

Contacto CONAMER

615-CIS-AMMOR-BOM222986

De: Torres, Alberto <ATorres@IENova.com.mx>
Enviado el: jueves, 18 de agosto de 2022 11:20 a. m.
Para: Contacto CONAMER
CC: cofemer@cofemer.gob.mx
Asunto: Manifestaciones al Anteproyecto del Expediente 65/0013/250722
Datos adjuntos: 3.7 Ejemplo Flujo Mecanismo Supervision.xlsx; 3.1 CAPM nueva formula.xlsx; 3.2 Calculo de Parametros Externos.xlsx; 3.3 Calculo de Parametros Internos.xlsx; 3.4 CAI ejemplo numerico.xlsx; 3.5 Flujo Reexpresion Activos.xlsx; 3.6 Caso Practico. Mecanismo Supervision.xlsx; escrito.zip

Buenas tardes:

Me permito adjuntar los comentarios de Ecogas México, S. de R. L. de C. V. al Expediente 65/0013/250722, que contiene el Anteproyecto "Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por medio de ducto de Gas Natural" ingresados por la Comisión Reguladora de Energía con fecha de apertura del 25/07/2022.

Agradeceremos sean tomados en cuenta.

Atentamente,



Alberto Torres
Director
www.ecogas.com.mx
Tel. / +52 (614) 442-1818 Ext. 602

Por el presente correo usted garantiza que destinará la información únicamente para cumplir con las finalidades establecidas en el Aviso de Privacidad de Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V. (<http://www.ienova.com.mx/privacidad.php>). Si usted utiliza o le da una finalidad distinta a dicha información, reconoce que IENova no será responsable y usted se compromete a sacar en paz y a salvo a IENova de cualquier litigio o conflicto derivado del mal uso de la información contenida en este mensaje. El presente documento electrónico y sus anexos, contienen información confidencial y exclusiva para el destinatario. Si usted no es el destinatario, no está autorizado a leer, copiar o usar este documento y sus anexos. Si usted ha recibido este documento electrónico por error, favor de notificar al remitente por este mismo conducto y al correo electrónico tuprivacidad@ienova.com.mx y proceda a eliminarlo.



Ciudad de México, a 18 de agosto de 2022.
ECO-000816/22

DR. ALBERTO MONTOYA MARTÍN DEL CAMPO
COMISIONADO NACIONAL
COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA
Blvd. Adolfo López Mateos No. 3025
Col. San Jerónimo Aculco, CP 10400
Ciudad de México

ASUNTO: Análisis sobre la consulta pública asociada a las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de gas natural (Anteproyecto) propuestas por la Comisión Reguladora de Energía.

PROMOVENTE: Ecogas México, S. de R.L. de C.V.

MARCO ALBERTO TORRES GARCÍA, en mi carácter de Representante Legal de la Sociedad denominada **Ecogas México, S. de R.L. de C.V. ("ECOGAS")**, personalidad que acredito ante esa Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (la "**CONAMER**"), señalando como domicilio para oír y recibir notificaciones el ubicado en Paseo de la Reforma 342 piso 24, Colonia Juárez, C.P. 06600, Alcaldía Cuauhtémoc, Ciudad de México, y autorizando para tales efectos a los señores Sergio Romero Orozco, Jesús Alvelais Licón, Alejandro Larenas Martínez, Alma Azucena Martínez Martínez, Susana Mancera Chávez, Francisco Javier Hernández Martignon y Guillermo Arteaga Gaona, respetuosamente comparezco para exponer lo siguiente:

Hago referencia al Anteproyecto que la Comisión Reguladora de Energía (la "**Comisión**") presentó ante la CONAMER el 25 de julio de 2022, referente a las *Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de gas natural* (las "**DACG**"), mediante el cual solicitó un Análisis de Impacto Regulatorio de Alto Impacto.

Después de realizar un análisis a las DACG, mi representada identificó diversos elementos que ameritan una revisión más detallada por parte la Comisión y los permisionarios de sistemas de distribución de gas natural en México, a efectos de contar con una regulación que permita el desarrollo de las redes de distribución de gas natural en el país y el alcance del servicio a un mayor número de usuarios.

