legales, tengan o hayan tenido, una relación contractual de carácter permanente o periódica con la misma Empresa Concesionaria, en el último año, contado desde la convocatoria a licitación, exceptuándose la empresa consultora, o las personas y entidades nombradas anteriormente, que sea Cliente o Consumidor de la respectiva Empresa Concesionaria. Tampoco podrán participar los Participantes debidamente inscritos en el Registro de Participación Ciudadana.

Las BTA deberán establecer que el consultor a quien se adjudique el Estudio de Costos deberá prestar el apoyo que sea necesario a la Comisión hasta la dictación del correspondiente decreto tarifario. Además, las BTA deberán establecer la obligación de exponer en la audiencia pública a que se refiere el artículo 40-O de la Ley y el Artículo 115 del presente reglamento.

Artículo 101. Adicionalmente, las BTA, en su aspecto técnico, deberán especificar, a lo menos

- a) La metodología específica de cálculo del VAD y del valor de los Servicios Afines;
- b) La metodología específica para determinar el VGISD;
- c) La tasa de costo de capital aplicable;
- d) Los criterios de proyección de demanda;
- e) Los criterios de optimización de redes y tecnologías para el horizonte de planificación;
- f) Las fuentes de información para la obtención de los costos;
- g) La fecha base para la referencia de moneda;
- h) El listado de los Servicios Afines y su descripción;

- i) El año base, el horizonte de planificación y el horizonte de tarificación; y
- j) Cualquier otro aspecto considerando necesario definir en forma previa a la realización del Estudio de Costos.

Las BTA deberán incorporar los criterios metodológicos señalados en el Capítulo IV del presente Título para la determinación del VAD y de VGISD, que se utilizarán en el Estudio de Costos.

Artículo 102. Las BTA en su aspecto administrativo establecerán los requisitos, antecedentes y la modalidad de presentación de ofertas y, a lo menos, los siguientes aspectos:

- a) Los criterios de selección de las propuestas de los consultores para la realización del Estudio de Costos, indicando separadamente los criterios técnicos, administrativos y económicos;
- b) Las responsabilidades y obligaciones del consultor en relación al desarrollo del Estudio de Costos y sus resultados;
- c) Los mecanismos de aceptación y pago del Estudio de Costos;
- d) La entrega de informes por parte del consultor, así como sus contenidos y formatos de entrega;
- e) Las diferentes etapas del Estudio de Costos, debiendo considerar expresamente la instancia de audiencia pública a que se refiere el artículo 40-O de la Ley;
- f) La obligación para el consultor, de que todos sus cálculos y resultados sean trazables, reproducibles y verificables; y
- g) La obligación del consultor de guardar reserva de la información entregada por la Empresa Concesionaria que no tenga el carácter de pública en conformidad a la legislación vigente.

Artículo 103. A partir de la fecha de la comunicación de las BTA preliminares, y dentro del plazo de quince días de comunicadas, la Empresa Concesionaria y los Participantes podrán presentar sus observaciones a la Comisión relativas a los contenidos de las BTA, indicados en el Artículo 101 precedente.

Vencido el plazo anterior, y en un término no superior a quince días, la Comisión comunicará las BTA corregidas, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas.

Artículo 104. Dentro de los diez días siguientes a la comunicación de las BTA corregidas, los Participantes y la Empresa Concesionaria podrán solicitar al Panel que dirima las observaciones que no hubiesen sido acogidas por la Comisión, o que hubiesen sido acogidas parcialmente después de la etapa de observaciones, como también si quien no hubiere formulado observaciones a las BTA preliminares considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado éstas.

El Panel deberá resolver la controversia, dentro de los treinta días siguientes a la audiencia pública correspondiente a la o las discrepancias presentadas.

El dictamen del Panel deberá optar por la alternativa de la Empresa Concesionaria, la contenida en las BTA corregidas o la planteada por algún Participante, sin que pueda adoptar valores intermedios.

Artículo 105. Transcurrido el plazo para formular discrepancias ante el Panel, o una vez resueltas éstas, la Comisión deberá formalizar las BTA definitivas, dentro de los siguientes cinco días, a través de una resolución que se publicará en un medio de amplio acceso y se comunicará a la Empresa Concesionaria y a los Participantes.

Artículo 106. El Estudio de Costos será licitado en conformidad a las normas de compras públicas y adjudicado en conformidad a las BTA definitivas.

La supervisión de la ejecución del Estudio de Costos será realizada por el Comité, órgano que se integrará por un representante de la Empresa Concesionaria, uno del Ministerio y uno de la Comisión, quien lo presidirá. Las funciones de los representantes en el Comité serán ad-honorem y ni éstos, ni ningún otro funcionario, empleado, o asesor de algunas de las entidades referidas podrá estar inscrito como Participante.

El llamado a licitación, la adjudicación y la firma del contrato la realizará el Comité, a través de la Comisión. El Estudio de Costos será financiado íntegramente por la Comisión.

Artículo 107. La Comisión establecerá el procedimiento para la constitución y funcionamiento del Comité, procedimiento que, en todo caso, deberá contemplar las normas de designación y funcionamiento señaladas en los artículos siguientes.

Artículo 108. La designación del representante del Ministerio se realizará directamente por el Ministro de Energía; la del representante de la Comisión, por su Secretario Ejecutivo, y la del representante de la Empresa Concesionaria, por su representante legal. Para cada una de dichas designaciones deberá nombrarse a un miembro suplente, quien suplirá al representante titular en caso de impedimento o ausencia a una o más sesiones por parte de ese integrante.

Si la Empresa Concesionaria no remitiese la designación de su representante en tiempo y forma se tendrá por éste a su representante legal, a quien se dirigirán todas las notificaciones y comunicaciones derivadas de esta instancia.

Artículo 109. El quórum mínimo para que el Comité pueda sesionar será de dos representantes, debidamente designados, y las decisiones se adoptarán por mayoría simple de aquellos representantes, o sus suplentes, que estuvieren presente en la respectiva sesión. En caso de empate dirimirá el representante de la Comisión, en su calidad de presidente del Comité.

Artículo 110. El Comité contará con un secretario de actas, función que deberá ser ejercida por un profesional de la Comisión, distinto al miembro que lo integra en representación de esa institución y de su suplente.

El secretario de actas será el encargado de adoptar todas las providencias y medidas administrativas que requiera el funcionamiento del Comité. En particular, deberá mantener el orden correlativo de las sesiones de trabajo, emitir las citaciones a sesiones, elaborar las actas de las mismas y distribuirlas entre sus integrantes, entre otras funciones que el Comité le encargue.

De cada sesión deberá dejarse constancia escrita, a través de un acta, en donde se registrarán especialmente las deliberaciones, votaciones y acuerdos adoptados por el Comité y la forma o quórum de votación en que éstos fueron acordados. Las actas deberán ser firmadas por todos aquellos integrantes que participaron, con derecho a voto, en la sesión respectiva.

Artículo 111. Al Comité le corresponderá la supervisión de la ejecución del Estudio de Costos. En el ejercicio de dichas funciones, el Comité podrá:

- a) Dejar sin efecto el llamado a licitación, hasta antes de la fecha de presentación de las ofertas, mediante comunicación fundada al efecto;
- b) Proceder a la apertura, revisión y evaluación de las propuestas recibidas dentro de plazo;
- c) Declarar fuera de bases las propuestas que no se ajusten a las BTA definitivas;

- d) Declarar desierta la licitación;
- e) Adjudicar el Estudio de Costos a la propuesta que contenga la mejor combinación de factores técnicos y económicos, de conformidad a lo dispuesto en las BTA definitivas;
- f) Informar el resultado del proceso de licitación a todas las empresas consultoras que hubieren presentado propuestas;
- g) Invitar a negociar al oferente mejor seleccionado, con estricta sujeción a los principios de libre concurrencia y de igualdad de los oferentes, a objeto de ajustar aspectos de su propuesta tales como el cronograma de actividades, el equipo de trabajo, la metodología ofertada e informes a entregar;
- h) Solicitar a la Empresa Concesionaria, a través de la Comisión, la información requerida por el consultor para el desarrollo del Estudio de Costos; y
- i) Realizar observaciones y otorgar la recepción conforme del Estudio de Costos, cuando corresponda, incluyendo los informes y entregas parciales que se contemplen en las BTA.

Artículo 112. El Comité cesará en sus funciones una vez que otorgue su conformidad al Estudio de Costos.

Artículo 113. El VGISD, el VAD y el valor de los Servicios Afines, se establecerán sobre la base del Estudio de Costos.

La realización del Estudio de Costos deberá ceñirse a los criterios de eficiencia señalados en el artículo 40-C de la Ley; en el Subpárrafo 1, del Párrafo 2, del Capítulo IV, del presente Título; al contenido de las BTA que rigieron su adjudicación; y a las demás normas aplicables y criterios metodológicos contemplados en el presente reglamento.

En el Estudio de Costos se deberán considerar las sinergias y economías de ámbito que puedan existir en la Empresa Concesionaria que tenga distintas Zonas de concesión.