Por lo anterior, se adjuntan al presente escrito los siguientes Anexos con el propósito de dar mayores elementos de análisis a la Comisión:

- **Anexo 1. Manifestaciones sobre la Mejora Regulatoria del Anteproyecto**, mediante el cual se exponen diversos argumentos como parte del análisis del costo—beneficio que tendría la implementación de las DACG propuestas por la Comisión ante la CONAMER, con base en el Artículo 8 de la Ley General de Mejora Regulatoria ("**LGMR**").
- Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

- **Anexo 2. Reflexión Metodológica**, mediante el cual se manifiestan diversos comentarios generales, conceptuales, económicos, regulatorios y legales relativos a las DACG, así como algunas consideraciones referentes a las condiciones de seguridad jurídica, claridad y transparencia en la elaboración y aplicación de las Regulaciones, Trámites y Servicios propuestos en las DACG.
- **Anexo 3. Manifestaciones sobre el análisis metodológico, económico y financiero**, mediante el cual se esclarecen las inconsistencias metodológicas que la Comisión propone en las DACG.
 - Anexo 3.1 CAPM nueva fórmula
 - Anexo 3.2 Cálculo de Parámetros Externos
 - Anexo 3.3 Cálculo de Parámetros Internos
 - Anexo 3.4 CAI Ejemplo numérico
 - Anexo 3.5 Flujo Reexpresión Activos
 - Anexo 3.6 Caso Practico. Mecanismo Supervisión
 - Anexo 3.7 Ejemplo Flujo Mecanismo Supervisión
- **Anexo 4. Dudas Generales**, mediante el cual se listan diversas preguntas con relación a los apartados de las DACG.

Finalmente, es intención de mi representada hacer notar su completa disposición ante la CONAMER y Comisión para aclarar cualquier duda o inquietud que pudiera surgir de este análisis, y trabajar de manera conjunta para asegurar que la regulación aplicable permita alcanzar los objetivos regulatorios mencionados en el presente escrito, y garantizar la prestación del servicio en condiciones favorables para los usuarios.

Por lo anteriormente expuesto, respetuosamente solicito a la CONAMER:

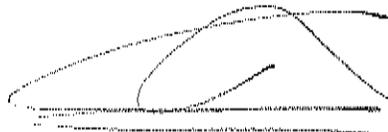
- Primero.-** Tener por presentado en nombre y representación de **Ecogas México, S. R.L. de C.V.**, señalando como domicilio para oír y recibir toda clase de notificaciones y documentos el indicado en el proemio del presente escrito.
- Segundo.-** Tener por autorizadas a las personas que se indican para los efectos mencionados.
- Tercero.-** Tener por presentadas las manifestaciones de Ecogas México, S. R.L. de C.V. al *Anteproyecto de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de gas natural* propuestas por la Comisión Reguladora de Energía.
- Cuarto.-** Tener a bien analizar las inconsistencias metodológicas observadas en el *Anteproyecto de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de gas natural*, y los riesgos que conllevaría su implementación en el mercado, de conformidad con lo expuesto en el presente escrito.
- Quinto.-** Reiterar la buena fe y completa disposición de mi representada para trabajar conjuntamente con la CONAMER y la Comisión Reguladora de Energía en el análisis del *Anteproyecto de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de gas natural*, a efectos de garantizar que la regulación aplicable a la prestación del servicio sea robusta, segura, jurídica y técnicamente viable para los usuarios y permissionarios.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Sexto.- Tener por confidencial la información contenida en el presente escrito. Lo anterior, con fundamento en los artículos 1, 2, 3, 113 y 117 de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública, el artículo 116 de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública, los artículos 1, 2 fracción II y 163 al 169 de la Ley Federal de Protección a la Propiedad Industrial, y demás relativos y aplicables.

Protesto lo Necesario

Ecogas Mexico, S. de R.L. de C.V.



MARCO ALBERTO TORRES GARCÍA

Representante Legal

Anexo 1

Manifestaciones a la Mejora Regulatoria de las DACG

En el presente documento se desarrollan diversos argumentos respecto a los resultados empleados como parte del análisis del costo—beneficio que tendría la implementación del Anteproyecto de regulación presentado por la Comisión Reguladora de Energía (“la Comisión”) ante Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (“CONAMER”), con base en el Artículo 8 de la Ley General de Mejora Regulatoria (“LGMR”).