Artículo 114. Los resultados entregados por el consultor del Estudio de Costos deberán especificar, a lo menos, lo siguiente:

- a) Los criterios de dimensionamiento de la empresa eficiente;
- b) El plan de expansión en Redes de Distribución de la empresa eficiente, sobre la base de la propuesta presentada por la respectiva Empresa Concesionaria;
- c) El Valor del Gas al Ingreso del Sistema de Distribución;
- d) La identificación y el valor de los principales componentes del VAD;
- e) La identificación y los costos de los Servicios Afines, según corresponda;
- f) La determinación del VNR de las instalaciones aportadas por terceros en la respectiva zona de servicio;
- g) Las fórmulas de indexación que permitan mantener el valor real de las tarifas que se establezcan durante su período de vigencia; y
- h) Cualquier otra materia señalada en las BTA.

En caso que la Empresa Concesionaria haya presentado un plan de expansión, la determinación del valor del VAD, a que se refiere el literal d) anterior, el Estudio de Costos deberá individualizar la componente asignable a cada obra en Redes de Distribución, considerada en el plan de expansión de la empresa eficiente.

Artículo 115. La Comisión, en un plazo máximo de diez días, contados desde la recepción conforme del Estudio de Costos por parte del Comité, convocará a la Empresa Concesionaria y a los Participantes a una audiencia pública, a realizarse en la capital de la región donde se ubique la Zona de Concesión de la Empresa Concesionaria.

En esta audiencia, el consultor expondrá los supuestos, metodologías y resultados del Estudio de Costos, así como realizar las aclaraciones que se le soliciten. La Comisión establecerá mediante resolución el procedimiento a que se sujetará la audiencia pública.

CAPÍTULO III

DEL INFORME TÉCNICO DE COSTOS DE LA COMISIÓN Y DEL DECRETO TARIFARIO

Artículo 116. La Comisión dispondrá de un plazo de dos meses para revisar, corregir y/o adecuar los resultados del Estudio de Costos, debiendo elaborar sobre la base de dicho estudio un Informe Técnico de Costos preliminar, cual deberá ser notificado, por medios electrónicos, a la Empresa Concesionaria y a los Participantes. El plazo antes indicado se contará desde el momento en que el Comité otorgue su conformidad al Estudio de Costos.

El Informe Técnico de Costos preliminar deberá contener, al menos, las materias señaladas en el artículo 40-Ñ de la Ley y en el Artículo 114 del presente reglamento.

En caso que la Empresa Concesionaria y los Participantes tengan observaciones respecto del Informe Técnico de Costos preliminar, deberán presentarlas a la Comisión, dentro de los quince días siguientes a su notificación.

Artículo 117. La Comisión, dentro del plazo de quince días, deberá comunicar, por medios electrónicos, la resolución que contenga el Informe Técnico de Costos corregido, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas por la Empresa Concesionaria o los Participantes.

Artículo 118. Dentro de los diez días siguientes a la notificación de la resolución señalada en el artículo anterior, la Empresa Concesionaria y los Participantes podrán solicitar al Panel que dirima todas o algunas de las observaciones presentadas que no hubiesen sido acogidas por la Comisión, o que hayan sido acogidas parcialmente por el Panel. Del mismo plazo dispondrá quien no hubiere formulado observaciones al Informe Técnico de Costos preliminar para solicitar que se mantenga su contenido, en caso que éste se hubiese modificado.

El Panel deberá evacuar su dictamen dentro del plazo de treinta días, contados desde la audiencia pública correspondiente a la o las discrepancias presentadas.

Se considerarán como discrepancias diferentes las relativas al VGISD, al VAD y a los Servicios Afines. En cada una de ellas, el Panel sólo podrá optar por el Informe Técnico de Costos corregido de la Comisión, la alternativa planteada por la Empresa Concesionaria o por un Participante, sin que pueda adoptar valores intermedios.

El Panel no podrá elegir entre resultados parciales de costos o entre criterios que se hubiesen presentado como observaciones, sino sólo valores finales. Para estos efectos, se considerará que todas las discrepancias presentadas al VGISD, al VAD y a los Servicios Afines son una única discrepancia, para cada una de estas materias, y se resolverán por el total de dicho conjunto de observaciones de la respectiva materia.

Si no se presentaren discrepancias dentro de los cinco días siguientes al vencimiento del plazo para presentarlas, la Comisión deberá remitir al Ministerio el Informe Técnico de Costos definitivo y sus antecedentes. En el caso que se hubiesen presentado discrepancias, la Comisión dispondrá de veinte días, contados desde la comunicación del dictamen del Panel, para remitir al Ministerio el Informe Técnico de Costos definitivo y sus antecedentes, incorporando e implementando lo resuelto por el Panel.

Artículo 119. Junto con el Informe Técnico de Costos definitivo la Comisión propondrá al Ministerio las fórmulas tarifarias para el siguiente período tarifario.

Las fórmulas tarifarias asociadas al VAD podrán incorporar el costo de uno o más Servicios Afines que se encuentren contenidos en el Informe Técnico de Costos definitivo.

En caso que se haya definido un plan de expansión eficiente en Redes de Distribución para la respectiva Empresa Concesionaria, éste deberá estar contenido en el respectivo decreto tarifario.

Las respectivas fórmulas tarifarias deberán incorporar en las tarifas las componentes del valor del VAD asignable a las obras consideradas en el plan de expansión, una vez que éstas hayan entrado en operación. En caso que la Empresa Concesionaria no ejecute las obras contenidas en el plan de expansión, sino otras de características similares y dispuestas para el mismo fin, la Comisión podrá aprobar la incorporación en las tarifas de las componentes del VAD asignables a las obras consideradas en el plan de expansión, una vez que éstas hayan entrado en operación. Para tales efectos, la Superintendencia constatará la entrada en operación de las referidas instalaciones.

Artículo 120. El Ministro de Energía, dentro de los veinte días siguientes de recibido el Informe Técnico de Costos definitivo, fijará las nuevas fórmulas tarifarias, dictando el decreto supremo correspondiente.

El referido decreto deberá considerar que las tarifas corresponderán a aquellas que, aplicadas a las demandas previstas para el horizonte de planificación de la empresa eficiente, generen una recaudación actualizada equivalente al costo total de largo plazo respectivo a que se refiere el Artículo 131 del presente reglamento, permitiendo así el autofinanciamiento.

En todo caso, en el decreto tarifario se podrá establecer diferentes sectores tarifarios dentro de una misma Zona de Concesión, así como diversos tipos de servicio y categorías de Consumidores por volúmenes de consumo, cada uno con distintas tarifas de VAD y de Servicios Afines, las cuales deberán resguardar el autofinanciamiento señalado en el inciso anterior.

Artículo 121. La primera determinación del VGISD a considerar en las tarifas respectivas estará contenida en las fórmulas tarifarias del correspondiente decreto. Durante la vigencia del referido decreto, y en virtud de lo informado por la Empresa Concesionaria de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 171 del presente reglamento, la Comisión actualizará mediante resolución el VGISD a considerar en las tarifas respectivas.

Con el objeto de resguardar que el VGISD refleje de forma agregada el o los precios del o los contratos de compra de Gas de la Empresa Concesionaria, el VGISD establecido en el decreto deberá contener un ajuste por diferencias entre la recaudación y la compra de Gas.

Para tales efectos, la Comisión deberá valorizar, para un período de doce meses, las diferencias entre la suma de las compras mensuales efectivas de suministro de Gas, realizada por la Empresa Concesionaria, valorizadas al o los precios del o los respectivos contratos de compra de Gas, y la totalidad las compras mensuales efectivas de suministro de Gas realizada por la Empresa Concesionaria, valorizadas al VGISD establecido en el decreto para dicho período y sus actualizaciones de conformidad al inciso primero del presente artículo, descontando el ajuste por diferencias entre la recaudación y la compra de Gas del correspondiente período. En todo caso,

sólo se contabilizarán las diferencias entre la recaudación y la compra de Gas en aquellos períodos en que el o los correspondientes decretos tarifarios se encuentren vigentes. El ajuste por diferencias entre la recaudación y la compra de Gas corresponderá a la valorización señalada, dividida por la demanda proyectada para el siguiente período anual. Dicho ajuste podrá resultar en un valor positivo o negativo.

La Comisión anualmente durante el mes de diciembre, mediante resolución, establecerá el valor del referido ajuste por diferencias entre la recaudación y la compra de Gas aplicable en el valor de VGISD para el año calendario siguiente.

Artículo 122. Una vez vencido el período de vigencia del decreto tarifario señalado en el artículo anterior, los valores establecidos en él, y sus fórmulas de indexación, seguirán rigiendo mientras no se dicte el siguiente decreto tarifario.

No obstante, las Empresas Concesionarias deberán abonar o podrán cargar a la cuenta de los Clientes o Consumidores las diferencias producidas entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el período transcurrido hasta la publicación del nuevo decreto tarifario.

Los montos producto de las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustados de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de publicación de las nuevas tarifas, por todo el período a que se refiere el inciso anterior. Los montos producto de las reliquidaciones deberán abonarse o podrán cargarse en las boletas o facturas emitidas con posterioridad a la publicación de las tarifas, en el plazo, forma y condiciones que al respecto determine la Superintendencia.