En el que se indica que, entre otros, son objetivos de la política de mejora regulatoria el procurar que las regulaciones que se expidan generen beneficios superiores a los costos y produzcan el máximo bienestar para la sociedad, así como promover la eficacia y eficiencia de la Regulación, Trámites y Servicios de los sujetos obligados; procurar que las regulaciones no impongan barreras al comercio internacional, a la libre concurrencia y la competencia económica; generar seguridad jurídica, claridad y transparencia en la elaboración y aplicación de las regulaciones, trámites y servicios; simplificar y modernizar los trámites y servicios; mejorar el ambiente para hacer negocios; promover la participación de los sectores público, social, privado y académico en la mejora regulatoria; facilitar a las personas el ejercicio de los derechos y el cumplimiento de sus obligaciones; facilitar el conocimiento y el entendimiento por parte de la sociedad, de la regulación, mediante la accesibilidad y el uso del lenguaje claro; coadyuvar en las acciones para reducir el costo económico derivado de los requerimientos de trámites y servicios, establecidos por parte de los sujetos obligados, y diferenciar los requisitos, trámites y servicios para facilitar el establecimiento y funcionamiento de las empresas según su nivel de riesgo, considerando su tamaño, la rentabilidad social, la ubicación en zonas de atención prioritaria, así como otras características relevantes para el país.

Una vez expuesto los objetivos generales de la LGMR, a continuación, se detallan las omisiones encontradas en el proceso iniciado por la Comisión:

- La Comisión manifiesta que este Anteproyecto es una mejora regulatoria, pero a la vez amplía los plazos para sus procesos de revisión, pasando a plazos más extensos, por ejemplo:
 - El plazo para aprobación de tarifas quinquenales que era de 90 días hábiles pasa a al menos 100 días hábiles con la incorporación de la admisión a trámite.
 - El plazo para realización de los ajustes anuales de inflación pasa de 15 días hábiles a 30 días hábiles.
 - Incluso existen procesos en los cuales la Comisión no limita el tiempo de revisión, como es el cumplimiento del Límite de Rentabilidad Máxima (“LRM”), ya la comisión establece una fecha máxima de entrega de información a los permisionario (último día de mayo), pero no un plazo máximo para su revisión.

Si la CRE considera que el nuevo esquema regulatorio será más sencillo, práctico y menos oneroso para el regulador y regulado; en congruencia, deberían de disminuir los plazos de aprobación y supervisión en lugar de ampliarlos.

- Otro punto para destacar es, dentro del formulario que la Comisión entrega ante CONAMER para la Medición del Impacto Regulatorio, en su "Apartado VI. Consulta pública", la pregunta 18 se cuestiona: "¿Se consultó a las partes y/o grupos interesados para la elaboración de la regulación?"; la Comisión tiene a bien responder haciendo alusión a la presentación que hizo de una versión previa del Anteproyecto puesta en consulta pública a los particulares en el año 2019 (expediente 65/0040/0611181) ("**Anteproyecto 2019**").

Al respecto cabe recordar, que en los comentarios finales al Anteproyecto de 2019, la industria de distribución de gas natural hizo notar que dicho Anteproyecto no cumplía con el objetivo principal planteado, que correspondía a la "Migración de un esquema de Tarifa Máxima a uno de Límite de Rentabilidad Máxima", toda vez que en las modificaciones planteadas por la Comisión para ese Anteproyecto de 2019, se regulaba la rentabilidad obtenida por el permisionario y se mantenía la regulación de Tarifas Máximas, lo que resultaría en una doble regulación, hecho que no ha cambiado y cuyas afectaciones se agudizan aún más en el presente Anteproyecto al que se adiciona una mayor carga regulatoria, riesgos e incertidumbres.

De hecho, La CONAMER en su dictamen preliminar del 24 de junio de 2019 explicitó, quedar en espera de que la Comisión se pronunciara sobre el total de los comentarios derivados de la propuesta regulatoria, así como las observaciones vertidas en aquel dictamen preliminar y a que se realizaran las modificaciones que correspondían, acciones que a la fecha no se han llevado a cabo por parte de la Comisión.

Por lo anterior mente descrito, la Comisión no ha cerrado el ciclo de comentarios de aquel proceso, sino que mantuvo las afectaciones sobre las cuales se manifestó la industria de distribución de gas natural al no existir modificaciones a la metodología.