En todo caso, se entenderá que las nuevas fórmulas tarifarias entrarán en vigencia a contar del vencimiento de las tarifas anteriores o desde el 1 de enero del año siguiente al último año calendario del período móvil cuya rentabilidad dio origen al proceso de fijación de tarifas, según corresponda.

CAPÍTULO IV

DE LOS CRITERIOS METODOLÓGICOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL VGISD, EL VAD Y EL VALOR DE LOS SERVICIOS AFINES

Párrafo 1

Determinación del Valor del Gas al Ingreso del Sistema de Distribución

Artículo 123. El VGISD se compone del o los precios del o los contratos de compra del gas, más el valor de los demás costos para llevar el gas hasta las instalaciones de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación, cuando corresponda, si éstos no estuvieren incluidos en el contrato de suministro de gas.

El VGISD corresponderá a los precios de los contratos de compra del gas celebrados por la Empresa Concesionaria, considerando los volúmenes de gas contratados y sus condiciones de reajustabilidad.

Artículo 124. En los casos en que la Empresa Concesionaria efectúe la compra de gas a empresas de su mismo grupo empresarial o a personas o entidades relacionadas en los términos señalados en la Ley N° 18.045, de Mercado de Valores, el VGISD solamente considerará tales contratos de suministro si éstos han sido el resultado de procesos de licitaciones públicas e internacionales. Las licitaciones a que se refiere este artículo deberán cumplir con los principios de no discriminación arbitraria, transparencia y estricta sujeción a las bases de licitación. A su vez, para efectos de realizar tales licitaciones, la Empresa Concesionaria o las referidas empresas, personas o entidades relacionadas, deberán contar con instalaciones que permitan realizar las importaciones de gas,

tales como terminales marítimos de regasificación de gas natural licuado o gasoductos internacionales, o contratos de uso de tales instalaciones, los cuales deberán quedar plenamente dispuestos para el abastecimiento de la Empresa Concesionaria por parte de cualquier adjudicatario durante la vigencia del contrato. Las bases de licitación deberán cumplir lo dispuesto en el artículo 33 sexies de la Ley y en los 35 y 37 del presente reglamento.

Artículo 125. En caso de incumplimiento de lo dispuesto en el artículo anterior, el precio de compra del gas del VGISD será valorizado al menor precio de compra del gas, calculado en base a los contratos de importación de largo plazo existentes con el mercado internacional, incluyendo su fórmula de indexación y, si corresponde, los demás costos para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación, en los términos indicados en el artículo siguiente.

Toda prórroga de la vigencia del contrato de suministro de gas de la Empresa Concesionaria con empresas, personas, o entidades relacionadas se entenderá como un nuevo contrato para los efectos de lo dispuesto en el presente artículo.

Artículo 126. El valor de los demás costos para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación, corresponderá a los precios de los contratos respectivos celebrados por la Empresa Concesionaria.

No obstante, en caso que algunos de estos servicios sean prestados a la Empresa Concesionaria por una empresa de su mismo grupo empresarial o por personas o entidades relacionadas en los términos señalados en la ley N° 18.045, de Mercado de Valores, y se estime que el costo de éstos no refleja una gestión económicamente eficiente, se determinará el valor eficiente de estos servicios sobre la base del precio que otros consumidores paguen por ellos u otros antecedentes que fehacientemente reflejen su valor. Para estos efectos, la Comisión podrá considerar la caracterización del servicio de que se trate y la identificación de sus atributos, así como utilizar una homologación de costos entre servicios similares, corregir por eficiencia de costos en base a comparación, modelar el costo de prestación de estos servicios, entre otros.

Artículo 127. El VGISD deberá estar valorizado a la fecha base de referencia de moneda del Estudio de Costos. Para ello, el consultor del Estudio de Costos deberá revisar los contratos suscritos y vigentes por la Empresa Concesionaria y sus proveedores, o los demás contratos referidos en el Artículo 125 del presente reglamento, si corresponde. En dicha revisión se aplicarán al consultor las obligaciones de confidencialidad y reserva que se establezcan en las BTA y en la legislación vigente.

Artículo 128. El VGISD podrá considerar uno o más valores con motivo de razones geográficas, volumen de consumo u otros, los que podrán estar basados en las estructuras establecidas en el o los contratos de compra de gas de la Empresa Concesionaria o en otros criterios que reflejen los sectores, tipos de servicio y categorías de Consumidores establecidos para la diferenciación tarifaria del VAD en los términos señalados en el Artículo 120 del presente reglamento.

En todo caso, el VGISD deberá reflejar de forma agregada el o los precios del o los contratos de compra del gas de la Empresa Concesionaria.

Artículo 129. La Empresa Concesionaria deberá enviar a la Comisión los contratos de compra del gas y los contratos asociados a los demás costos para llevar el gas hasta las instalaciones de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación, cuando corresponda, de conformidad a lo dispuesto en el Capítulo V del presente Título.

Párrafo 2

Determinación del VAD y los Servicios Afines

Subpárrafo 1

Del Costo Total de Largo Plazo

Artículo 130. La estructura, nivel y mecanismo de indexación de las tarifas del VAD y de los Servicios Afines serán establecidos sobre la base del costo total de largo plazo, en adelante e indistintamente el “CTLP” respectivo.

Artículo 131. Se entenderá por CTLP el monto equivalente a la suma de los costos de explotación y de inversión asociados a la atención de la demanda prevista en la Zona de Concesión durante un horizonte de planificación de quince años de la empresa eficiente. El cálculo considerará el diseño de una empresa eficiente que inicia operaciones al comienzo del período tarifario, que realiza las inversiones necesarias para proveer a todos los Consumidores de los Servicios de Gas y Servicios Afines involucrados e incurre en los costos de explotación propios del giro de la empresa.

Artículo 132. A efectos de calcular el valor del CTLP, se considerarán los costos de inversión y de explotación, el valor remanente de las inversiones y los impuestos a las utilidades. Los costos de explotación correspondientes a la empresa eficiente se definirán como la suma de los costos de operación, mantenimiento, administración y todos aquellos directamente asociados a la prestación de los servicios, que no sean costos de inversión. Los gastos financieros y amortizaciones no deberán ser considerados en los costos de explotación. El valor remanente de las inversiones se determinará a partir de la depreciación y la vida útil de los activos. Para estos efectos, se utilizará la vida útil económica, medida en años, la que se determinará considerando las características técnicas de cada activo o grupo de activos de similares características.

Artículo 133. Para el cálculo de impuestos a las utilidades, se considerará la tasa de impuestos de primera categoría aplicables a la empresa eficiente. En caso de existir más de un régimen tributario aplicable, se considerará aquel que resulte más conveniente económicamente para la empresa eficiente. Asimismo, la depreciación utilizada para el cálculo de impuestos de la empresa eficiente se calculará linealmente sobre la base de la vida útil tributaria de los activos establecida por el Servicio de Impuesto Internos.

Artículo 134. Los costos a considerar en el CTLP se limitarán a aquellos indispensables para que la Empresa Concesionaria pueda proveer en forma eficiente el Servicio de Gas y los Servicios Afines en una determinada Zona de Concesión, incluyendo su expansión futura, de acuerdo a la tecnología eficiente y de menor costo entre las disponibles comercialmente, sujetándose dicha empresa eficiente a la normativa vigente, en particular, en lo relativo a la calidad de servicio y seguridad de las instalaciones.

Artículo 135. Sin perjuicio de lo señalado en el artículo anterior, en el CTLP se considerará el valor efectivamente pagado por los derechos de uso y goce del suelo, incluyendo los gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, indexado a la fecha de referencia de la moneda del Estudio de Costos que se indique en las BTA, de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, o el índice u organismo que lo reemplace.

Artículo 136. Si por razones de indivisibilidad, o uso conjunto de recursos, la empresa eficiente proveyere además del Servicio de Gas y Servicios Afines servicios no sujetos a fijación de precios, deberá considerarse sólo una fracción de los costos totales de largo plazo correspondientes, a efectos del cálculo de las tarifas de los servicios sujetos a fijación de precios a las que se refiere el artículo 40-H de la Ley y el Artículo 120 del presente reglamento. Dicha fracción se determinará en concordancia con la proporción en que sean utilizados los recursos de la empresa eficiente por los servicios sujetos a fijación de precios y por aquellos no sujetos a esa fijación. Para efectos de lo señalado en este artículo, en la modelación de la empresa eficiente se deberán considerar, al menos, los servicios no sujetos a fijación de precios provistos por la Empresa Concesionaria.

Artículo 137. De similar forma a lo señalado en el artículo anterior, en caso que recursos indivisibles sean compartidos entre el Servicio de Gas y los Servicios Afines, los costos de dichos recursos deberán repartirse entre los servicios antes indicados, de acuerdo a la proporción en que sean utilizados por los mismos.

En caso que en la prestación de un servicio sujeto a fijación tarifaria se empleen activos que sean también considerados en la fijación tarifaria de otro servicio sujeto a regulación de precios, en el dimensionamiento de la empresa eficiente sólo se contabilizará la proporción de los mismos que corresponda al servicio sujeto a fijación tarifaria, de conformidad a la Ley y al presente reglamento.