Como se plantea en el presente documento, no se observa que la regulación que plantea el Anteproyecto mejore ninguno de los aspectos ya comentados desde 2019, ya que hay mayor carga regulatoria y mayores plazos de resolución de la Comisión y además el mecanismo de supervisión anual en los términos y fórmulas planteadas llevarán a fuertes ajustes y volatilidad de las tarifas que afectarán el servicio actual y desalentarán inversiones en desarrollo de infraestructura de la industria, así como omisiones matemáticas y financieras importantes.

- Ahora bien, centrándonos únicamente en lo establecido en el presente Anteproyecto, respecto al objetivo de generar seguridad jurídica, claridad y transparencia en la elaboración y aplicación de las regulaciones, trámites y servicios, que se menciona en la LGMR, se identificó que la Comisión contempla la creación de 5 (cinco) Trámites y 10 (diez) Acciones Regulatorias ("AR"), la simplificación de 1 (un) Trámite, la modificación de 2 (dos) Trámites, la eliminación de 9 (nueve) Trámites y de 17 (diecisiete) AR, creación de 26 (veintiséis) acciones regulatorias que no resultan cuantificables y 1 (una) más que se mantiene vigente.

Con base a lo anterior se elimina un trámite y se aumentan 20 Acciones Regulatorias:

¹ <https://cofemersimir.gob.mx/expedientes/22483>
Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Acción CRE	Trámites	Acciones Regulatorias
Creación	5	36
Simplificación	1	
Modificación	2	
Mantiene		1
Total nuevo esquema	8	37
Eliminación	9	17
Mejora regulatoria	-1	20

* De las 26 Acciones Regulatorias creadas, 26 son no cuantificables

Inconsistencia en el procedimiento

1. Se observa que el "Anexo 1 Cumplimiento del acuerdo", la Comisión justifica el Anteproyecto con el "Acuerdo que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo " (el Acuerdo Presidencial), el cual fue derogado el 18 mayo de 2018 con la publicación de la Ley General de Mejora Regulatoria (LGMR), por lo tanto el Anteproyecto debe observar y tener un diseño de acuerdo a lo establecido en la LGMR, que busque generar beneficios superiores a los costos y produzcan el máximo bienestar para la sociedad, así como fortalecer la competencia económica de las empresas y la libre competencia, entre otros. Se estima necesaria la justificación jurídica adecuada y vigente por parte de la Comisión, que brinde certeza jurídica.
2. Adicionalmente, la Comisión también utiliza el Acuerdo Presidencial como justificación del Anteproyecto en el apartado *Calidad Regulatoria* del formulario *MIR de alto Impacto con Análisis de impacto en la competencia*.
3. Adicionalmente, en el considerando QUINTO y DECIMOCTAVO del documento "ACUERDO DACG Tarifas de Distribución.docx" ("**Acuerdo que expedirá las DACG**"), mediante el cual se pretende expedir el Anteproyecto, la Comisión hace referencia al Acuerdo Presidencial, en específico a su artículo Quinto el cual establecía que para la expedición de nuevos actos administrativos de carácter general, se deben indicar expresamente en el acto correspondiente, las dos obligaciones regulatorias o los dos actos que se abrogarán o derogarán y que se refieran a la misma materia o sector económico regulado, el cual fue sustituido por el artículo 78 de la LGMR que establece lo siguiente:

"Artículo 78. Para la expedición de Regulaciones, los Sujetos Obligados deberán indicar expresamente en su Propuesta Regulatoria, las obligaciones regulatorias o actos a ser modificados, abrogados o derogados, con la finalidad de reducir el costo de cumplimiento de los mismos en un monto igual o mayor al de las nuevas obligaciones de la Propuesta Regulatoria que se pretenda expedir y que se refiera o refieran a la misma materia o sector regulado."
4. Al hacer referencia a un Acuerdo Presidencial derogado, no tendría ninguna validez jurídica, ya que todos los argumentos vertidos y referenciados hacia este, se encuentran invalidados por el hecho de tener más de 4 años sin ámbito de aplicación, por lo anterior, se solicita que la CRE, justifique el Anteproyecto con la legislación vigente y correspondiente, con la finalidad de mantener la certeza jurídica necesaria dentro de este proceso.
5. Así mismo, el artículo NOVENO de las Disposiciones Transitorias del Anteproyecto deja sin efectos la Directiva sobre la Determinación de tarifas y el traslado de precios para las Actividades Reguladas

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007 ("**Directiva de Tarifas**"), a excepción los numerales 21 y 39, hasta en tanto "... *se expidan y entren en vigor las DACG de Servicios de Distribución*". Sin embargo, el acuerdo SEGUNDO del Acuerdo que expedirá las DACG, deroga la Directiva de Tarifas en su totalidad, indicando, entre otros, que el trámite CRE-19-012-H "Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Informe anual", fundamentado en el numeral 39 de dicha directiva², queda sin efectos para los distribuidores de gas natural. Así mismo, en la Tabla 1 del "Anexo 1 Cumplimiento del acuerdo", indica que se deja sin efectos el "TRAMITE 15. (CRE-19-012-H) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Informe anual". Esto último se indica también en la página 3 del documento "Anexo 4. AIR de Alto Impacto versión Final.docx".

6. Por lo anterior, la regulación a emitir no brinda certeza jurídica dado que se observa discrepancia entre los documentos "*Acuerdo que expedirá las DACG*", "*Anexo 1 Cumplimiento del acuerdo*", "*Anexo 4. AIR de Alto Impacto versión Final*" y el *Anteproyecto*, ya que mientras los tres primeros indican que el trámite CRE-19-012-H quedará sin efecto, el Anteproyecto indica que el numeral 39 de la Directiva de Tarifas se mantendrá hasta la expedición de las DACG de Servicios de Distribución, por lo que no se cumple con lo establecido en el último párrafo del artículo 68 de la LGMR, que establece "*Las Propuestas Regulatorias indicarán necesariamente la o las Regulaciones que pretenden abrogar, derogar o modificar, en términos del artículo 78 de esta Ley. Lo anterior deberá quedar asentado en el Análisis de Impacto Regulatorio*".
7. Finalmente, en cuanto a la obligación de publicar la Lista de Tarifas Máximas, el Acuerdo que expedirá las DACG indica que se elimina el trámite, pero el Anteproyecto en su disposición 3.45 menciona que deberán ser publicadas en el DOF o en Boletín Electrónico (BE), mientras que en el numeral 5.1 establece que deberán ser publicadas únicamente en el BE. Posteriormente en el inciso V de la disposición 11.4 se establece que la Lista de Tarifas Máximas deberán ser publicadas, pero sin indicar en donde y finalmente en el Transitorio NOVENO mantiene vigente la obligación establecida en el numeral 21 de la Directiva de Tarifas de publicar en el DOF en tanto no se emitan las DACG de Servicios de distribución, con lo cual crea una confusión interpretativa que no brinda la certeza jurídica necesaria, siendo contradictoria a lo largo de los diversos documentos que integran el expediente en CONAMER.

Simplificación de trámites o eliminación de derechos

La Comisión en el documento de "Anexo 5. Análisis Costo – Beneficio", afirma que ha eliminado varios trámites, demostrado así que ha simplificado el proceso de determinación y supervisión tarifaria.

Sin embargo, el hecho de que la Comisión elimine algún trámite, no siempre se traduce en una simplificación, sino por el contrario, en algunos casos, lo que esta eliminando es un derecho conferido por la regulación vigente al permisionario, en este apartado se realiza un comparativo entre los trámites que la Comisión anuncia como eliminados, pero que en realidad constituyen una eliminación de los derechos de los permisionarios.

² <https://catalogonacional.gob.mx/FichaTramite?traHomoclave=CRE-19-012-H>
Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