El mismo criterio del inciso anterior se aplicará en la determinación de los costos de operación y mantenimiento, en caso que la empresa sujeta a regulación tarifaria ejecute directamente, o mediante la subcontratación con terceros, actividades conjuntas, tales como lectura de Medidores, facturación o procesamiento de datos, entre otras actividades, que sean también requeridas para la prestación de otros servicios públicos regulados.

Para estos efectos, la Comisión podrá solicitar la información que considere relevante a otros órganos públicos que participen en los procesos de fijación tarifaria de los otros servicios regulados.

Artículo 138. Del valor de los costos de inversión de la empresa eficiente deberá descontarse finalmente la proporción del VNR correspondiente a las instalaciones aportadas por terceros en la respectiva zona de servicio. Dicho descuento deberá realizarse durante el tiempo de vida útil de las instalaciones aportadas por terceros, que fije la Comisión en las BTA, o hasta que la Empresa Concesionaria haya informado su total reposición en la forma y plazo que establezca la misma.

El VNR será calculado conjuntamente con el Estudio de Costos indicado en el artículo 40-N de la Ley y en el Capítulo II del presente Título. A estos efectos, se aplicará a las instalaciones aportadas por terceros los costos unitarios por componente de costo de cada tipo de instalación utilizados en la valorización de los costos de inversión del VAD señalados en el Subpárrafo 3 del presente Párrafo. Finalmente, del valor de los costos de inversión de las Instalaciones de Gas, y otros bienes muebles e inmuebles de la empresa eficiente, deberá descontarse el VNR de las instalaciones aportadas por terceros, calculado de acuerdo a lo indicado en el presente inciso.

Artículo 139. La tasa de costo de capital aplicable durante el período tarifario a la empresa eficiente será establecida en las BTA preliminares. Dicha tasa de costo de capital será calculada sobre la base de lo establecido en el artículo 32 de la Ley y lo dispuesto en la última resolución de la Comisión que fije la tasa de costo de capital a que se refiere el señalado artículo de la Ley y el Artículo 180 del presente reglamento, tasa que será actualizada conforme a lo dispuesto en el Artículo 191 del mismo cuerpo normativo.

De conformidad a lo anterior, las discrepancias presentadas ante el Panel, relativas a la determinación de la tasa de costo de capital, deberán ser formuladas en la oportunidad señalada en el Artículo 179 del presente reglamento, y no con ocasión de la presentación de discrepancias a las BTA corregidas, a que se refiere el Artículo 104 anterior.

La tasa de costo de capital será utilizada como factor de actualización para todas las componentes del VAD y de los Servicios Afines, así como para la recaudación de la empresa eficiente.

Subpárrafo 2

Del Diseño y Dimensionamiento de la Empresa Eficiente

Artículo 140. La proyección de demanda para el horizonte de planificación podrá considerar una propuesta de la Empresa Concesionaria.

La proyección de demanda podrá considerar, entre otros, datos históricos, proyecciones de precios relevantes, aspectos económicos, demográficos, geográficos y climáticos, planes de ordenamiento territorial y otros instrumentos de planificación, densificación de zonas de servicio existentes o expansión a nuevas zonas de servicios y variaciones en consumos unitarios de los distintos tipos de Clientes. Adicionalmente, podrá considerar aspectos de eficiencia energética.

En la determinación de la proyección de demanda deberá incluirse una proyección de demanda anual, por volumen y número de Clientes, y una proyección de demanda máxima horaria para el horizonte de planificación, al menos, por tipo de Servicio de Gas y por localidad geográfica de la respectiva Zona de Concesión. Para ello, se deberá verificar la relación estadística entre el consumo de Gas de la respectiva Zona de Concesión y variables y/o índices económicos relevantes, pudiendo considerarse las proyecciones de consumo de los Clientes de mayor consumo encuestados, según lo dispuesto en el literal a) del Artículo 170 del presente reglamento.

Para la proyección de la demanda máxima horaria se deberá estimar un factor de carga basado, entre otras variables, en datos históricos de caudal instantáneo horario, en el comportamiento histórico del consumo mensual por tipo de Servicio de Gas y temperaturas diarias de la Zona de Concesión.

Artículo 141. A efectos del diseño y dimensionamiento de la empresa eficiente, los activos se dividirán en dos grupos:

- a) Instalaciones de Gas: que incluyen las plantas de fabricación; estaciones de compresión; “city gates”; tuberías de distribución; estaciones de regulación y medición; Acometidas; Empalmes y Medidores; entre otros.
- b) Otros bienes muebles e inmuebles: que incluyen terrenos; edificios, vehículos y equipos de transporte, sistemas de información y comunicación en tiempo real; muebles y equipos de oficina; entre otros.

Artículo 142. El diseño y dimensionamiento de las Instalaciones de Gas requeridas para proveer el Servicio Público de Distribución de Gas se realizará considerando criterios de eficiencia técnica y económica. A estos efectos, estas instalaciones deberán ser diseñadas de manera óptima en función del tipo de gas a distribuir y de la demanda proyectada para el horizonte de planificación, considerando el cumplimiento de la normativa vigente y las demás restricciones y consideraciones técnicas que correspondan, de acuerdo a los niveles de Calidad del Servicio de Gas y de seguridad de las instalaciones, de acuerdo a la normativa vigente.

Artículo 143. El diseño y dimensionamiento de los otros bienes muebles e inmuebles de la empresa eficiente, deberá considerar la operación y mantenimiento de las instalaciones requeridas para proveer el Servicio Público de Distribución de Gas y la gestión comercial de Clientes y la gestión administrativa, en función de la estructura organizacional definida de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 145 del presente reglamento.

Artículo 144. El diseño y dimensionamiento de la operación, mantenimiento, administración y de todas aquellas actividades directamente asociadas a la prestación de los servicios de la empresa eficiente, que no sean costos de inversión, deberá considerar los procesos, actividades y funciones imprescindibles que ésta deba desarrollar para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, cumpliendo con los niveles de Calidad del Servicio de Gas y seguridad de las instalaciones que determine la normativa vigente.

Se deberá excluir de los procesos, actividades y funciones de la empresa eficiente aquellas tareas no relacionadas con el Servicio Público de Distribución de Gas. Asimismo, no deberán considerarse los procesos, actividades y funciones que se financien íntegra o parcialmente a través de los costos de inversión.

Artículo 145. El diseño y dimensionamiento de la organización de la empresa eficiente, deberá considerar la estructura organizacional de una empresa que presta el Servicio Público de Distribución de Gas capaz de administrar en forma eficiente y autónoma las instalaciones requeridas, cumpliendo con las exigencias establecidas en la normativa vigente.

Se evaluará la conveniencia económica de realizar parte o la totalidad de las actividades con recursos propios, o a través de terceras empresas subcontratadas para estos efectos.

Artículo 146. El plan de expansión de la empresa eficiente podrá ser realizado considerando una propuesta que realice la Empresa Concesionaria, si la hubiere. En todo caso, el plan de expansión deberá ser consistente con las instalaciones de la empresa eficiente, dimensionadas para el año base, y la demandada proyectada en el horizonte de planificación.

A estos efectos, se entenderá por plan de expansión al conjunto de proyectos de obras en Redes de Distribución en el horizonte de planificación que sean consecuencia de un incremento significativo de la demanda por los Servicios de Gas y Servicios Afines que provea la Empresa Concesionaria.

Cada proyecto de obras en Redes de Distribución incluido en el plan de expansión se definirá considerando el abastecimiento de una zona geográfica específica con demanda identificable, identificando proyectos que puedan ejecutarse y puedan entrar en operación como una unidad operativa.

Subpárrafo 3

De la Valorización de los Componentes del VAD

§1. De los costos de inversión

Artículo 147. Para la valorización de los costos de inversión de las Instalaciones de Gas y otros bienes muebles e inmuebles de la empresa eficiente, dimensionados de conformidad a lo dispuesto en el Subpárrafo anterior, podrán utilizarse todas las fuentes de información indicadas en el Capítulo V del presente Título.

Artículo 148. La valorización de los costos de inversión se realizará sobre la base del costo unitario por componente de costo de cada tipo de activo.

Para las Instalaciones de Gas, la determinación del costo unitario, por componente de costo, podrá realizarse diferenciando materiales, montaje y, cuando corresponda, obras civiles. Asimismo, podrá incluirse componentes de costos de ingeniería y gastos generales, rotura y reposición de pavimentos, intereses intercalarios, derechos de uso y goce del suelo, incluyendo servidumbres, según corresponda.

Para otros bienes muebles e inmuebles el costo unitario por cada tipo de bien podrá diferenciar por las componentes de costo que correspondan, de acuerdo a su naturaleza.

Asimismo, los costos de inversión deberán incluir los bienes intangibles correspondientes a los gastos de organización y puesta en marcha de la empresa y el capital de explotación.

Artículo 149. Para la valorización de los costos de inversión podrá aplicarse una metodología de costeo basada en cubicación estándar, ya sea de obra o bien tipo para distintos tamaños, incorporando variables que expliquen el costo a partir de características, elementos o actividades relevantes y sus respectivos precios unitarios eficientes. Dichos precios unitarios eficientes podrán ser obtenidos a partir de la información a la que se refiere el Capítulo V del presente Título.

Artículo 150. El componente de costo de materiales se refiere al costo de adquisición de las Instalaciones de Gas puestas en obra, incluyendo el costo de transporte y cualquier otro costo que resulte estrictamente necesario dadas las condiciones normales de adquisición del tipo de activo de que se trate. En la determinación de su costo unitario, deberá considerarse una política eficiente de gestión de compra, contemplando descuentos por volumen, compras directas a proveedores, precios ofrecidos en el mercado, entre otros, no pudiendo agregarse los sobrecostos debidos a ineficiencias en la adquisición de esos bienes, tales como atrasos en la entrega, descoordinaciones, errónea planificación u otros factores que no se observan en condiciones normales de adquisición de bienes con proveedores confiables de bienes de similar calidad, a precios razonables.

Los elementos, tecnología, insumos o productos de origen extranjero, cuyos costos estén expresados en moneda extranjera, deberán ser referidos a moneda nacional, de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 163 del presente reglamento, incorporando los costos eficientes necesarios para su puesta a disposición en puertos chilenos.

Artículo 151. El componente de costo de montaje de las Instalaciones de Gas podrá considerar una metodología de costeo basada en cubicación estándar de las obras, suponiendo que éstas son realizadas por una empresa contratista eficiente. En el referido costo se incluirá el costo de mano de obra, insumos y materiales para el montaje, utilidad del contratista y todos los demás que estén asociados a la obra.

Artículo 152. Sólo se considerará el componente de costo de obras civiles en aquellos casos en que sea estrictamente necesario para el montaje de una Instalación de Gas, de acuerdo a la normativa vigente, tales como losas, cámaras y soportes de tuberías, entre otros. El componente de costo de obras civiles podrá considerar una metodología de costeo basada en cubicación estándar de las obras, suponiendo que éstas son realizadas por una empresa contratista eficiente.

Artículo 153. Los componentes de costo de ingeniería y gastos generales se calcularán como un recargo porcentual de la suma de los costos de materiales, montaje y obras civiles de las Instalaciones de Gas que por su naturaleza requieran estos gastos.

Los costos de ingeniería corresponderán, entre otros, a los costos de ingeniería de obras, estudios y asesorías particulares, contratados con terceros y/o personal propio asignado a la ingeniería de obras del servicio.

Los costos asociados al componente de gastos generales corresponderán, entre otros, a los costos de administración de obras contratadas con terceros, de supervisión e inspección, declaraciones o certificaciones de responsabilidad de la Empresa Concesionaria de conformidad a la normativa vigente.

Con el objeto de evitar la duplicidad de costos, los costos de ingeniería y de gastos generales no deberán incluir elementos considerados dentro del cálculo del costo de montaje, costos de explotación o de cualquier otro ítem de costo.

Artículo 154. El componente de costo de rotura y reposición de pavimentos corresponderá a los costos por rotura y reposición de bandejes, aceras, calzadas, soleras o solerillas, entre otros elementos, que sean estrictamente necesarios para construir las Redes de Distribución, considerando la eficiencia que se obtiene de la ejecución coordinada de las obras. Para su determinación se podrá considerar una metodología de costeo basada en cubicación estándar de las obras, suponiendo que éstas son realizadas por una empresa contratista eficiente de acuerdo a la normativa vigente.

Artículo 155. El componente de costo de intereses intercalarios se calculará como un recargo porcentual de la suma de los demás componentes de costos de las Instalaciones de Gas que por su naturaleza incurran en este costo. Los intereses intercalarios incorporados al costo de una

Instalación de Gas deberán reflejar el costo financiero que tiene para una Empresa Concesionaria el período de tiempo entre el inicio del montaje de la Instalación de Gas y el momento de su puesta en servicio. Para el cálculo de los intereses intercalarios se considerará una administración y/o coordinación eficiente de la ejecución de las obras y los flujos de fondos traspasados a empresas contratistas.

Artículo 156. En las Instalaciones de Gas se adicionarán los costos de los derechos de uso y goce de suelo, tales como servidumbres y otros derechos que correspondan.

Los derechos de uso y goce de suelo se valorizarán de acuerdo a lo efectivamente pagado por la Empresa Concesionaria, incluyendo los gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas. En todo caso, deberán excluirse aquellos derechos concedidos por el Estado a título gratuito; los pagos realizados en el caso de concesiones obtenidas mediante licitación; y, en general, todo pago realizado para adquirir una concesión a título oneroso. Para estos efectos se considerarán sólo los derechos y servidumbres efectivamente pagados por la Empresa Concesionaria, cuyos pagos se encuentren debidamente acreditados de conformidad a la información proporcionada por la respectiva empresa, de acuerdo a lo dispuesto en el literal g) del Artículo 169 del presente Título.

Artículo 157. A efectos del presente reglamento, se entenderá que las servidumbres son de plazo indefinido, y el plazo de los derechos será equivalente a la vida útil de la Instalación de Gas a la que este derecho esté asociado. No se considerará como parte de los derechos antes indicados, los montos pagados por concepto de multas o interés por atraso en el pago de ellas, como tampoco los derechos asociados a intervenciones de Instalaciones de Gas producto de actividades de operación o mantención de la Red de Distribución que ya estén considerados en los costos anuales de explotación. En el caso de la renovación de una Instalación de Gas, solo se considerará el último derecho o servidumbre pagada.

§2. De los costos de explotación

Artículo 158. Para la valorización de los costos de explotación de la empresa eficiente, diseñada y dimensionada de conformidad a lo dispuesto en el Subpárrafo 2 anterior, se podrán utilizar todas las fuentes de información indicadas en el Capítulo V del presente Título.

Artículo 159. La valorización de los costos de explotación deberá considerar todos los costos asociados a los procesos, actividades y funciones imprescindibles para prestar el Servicio Público de Distribución de Gas, en los que la empresa eficiente deba incurrir anualmente durante todo el horizonte de planificación. En todo caso, en la determinación de los costos de explotación deberá considerarse los beneficios originados por el reconocimiento de los flujos mensuales de ingresos y costos como flujos anuales durante el horizonte de planificación.

A estos efectos, la valorización de los costos de explotación deberá contemplar el costo de remuneraciones del personal propio y subcontratado para cada uno de los referidos procesos, actividades y funciones y los demás gastos asociados, tales como otros gastos generales asociados al personal no incluidos en remuneraciones, compras e insumos, seguros, servicios computacionales, arriendo bienes muebles e inmuebles, vehículos y combustibles, servicios con terceros y costos institucionales.

Artículo 160. Las remuneraciones asociadas a cada cargo de la estructura organizacional de la empresa eficiente deberán ser estimadas considerando un estudio de remuneraciones de mercado, realizado por empresas especialistas del rubro, o por la información entregada por la Empresa Concesionaria, de conformidad a lo dispuesto en el Capítulo V del presente Título.

A estos efectos, se deberá realizar para cada cargo un proceso de homologación debidamente fundado, propendiendo al mejor ajuste entre las características de los cargos con la información

disponible en los estudios de mercado de remuneraciones que se efectúen o con la información aportada por la Empresa Concesionaria.

En el caso de la valorización de las remuneraciones del personal subcontratado, éstas podrán estimarse mediante cotizaciones de servicios subcontratados, información aportada por la Empresa Concesionaria o mediante estudios de remuneraciones de mercado, realizado por empresas especialistas del rubro, de modo de recoger las particularidades de este mercado.

Subpárrafo 4

De la Valorización de los Servicios Afines

Artículo 161. Para la valorización de los Servicios Afines deberá considerarse aquellos servicios contenidos en el listado señalado en las respectivas BTA, identificando las actividades o procesos asociados a cada Servicio Afín, en función de su descripción contenida en las referidas bases, y determinar los recursos para la prestación de dichos servicios. A estos efectos, se deberá distinguir entre:

- a) Las actividades o procesos que se realizan con los recursos que la empresa eficiente destina a la prestación del Servicio de Gas, considerados en el VAD y que, por tanto, no tienen un costo extra asociado; y,
- b) Las actividades o procesos para los cuales la empresa eficiente debe realizar inversiones y/o incurrir en gastos adicionales a los considerados en el VAD.

Artículo 162. Para la valorización de las inversiones y/o gastos adicionales señalados en el artículo precedente, se podrán utilizar todas las fuentes de información indicadas en el Capítulo V del presente Título.

Párrafo 3

De la Fecha Base para la Referencia de Moneda y de las Fórmulas de Indexación

Artículo 163. Todos los antecedentes de costos que se utilicen en los cálculos señalados en el presente Capítulo deberán expresarse en pesos chilenos, a la fecha base para la referencia de moneda establecida en las BTA, y no deberán incluir el Impuesto al Valor Agregado.

Los valores en moneda extranjera deberán actualizarse en función de la variación de su moneda de origen. A estos efectos, dichos valores serán convertidos desde su valor en moneda extranjera a dólares utilizando el tipo de cambio promedio del mes correspondiente, luego ajustados por el índice "Consumer Price Index" (CPI, en inglés) de Estados Unidos de América, o el que lo reemplace, y finalmente convertidos a moneda nacional utilizando el tipo de cambio promedio del mes de la fecha base para la referencia de moneda.