6

ANEXO 1. ANALISIS COSTO-BENEFICIO	CUMPLIMIENTO
<p>Simplificación del Trámite 5 (CRE-19-001-A) Solicitud de aprobación de tarifas iniciales para actividades permisionadas de gas natural, referente a la eliminación de la Proporción de las afectaciones por la inflación en México, y por la Inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio, dictaminadas por un agente externo; con la inclusión de las variables macroeconómicas, como Índice de inflación (INPC), Consumer Price Index (CPI) y tipo de cambio.</p>	<p>El Permisionario identifica una afectación económica, dado que la Comisión ya no permite reflejar en las Tarifas Máximas las variaciones anuales históricas y la proporción de las afectaciones del CPI de EE.UU. y el tipo de cambio, aun cuando se ha demostrado mediante dictámenes de agentes externos que los costos y las inversiones de los Permisionarios se encuentran referenciadas en cierta proporción a estas variables.</p> <p>En la disposición 12.2 fracción de la Directiva de Tarifas, únicamente solicita la identificación de las proporciones de requerimiento de ingresos afectadas por la inflación en México, la inflación en Estados Unidos de América y las variaciones del tipo de cambio, por lo cual la reducción de este requisito, implicará la eliminación de un mecanismo con el cual, la actual regulación protege al Permisionario de las variaciones del tipo de cambio que afectan sus costos, sin que este tenga ningún mecanismo de protección equivalente con el Anteproyecto.</p> <p>Adicionalmente la Comisión no entrega el documento justificativo que permita a los Permisionarios entender la eliminación del proceso actual.</p> <p>Dado lo anterior, más que considerar una mejora regulatoria, debe señalarse como una eliminación de un derecho que reconoce la dependencia de insumos cotizados y/o influenciados en moneda extranjera.</p> <p>Conclusión: La Comisión nunca fundamenta o justifica ese cambio de paradigma únicamente transfiere el riesgo cambiarlo al Permisionario.</p>
<p>Simplificación del Trámite 5 (CRE-19-001-A) Solicitud de aprobación de tarifas iniciales para actividades permisionadas de gas natural, referente a la eliminación de la presentación del Requerimiento de ingresos proyectado para el periodo de cinco años y de los tres años subsecuentes, identificando la proporción de éste que corresponda a la prestación de los servicios a cada uno de los distintos grupos tarifarios, el cual debe comprender:</p> <p>a) Proyección de costos justificados y prudentes inherentes a la prestación de los servicios, tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los costos de operación y mantenimiento. 	<p>Este requisito no es eliminado, ya que la memoria de cálculo que compruebe que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados propuesta no excede el LRM establecido por la Comisión, es la aprobación de las tarifas iniciales.</p> <p>De hecho este documento deberán contener la información que el Permisionario planea realizar para el periodo regulatorio, en lo referente a proyección de costos, la depreciación de la base de activos, estimación de ingresos, para lo cual se requiere presentar las variables técnicas relativas a usuarios, expansión de red y energía a vehicular, todo esto como insumos para el</p>

Antes	Después
<ul style="list-style-type: none"> • Los gastos generales de administración y ventas. <p>b) Depreciación de la base de activos congruente con el programa de inversiones que propongan los Distribuidores en su plan de negocios, acorde con la normatividad aplicable y los estándares de la industria.</p> <p>c) La mejor estimación posible de los impuestos con base en los resultados proyectados en términos de la legislación aplicable, que resulten congruentes con la situación financiera y fiscal de la empresa y considerando únicamente las actividades sujetas a regulación, sin incluir otros servicios no regulados o la consolidación de resultados financieros con otras empresas controladoras o controladas.</p> <p>d) La estimación de otras contribuciones a cargo del Distribuidor necesarias para la prestación de los servicios, tales como el pago de derechos y aprovechamientos.</p> <p>e) El costo promedio ponderado del capital razonable, tomando en cuenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La rentabilidad esperada. • El costo de la deuda con vencimientos a un año o más sobre la fecha de emisión. • El costo del capital contable. • En su caso, el costo de las acciones preferenciales. <p>El costo de otros instrumentos financieros.</p>	<p>cálculo y comprobación de que la propuesta del Permisionario no excede el LMR.</p> <p>Tan es así, que en cuanto a la simplificación del trámite se entendería que, al lograrlo, la CRE debería reducir el tiempo de análisis y resolución de éste, sin embargo, en la disposición 4.5 del Anteproyecto se incrementa a los plazos establecido en el artículo 83 del Reglamento al que se refieren las actividades a la que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, la admisión a trámite, con lo que incrementa el periodo de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados hasta 20 días hábiles.</p> <p>Conclusión no se elimina el proceso dado que no queda explícita la reducción de los requisitos del Requerimiento de Ingresos, si es explícito el incremento de los plazos de análisis y resolución para el proceso que lo sustituiría.</p>
<p>Eliminación del Trámite 11. (CRE-19-031-A) Solicitud de ajustes de tarifas máximas por erogaciones extraordinarias para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural, referente a la elaboración de la solicitud de ajuste de tarifas máximas por erogaciones extraordinarias y su envío a través de los medios electrónicos determinados por la Comisión</p>	<p>Al eliminar este trámite se está retirando al Permisionario el derecho de solicitar ajustes en tarifas máximas por erogaciones extraordinarias debidas a cambios de circunstancias no atribuibles a los Permisionarios o por cambios en la normatividad aplicable, como se establece en la disposición 24 de la Directiva de Tarifas, por ejemplo: inversiones adicionales que no consideren las Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados y que deriven de cambios en Normas Oficiales Mexicanas o contingencias no previstas.</p> <p>Por lo cual, la eliminación de este trámite lejos de considerarse una mejora regulatoria representa la eliminación de un derecho al Permisionario, previsto para hacer frente a algún cambio como por ejemplo en su momento fue, el incremento de la tasa de impuesto sobre la renta (ISR) en el año 2010.</p>