Lo señalado en el inciso precedente no será aplicable al VGISD, en cuyo caso deberá aplicarse las condiciones de reajustabilidad o fórmulas de indexación contenidas en el o los contratos a los que se refiere el Artículo 127 del presente reglamento, para llevar dicho valor a la fecha base para la referencia de moneda.

Artículo 164. Las tarifas de cada Servicio de Gas y de los Servicios Afines, señaladas en los Artículo 119 y Artículo 120 anteriores, deberán incluir su propia fórmula de indexación respecto de la fecha base para la referencia de moneda que permita mantener su valor real durante todo su periodo de

vigencia. Cada fórmula de indexación se expresará en función de los índices de precios de los principales insumos del respectivo servicio.

Esta fórmula de indexación será determinada y se establecerá de forma tal que la estructura de costos sobre la cual se apliquen los coeficientes de variación de los índices de precios de los respectivos insumos sea representativa de la estructura de costos de la empresa eficiente definida para estos propósitos.

A estos efectos, para cada Servicio de Gas la fórmula de indexación considerará separadamente el VGISD y el VAD. La indexación del VGISD se realizará de acuerdo a las condiciones de reajustabilidad o fórmulas de indexación contenidas en el o los contratos a los que se refiere el Artículo 127 del presente reglamento. Por su parte, la indexación del VAD y los Servicios Afines se realizará en función de indicadores o índices de variación de precios que permitan mantener su valor real durante el período tarifario.

Artículo 165. Las variaciones que experimente el valor de cada fórmula de indexación deberán ser calculadas utilizando siempre los precios o índices publicados por organismos oficiales o por otros organismos cuyas informaciones publicadas sean de aceptación general y que se traten de fuentes gratuitas, estables y de fácil acceso.

Asimismo, los indicadores deberán considerar en su descripción los desfases pertinentes para asegurar la disponibilidad de los mismos y una correcta aplicación de las fórmulas de indexación. El desfase para un indicador económico deberá ser el mismo para todos los períodos de evaluación, incluido el mes de base.

CÁPITULO V

DE LAS FUENTES Y ENTREGA DE INFORMACIÓN

Artículo 166. En la metodología para la determinación de VGSID, del VAD y de los Servicios Afines a que se refiere el Capítulo IV del presente Título, se podrá utilizar la información entregada por la Empresa Concesionaria, de conformidad a lo dispuesto en los artículos siguientes, así como también la información relativa a otras Empresas Concesionarias de Distribución de Gas; información de precios publicada por proveedores; información de entes reguladores e instituciones públicas o privadas; estudios tarifarios de otros sectores regulados; encuestas de remuneraciones; cotizaciones; facturas; órdenes de compra y licitaciones de proveedores de materiales y contratistas; y otros antecedentes del mercado nacional o internacional, los que deberán ser debidamente actualizados, cuando corresponda.

Artículo 167. Para efectos de la fijación de las tarifas, la Empresa Concesionaria respectiva deberá proporcionar toda la información necesaria y pertinente que sea solicitada por la Comisión, en los formatos y plazos que ésta establezca.

Artículo 168. Las Empresas Concesionarias sujetas a fijación de precios, antes del 31 de marzo del penúltimo año de vigencia del decreto tarifario, o del año calendario en que se inicie el procedimiento de tarificación, en los términos señalados por el Artículo 10 del presente reglamento, deberán enviar a la Comisión la información relativa a los costos de inversión de los activos de distribución de su propiedad del año calendario anterior y la ubicación de éstos, georreferenciada.

Artículo 169. Las Empresas Concesionarias sujetas a fijación de precios, antes del 31 de marzo de cada año, deberán enviar a la Comisión la siguiente información o antecedentes relativa al año calendario anterior, para la Zona de Concesión sujeta a tarificación:

- a) Los costos e ingresos de explotación correspondientes a la actividad de Servicio Público de Distribución de Gas, incluyendo los Servicios Afines que correspondan; y los costos de inversión

de los nuevos activos de distribución de su propiedad efectivamente ejecutados y puestos en operación el año calendario anterior; así como los antecedentes de costos e ingresos de otros servicios no sujetos a fijación de precios provistos por la Empresa Concesionaria, a efectos de lo dispuesto en el Artículo 136 del presente reglamento;

- b) Los estados financieros;
- c) El registro horario de mediciones de flujo de gas por: "city gate"; planta de fabricación, estación de medición y regulación; y para cada Medidor de Cliente que disponga de dicho registro;
- d) El número de Clientes al término de cada mes del año calendario anterior;
- e) El registro mensual de los consumos de gas de cada Cliente y su ubicación georreferenciada;
- f) La identificación de los aportes de terceros a los nuevos activos de distribución del año calendario anterior a los que se refiere el literal a) precedente, señalando, entre otros, el tipo de activo, su ubicación geográfica y costo de éste; y
- g) Los antecedentes que permitan acreditar el pago por los derechos de uso y goce del suelo, incluyendo derechos y servidumbres de los activos de distribución señalados en el literal a) precedente.

Artículo 170. En el plazo de un mes, contado desde la comunicación de la resolución que formaliza las BTA definitivas a que se refiere el Artículo 105, la Empresa Concesionaria sujeta a fijación de precios deberá enviar a la Comisión la siguiente información o antecedentes:

- a) Una propuesta fundada de proyección de demanda a la que se refiere el Artículo 140, la cual deberá considerar los criterios y la metodología señalada en ese artículo. A efectos de la proyección de demanda, la Empresa Concesionaria deberá realizar una encuesta a sus Clientes de mayor consumo en el año calendario anterior sobre sus expectativas de consumo para el horizonte de planificación. Para lo anterior, las BTA establecerán el número de Clientes que la Concesionaria deberá considerar para la encuesta;
- b) Una propuesta fundada de plan de expansión de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 146. Esta propuesta de plan de expansión deberá contener, al menos: la identificación de cada proyecto de obras en Redes de Distribución, indicando su ubicación geográfica, la fecha de inicio y término de las obras; la demanda incremental asociada a dichas obras en los mismos términos establecidos para la elaboración de la proyección de demanda; la valorización de los costos de inversión; los costos de explotación incrementales; y toda otra información que permita calcular el VAD asociado a cada proyecto;
- c) Una propuesta de los distintos tipos de Servicios de Gasa efectos de la fijación de tarifas garantizadas, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del Artículo 95 del presente reglamento; y
- d) Los contratos de compra del gas y los contratos asociados a los demás costos para llevar el gas hasta las instalaciones de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación, cuando corresponda, si éstos no estuvieren incluidos en el contrato de suministro de gas, para efectos de la determinación del VGISD, de conformidad a lo dispuesto en el Párrafo 1 del Capítulo IV del presente Título.

Artículo 171. Para los efectos de la actualización del VGISD a considerar en las tarifas respectivas, las Empresas Concesionarias deberán informar a la Comisión todo cambio en las condiciones contractuales vigentes informadas, de acuerdo al literal d) del artículo precedente, o la celebración de nuevos contratos de suministro, o de otros servicios para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tales como, transporte, almacenamiento o regasificación, según

corresponda, de acuerdo a los criterios señalados en el en el Párrafo 1 del Capítulo IV del presente Título. Tanto las copias simples de los nuevos contratos celebrados, así como las modificaciones, renovaciones, enmiendas, adendas o adecuaciones de los contratos vigentes, deberán ser enviados dentro del plazo de diez días contados desde su suscripción.

Artículo 172. A efectos de verificar la condición establecida en el inciso cuarto del Artículo 8 del presente reglamento, las Empresas de Gas y las demás entidades que presten el Servicio de Gas en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, deberán informar a la Comisión, antes del 31 de marzo de cada año, el número de Clientes para cada mes del año calendario anterior.

Artículo 173. La entrega de información extemporánea no podrá ser considerada en las etapas posteriores dentro del proceso de tarificación del Servicio de Público de Distribución Gas y Servicios Afines que regula el presente reglamento.

TÍTULO IV

DEL PROCESO DE DETERMINACIÓN DE TASA DE COSTO DE CAPITAL

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

Artículo 174. La tasa de costo anual de capital que deberá utilizarse para los fines establecidos en la Ley y en el presente reglamento, 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 175. 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.

CAPÍTULO II

DEL INFORME TÉCNICO DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL

Artículo 176. Antes de cuatro meses del término de vigencia de la tasa de costo de capital, la Comisión emitirá un Informe Técnico de Tasa de Costo de Capital preliminar con la tasa de costo de capital para el cuatrienio siguiente, el cual se determinará conforme a la metodología señalada en la Ley y en el presente Título.

Artículo 177. El Informe Técnico de Tasa de Costo de Capital, deberá contener, a lo 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 procedimientos de chequeo de rentabilidad y de fijación de tarifas del Servicio Público de Distribución de Gas y los Servicios Afines, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley y en el presente reglamento;
- b) El valor del premio por riesgo de mercado;
- c) El valor del riesgo sistemático; y
- d) Los valores de los factores individuales por Zona de Concesión por Empresa Concesionaria.

Artículo 178. El Informe Técnico de Tasa de Costo de Capital preliminar podrá ser observado por las Empresas Concesionarias y los Participantes inscritos en el correspondiente Registro de Participación Ciudadana, que contempla el Título V del presente reglamento, dentro de los diez días siguientes a su notificación. Vencido el plazo anterior, la Comisión dispondrá de quince días para emitir un Informe Técnico de Tasa de Costo de Capital definitivo, con la tasa de costo de capital para el cuatrienio siguiente.

Artículo 179. En caso de subsistir discrepancias relativas al valor de la tasa de costo de capital, las Empresas Concesionarias y los Participantes dispondrán de diez días para presentarlas ante el Panel, 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, si quien hubiere formulado observaciones al Informe Técnico de Tasa de Costo de Capital 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 de Tasa de Costo de Capital preliminar, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el Informe Técnico de Tasa de Costo de Capital definitivo.

Artículo 180. Si no se presentaren discrepancias o emitido el dictamen del Panel, 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 en el Artículo 11 del presente reglamento y para utilizarse en el proceso de fijación de tarifas, regulado en los artículos 38 y siguientes de dicha Ley y en el Título III del presente reglamento.

CAPÍTULO III

DE LOS CRITERIOS METODOLÓGICOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL

Artículo 181. 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.

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

Artículo 182. 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.

Artículo 183. 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 y en el presente reglamento.

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.

Artículo 184. 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 determinará 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 185. El factor individual por Zona de Concesión se determinará ponderando un factor por tamaño y un factor por riesgos específicos. La ponderación de cada factor será de un 50 por ciento y se determinarán según lo establecido en los artículos siguientes.

Artículo 186. El factor por tamaño se determinará considerando los ingresos de actividades ordinarias de las Empresas Concesionarias, de acuerdo a lo siguiente:

- a) Para cada Empresa Concesionaria se obtendrán los ingresos de actividades ordinarias. Para estos efectos, se entenderá por actividades ordinarias a 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 será considerada la empresa de mayor tamaño del país.
- c) Se determinará 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) 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 0,1	0,85%
Mayor 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%

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 187. El factor por riesgos específicos se determinará considerando los siguientes conceptos de riesgo: estabilidad del negocio, concentración de Clientes y dependencia del proveedor de gas.

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

Concepto de riesgo	Valorización	Ponderación
Estabilidad del negocio	¿Cuál es el coeficiente de variabilidad del volumen de ventas de gas a los Clientes del Servicio Público de Distribución de Gas de la Empresa Concesionaria en una determinada Zona de Concesión? Mayor de 10,0% - Riesgo alto: 5 puntos.	33%

	<p>Mayor de 7,5% y menor o igual a 10,0% - Riesgo moderadamente alto: 4 puntos.</p> <p>Mayor de 5,0% y menor o igual a 7,5% - Riesgo moderado: 3 puntos.</p> <p>Mayor de 2,5% y menor o igual a 5,0% - Riesgo moderadamente bajo: 2 puntos.</p> <p>Menor o igual a 2,5% - Riesgo bajo: 1 punto.</p>	
Concentración de Clientes	<p>¿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, en dicha zona?</p> <p>Más del 30% – Riesgo alto: 5.</p> <p>Más del 25% y menos o igual a 30% – Riesgo moderadamente alto: 4.</p> <p>Más del 20% y menos o igual a 25% – Riesgo moderado: 3</p> <p>Más del 15% y menos o igual a 20% – Riesgo moderadamente bajo: 2.</p> <p>Menos o igual a 15% - Riesgo bajo: 1 punto.</p>	33%
Dependencia del proveedor de gas	<p>¿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?</p> <p>Esta capacidad será evaluada en función de los siguientes criterios:</p> <p>i) el número de proveedores de suministro de gas a los que podría acceder, a través de sus instalaciones o de sus empresas relacionadas;</p> <p>ii) duración de los contratos de suministro de gas que tenga suscritos;</p> <p>iii) puntos de entrega del suministro de gas establecido en los contratos; y</p> <p>iv) modalidad de abastecimiento.</p> <p>No – Riesgo alto: 5 puntos.</p> <p>Sí – Riesgo bajo: 1 punto.</p>	34%

El coeficiente de variabilidad del volumen de venta de gas asociado al concepto de riesgo estabilidad del negocio, al que se refiere el inciso precedente, se calculará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a. Para los últimos seis años de operación de la Empresa Concesionaria en la Zona de Concesión, se sumarán las desviaciones, al cuadrado, del volumen anual de ventas de Gas a los Clientes del Servicio Público de Distribución de Gas respecto de su estimación lineal de la serie de datos para el volumen anual de ventas.
- b. La suma anterior se dividirá por cinco y a este resultado se le determinará la raíz cuadrada.
- c. El coeficiente de variabilidad será el resultado anterior dividido por el promedio del volumen anual de ventas de Gas a los Clientes 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 establecido en la tabla contenida en el inciso segundo del presente artículo.

Artículo 188. 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 contenida en el inciso segundo del artículo anterior.

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

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 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%

CAPÍTULO IV

ACTUALIZACIÓN DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL

Artículo 189. 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 señalada en el Artículo 180 precedente. En todo caso, los valores relativos al premio por riesgo de mercado, del riesgo sistemático y de los factores individuales por Zona de Concesión serán los mismos establecidos en la referida resolución para el cuatrienio de vigencia de la respectiva tasa de costo de capital.

Artículo 190. Para efectos del chequeo de rentabilidad regulado en el Título II del presente reglamento, 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 180 del presente reglamento.

Artículo 191. 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 base para la referencia de moneda señalada en el Artículo 101 del presente reglamento, considerando el instrumento reajutable en moneda nacional individualizado en la resolución a la que se refiere el Artículo 180 precedente.

Artículo 192. En caso de la entrada en operación de una nueva Zona de Concesión durante el cuatrienio de vigencia de la resolución a la que se refiere el Artículo 180 anterior, el factor individual de la tasa de costo de capital asociado a esta nueva Zona de Concesión será determinado por la Comisión en el informe preliminar referido al primer chequeo de rentabilidad al que se refiere el Artículo 13 del presente reglamento. La determinación de dicho factor quedará sujeto a las observaciones y a la resolución de discrepancias del Panel referidos en los Artículo 20 y Artículo 21 del presente reglamento, respectivamente, manteniéndose su valor resultante hasta la entrada en vigencia del nuevo informe cuatrienal de tasa de costo de capital a que se refiere el Artículo 180 antes indicado.

Con ocasión del informe al que se refiere el Artículo 22 del presente reglamento, la Comisión deberá fijar las tasas de costo de capital de la Empresa Concesionaria para la nueva Zona de Concesión aplicables al año calendario para el que se está realizando el chequeo de rentabilidad y para el año siguiente, considerando para ello el factor individual por Zona de Concesión, determinado de conformidad a lo dispuesto en el inciso precedente, el valor del premio por riesgo de mercado y el valor del riesgo sistemático establecidos en el respectivo Informe Técnico de Tasa de Costo de Capital cuatrienal que fija la tasa de costo de capital vigente, y el valor de la tasa libre de riesgo contenida en la actualización señalada en el Artículo 190 precedente, según corresponda.

TÍTULO V

DE LOS REGISTROS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA

Artículo 193. La Comisión abrirá, por el plazo de un mes, el Registro de Participación Ciudadana, en el que podrán inscribirse toda persona, natural o jurídica, con interés en participar en el respectivo proceso.

Tratándose del Registro de Participación Ciudadana del proceso regulado en el Párrafo 3 del Título V de la Ley y en el Título III del presente reglamento, dicha inscripción se abrirá en un plazo máximo de veinte días, contados desde la comunicación de la resolución de la Comisión que fije el exceso de la rentabilidad económica máxima de una Empresa Concesionaria, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 22 del presente reglamento o, a lo menos, diecinueve meses antes del término del período de vigencia de las tarifas del Servicio de Gas y Servicios Afines sujetos a fijación de precios de una empresa de distribución.

Por su parte, tratándose del Registro de Participación Ciudadana del proceso regulado en el artículo 32 de la Ley y en el Título IV del presente reglamento, dicha inscripción se abrirá con una anticipación de, al menos, seis meses antes del término de vigencia de la tasa de costo de capital.

Artículo 194. La convocatoria para inscribirse en el Registro de Participación Ciudadana se llevará a cabo mediante la publicación de un aviso en el Diario Oficial y en un medio de circulación nacional y en el sitio web de la Comisión. Tratándose del proceso regulado en el Párrafo 3 del Título V de la Ley y en el Título III del presente reglamento, adicionalmente deberá realizarse una publicación en un medio de circulación en la Zona de Concesión de la Empresa Concesionaria sujeta a tarificación.

Los avisos a que se refieren el inciso precedente deberán contener, a lo menos, la información relativa al proceso de que se trata, los antecedentes que deberán acompañarse según la

naturaleza del solicitante, el plazo para su presentación y el medio o plataforma digital dispuesta para efectos de su recepción.