Anexo 5. Análisis Costo - Beneficio	Comentarios
	<p>Conclusión: El Anteproyecto no establece que el permisionario tenga la flexibilidad de recuperar esas erogaciones a través de las tarifas máximas, ya que estas podrán actualizarse únicamente por el Índice Nacional de Precios al Consumidor una vez al año (Apartado Quinto) y por lo tanto se pierde certeza regulatoria actual.</p>

Costos de cumplimiento

De conformidad con el "Anexo 5. Análisis costo – Beneficio", la Comisión busca un menor costo de cumplimiento en relación de los trámites y acciones regulatorias, en comparación con lo establecido en la regulación vigente, contenida en la Directiva de Tarifas y la Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-002-1996 ("**Directiva de Contabilidad**"), indicando ahorros significativos con la emisión del Anteproyecto, sin embargo, del análisis realizado por la Comisión se deben hacer las siguientes precisiones.

Anexo 5. Análisis Costo - Beneficio	Comentarios
<p>Disminución de costos por dejar sin efectos el Trámite 15 (CRE-19-012-H) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Informe anual, por \$65,039.36 pesos.</p> <p>Este trámite está fundamentado en el numeral 39 de la Directiva de Tarifas.</p>	<p>A pesar de que la Comisión indica que no se entregará el Informe anual, el cambio regulatorio no es tangible ya que en el Transitorio noveno se indica que quedará vigente el numeral 39 de la Directiva de Tarifas DIR-GAS-001-2007, hasta en tanto se expidan y entren en vigor las DACG del Servicios de Distribución para las cuales no existe una fecha de emisión determinada, por lo cual no se le puede atribuir una disminución del costo ya que no se sabe qué tipo de reportes solicitarán las DACG del Servicio de Distribución.</p> <p>Adicionalmente, es de notar que el "Apartado Sexto. Entrega de Información" del Anteproyecto especifica la información anual que deberá entregar el permisionario, sin menoscabo de los formatos publicados por la Comisión en su sitio de internet el pasado 7 de junio de 2022 en los que requiere un detalle exhaustivo de información, la que en su mayoría es la que indica que es eliminada con el Trámite 15.</p>
<p>Simplificación del Trámite 5. (CRE-19-001-A) Solicitud de aprobación de tarifas iniciales para actividades permisionadas de gas natural, se indica una reducción 20 requisitos a 9, lo que implica una reducción del 71.3% del costo al pasar de \$961,597.17 pesos a \$275,844.26 pesos.</p>	<p>El cumplimiento del Trámite 5 considera un pago de aprovechamientos de \$222,491.87 pesos, sin embargo, el pago de aprovechamientos real que el Permisionario ha registrado en el último año asciende a \$561,189.00 (Quinientos sesenta y un mil ciento ochenta y nueve pesos 00/100 M.N.), con lo</p>