Artículo 195. Las personas naturales o jurídicas interesadas en inscribirse en el Registro de Participación Ciudadana, deberán acompañar la siguiente documentación cuando corresponda, según la naturaleza del solicitante:

- a) Nombre o razón social y nombre de fantasía, si corresponde.
- b) Copia del rol único tributario o cédula nacional de identidad del interesado.
- c) Copia de los estatutos vigentes y de su inscripción en el registro correspondiente, con certificado de vigencia no inferior a un mes contado desde la fecha de presentación de la solicitud.
- d) Copia de la personería vigente del representante legal de la persona jurídica.
- e) Dirección de correo electrónico que servirá para los efectos de las futuras notificaciones, comunicaciones y/o actuaciones derivadas del respectivo procedimiento.

Las personas naturales o jurídicas que no presenten los antecedentes requeridos o los presenten fuera del plazo en que se encuentre abierto el Registro de Participación Ciudadana no serán inscritas en el mismo.

Artículo 196. Recibida la solicitud de inscripción dentro del plazo a que se refiere el inciso primero del Artículo 193 del presente reglamento, la Comisión revisará los antecedentes presentados y si ésta no cumple con todos los requisitos exigidos por el artículo anterior, se requerirá por correo electrónico al solicitante para que, en el plazo que la Comisión le indique, subsane la falta o acompañe los antecedentes respectivos, debiendo indicarle al solicitante que, en caso contrario, se le tendrá por desistido de su solicitud de inscripción. La información faltante o corregida según corresponda, deberá ser presentada por el solicitante en formato digital a través del medio o plataforma electrónica dispuesta por la Comisión para esos efectos.

Artículo 197. La constitución del Registro de Participación Ciudadana, con los Participantes incorporados al mismo, se aprobará mediante resolución de la Comisión, la que se notificará a los Participantes inscritos y se publicará en el sitio web institucional.

Artículo 198. Tratándose del Registro de Participación Ciudadana del proceso regulado en el Párrafo 3 del Título V de la Ley y en el Título III del presente reglamento, los Participantes tendrán derecho a realizar observaciones a las BTA y al Estudio de Costos, así como presentar discrepancias ante el Panel, según corresponda.

Artículo 199. Por su parte, tratándose del Registro de Participación Ciudadana del proceso regulado en el artículo 32 de la Ley y Título IV del presente reglamento, tendrán derecho a realizar observaciones al informe técnico preliminar al que se refiere el Capítulo II del referido Título. En caso de subsistir discrepancias relativas al valor de la Tasa de Costo Anual de Capital, presentarlas al Panel.

Artículo 200. Las notificaciones y comunicaciones a las Empresas Concesionarias y a los Participantes podrán efectuarse a través de medios electrónicos, de acuerdo a la información que contenga el Registro de Participación Ciudadana.

Artículo 201. El Registro de Participación Ciudadana tendrá vigencia hasta la publicación del Informe Técnico de Tasa de Costo de Capital al que se refiere el inciso final del artículo 32 de la Ley y el Artículo 180 del presente reglamento o hasta la publicación del informe técnico definitivo al

que se refiere el inciso final del artículo 40-P de la Ley y el inciso final del Artículo 118 del presente reglamento, según corresponda”.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo primero. A efectos de establecer las comunicaciones y notificaciones a través de correo electrónico entre la Comisión y las Empresas Concesionarias, en los términos establecidos en la Ley de Servicios de Gas y en el Artículo 5 del artículo único del presente decreto, las referidas empresas deberán comunicar a la Comisión sus direcciones de correo electrónico, en un plazo máximo de diez días, contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

Artículo segundo. El chequeo de rentabilidad correspondiente al año calendario 2018, se efectuará de conformidad a las normas de la Ley y las que el presente decreto incorpora para todas aquellas etapas del chequeo de rentabilidad que no se hubiesen iniciado al momento de la publicación del mismo en el Diario Oficial.

Artículo tercero. Para el tercer chequeo de rentabilidad que se efectúe de conformidad a lo dispuesto en la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al ejercicio del año calendario 2018, la tasa máxima de rentabilidad permitida para el trienio móvil precedente será de cuatro puntos porcentuales por sobre el promedio simple de los últimos tres años de la tasa de costo de capital. Para el cuarto chequeo de rentabilidad, dicha tasa máxima para el trienio móvil correspondiente será de tres coma cinco puntos porcentuales por sobre el promedio simple de los últimos tres años de la tasa de costo de capital.

Artículo cuarto. Los gastos de comercialización eficientes asociados a la captación y conexión de nuevos clientes, a los que se refiere el Artículo 44 del artículo único del presente decreto, que hayan sido efectuados durante los últimos diez años anteriores a la vigencia de la ley N° 20.999, serán considerados como gastos amortizables en un periodo de diez años, contados desde su desembolso para efectos de los sucesivos chequeos de rentabilidad, de conformidad a lo informado por las Empresas Concesionarias, en virtud de lo dispuesto en el artículo sexto transitorio de la referida ley y a lo dispuesto en las Resoluciones Exentas CNE N° 772, 773, 774, 775 y 776, todas de 2017, de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo quinto. El primer proceso de determinación del VNR de los bienes de las Empresa Concesionarias por Zona de Concesión que se efectúe en conformidad al reglamento contenido en el artículo único del presente decreto, corresponderá al periodo cuatrienal de los años 2022 a 2025. En consecuencia, la determinación del VNR de los bienes eficientes de las Empresas Concesionarias por Zona de Concesión que se considerarán para lo que reste del cuatrienio correspondiente a los años 2018 a 2021, serán aquellos definidos en las Resoluciones Exentas N°751, 752, 753, 754 y 755, todas de 2017, de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo sexto. El primer proceso de determinación de la tasa de costo de capital que se defina para los fines establecidos en la Ley de Servicios de Gas y el reglamento contenido en el artículo único del presente decreto, corresponderá al periodo cuatrienal de los años 2022 a 2025. En consecuencia, la tasa de costo de capital que se considerará para el tiempo que reste del cuatrienio correspondiente a los años 2018 a 2021, será aquella definida en la Resolución Exenta N° 426, de 2017, de la Comisión Nacional de Energía, considerando las actualizaciones que se efectúen a la tasa libre de riesgo, de conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas.

Artículo séptimo. Para el primer proceso de determinación de la tasa de costo de capital que se efectúe de conformidad a las normas del reglamento contenido en el artículo único del presente decreto, correspondiente al cuatrienio de los años 2018 a 2021, el coeficiente de variabilidad del volumen de venta de gas asociado al concepto de riesgo estabilidad del negocio, al que se refiere el inciso tercero del Artículo 187 del artículo único del presente decreto, se calculará considerando los últimos cinco años de operación de la Empresa Concesionaria en la Zona de Concesión y para

aquellas Empresas Concesionarias que tengan menos de cinco años de operación en la Zona de Concesión, el concepto de riesgo de estabilidad del negocio será valorizado con un puntaje equivalente a riesgo alto, de conformidad a lo establecido en la tabla contenida en el inciso segundo del referido artículo.

Artículo octavo. Para aquellas Empresas Concesionarias en una determinada Zona de Concesión, que a efectos de la determinación del componente de costo de intereses intercalarios, se les haya considerado en el Informe Técnico Cuatrienal de VNR vigente, correspondiente al cuatrienio de los años 2018 a 2021, que la diferencia entre el inicio de pagos por la construcción de la obra y la puesta en servicio es inferior o igual a un año y, por tanto, no les correspondía que se les reconocieran intereses intercalarios adicionales asociados a dicha obra, no se les considerarán en los chequeos de rentabilidad anuales los ingresos originados por el rezago en el reconocimiento de los flujos mensuales al 31 de diciembre del año sujeto a chequeo de rentabilidad, señalado en el artículo 29 del artículo único del presente decreto, mientras el Informe técnico de VNR mencionado se encuentra vigente. Lo anterior será igualmente aplicable a las incorporaciones anuales que se hagan al VNR establecido para la respectiva Empresa Concesionaria por Zona de Concesión.

Artículo noveno. A aquellas Empresas Concesionarias que, en virtud de lo dispuesto en el artículo duodécimo transitorio de la ley N° 20.999, se les haya determinado el costo del gas asociado a contratos de compra de gas, vigentes al momento de publicación de la ley N° 20.999 en el Diario Oficial, se les mantendrá el referido costo mientras no suscriban nuevos contratos o modifiquen sus contratos de compra de gas suscritos con empresas de su mismo grupo empresarial o a con personas o entidades relacionadas en los términos señalados en la ley N° 18.045, de Mercado de Valores, para los efectos establecidos en la Ley de Servicio de Gas y el presente reglamento.

Artículo décimo. El proceso de tarificación del Servicio de Gas y Servicios Afines de la empresa distribuidora de Gas de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, iniciado en conformidad a lo dispuesto en el artículo segundo transitorio de la ley N° 20.999, se regirá por lo dispuesto en la Ley de Servicios de Gas y las normas del presente reglamento. No obstante lo anterior, los términos que hubiesen empezado a correr, y las actuaciones y diligencias que ya estuvieran iniciadas, se regirán por lo dispuesto en la Ley de Servicios de Gas y en la Resolución Exenta N° 445, de 16 de agosto de 2017, de la Comisión Nacional de Energía.

ANÓTESE, TÓMESE RAZÓN Y PUBLÍQUESE

SEBASTIÁN PIÑERA ECHENIQUE
PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

SUSANA JIMÉNEZ SCHUSTER
MINISTRA DE ENERGÍA