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

	<p>cual se observa que las cifras utilizadas por la Comisión no se encuentran actualizadas y tampoco es congruente con la estimación de un costo de 275,844.26 pesos para la realización de este trámite ya que como se comentó en la sección anterior (¿Simplificación de trámites o eliminación de derechos?), la información a presentar a la Comisión no se elimina en su totalidad ya que será parte de la memoria de cálculo que compruebe que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados que proponga el distribuidor no exceden el LRM establecido por la Comisión.</p>
<p>Disminución de costos por dejar sin efectos el Trámite 9 (CRE-19-004-A) Modificación de títulos de permisos en materia de gas natural, petróleo, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano. Modalidad: Revisión quinquenal de tarifas de gas natural, por \$1,132,412.65 pesos.</p> <p>Dicho trámite está considerado en los numerales 3.3 fracción I inciso b), 22.1, 22.2 y 27.3 de la Directiva de Tarifas, los cuales hacen referencia a tarifas máximas iniciales, revisión quinquenal de tarifas y la determinación de las tarifas máximas iniciales, seis meses antes de que concluya el periodo quinquenal, los costos de las conexiones estándar claramente identificados.</p>	<p>De conformidad al apartado segundo del Anteproyecto, los Distribuidores deberán solicitar a la Comisión la autorización de su Lista de Tarifas Máximas, acompañado del pago de aprovechamientos, deberá presentar la solicitud a más tardar.</p> <p>La admisión a trámite de la solicitud se determinará dentro de los 10 Días Hábiles, la Comisión tendrá un plazo de 90 Días Hábiles contabilizados a partir de la notificación de admisión a trámite.</p> <p>Por lo anterior, se puede afirmar que dicho trámite no es sustituido, ya que al menos en cada periodo regulatorio el Permisionario deberá entregar a la Comisión una Solicitud de aprobación de tarifas un expediente igual y anualmente un reporte más exhaustivo para el Procedimiento de Supervisión. Mas aun cuando, conforme a la Metodología de ajuste, la Comisión puede exigir la modificación de tarifas e incluso del periodo regulatorio (disposiciones 11.6 y 11.7 del Anteproyecto), por lo que se podría pasar de un pago de derechos por revisión tarifaria cada 5 años a un número mayor de pagos debido al mecanismo de ajuste tarifario por exceder la LRM (disposición 11.8 del Anteproyecto).</p>
<p>Disminución de costos por dejar sin efectos el Trámite 10. (CRE-19-028-A) Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural, por \$961,597.17 pesos.</p> <p>Dicho trámite está considerado en los numerales 23.1 y 23.4 de la Directiva de Tarifas, correspondiente a ofrecer nuevos tipos de servicio o generar nuevos grupos tarifarios.</p>	<p>En relación con la supuesta eliminación del Trámite 10 de acuerdo con lo que presenta el portal de pagos "e5cinco" actualmente se realiza un pago de aprovechamientos de \$376,729.00 pesos, en tanto que la Comisión indica que es un pago de \$351,853.17 pesos.</p> <p>Así mismo, se observa que de acuerdo con lo que se estipula en la disposición 4.7 del Anteproyecto "...los Distribuidores podrán ofrecer nuevos Tipos de Servicio o generar nuevos Grupos Tarifarios para responder a</p>

	<p><i>cambios en las circunstancias del mercado en el que operan. Para tales efectos, el Distribuidor deberá presentar, para aprobación de la Comisión, la nueva Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados conforme a las disposiciones 4.1 y 4.2 anteriores", con lo que, el pago de derechos por este trámite deberá de ser incluido (disposición 4.2 del Anteproyecto), por lo tanto, no se observa ningún tipo de reducción del costo.</i></p>
<p>Disminución de costos por dejar sin efectos: Trámites 12 Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural, posterior a la fecha de la propuesta de tarifas máximas, Trámite 13 Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para las actividades de distribución por ductos de gas natural, por circunstancias extraordinarias, Trámite 16 Solicitud de ajuste anual por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural y Trámite 17 Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones, por \$30,487.20 pesos cada trámite.</p>	<p>Al respecto, hacemos notar que los costos relacionados con estos trámites actualmente se encuentran contenidos en el pago por Supervisión Anual, por lo cual actualmente no tiene un costo adicional para el distribuidor, es decir no se podría asumir ningún ahorro. Así mismo la disposición 13.4 del Anteproyecto establece que los Distribuidores podrán solicitar a la Comisión un ajuste sobre su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de acuerdo con el índice de inflación que corresponda al periodo de tiempo transcurrido entre la fecha de expresión de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados al Distribuidor y la fecha en que dé Inicio de operaciones, con lo cual se conservan los mismos derechos con el mismo proceso de elaboración, solicitud y aprobación.</p>

Finalmente, hay trámites que la Comisión no establece en estas tablas de Análisis Costo – Beneficio por que realmente no las tiene cuantificadas, pero que sin duda incrementaran los costos de la prestación del servicio, ya que solicita nuevos reportes como los dictaminados por un contador acreditado ante la SHCP de manera anual como son: notas sobre los Ingresos percibidos en el ejercicio fiscal correspondiente, por el servicio de distribución, diferenciando por tarifas convencionales y tarifas máximas, e indicando la facturación llevada a cabo respecto a cada uno de los grupos tarifarios y el número de usuarios correspondiente, notas sobre los ingresos percibidos en el ejercicio fiscal correspondiente por conexiones (estándar y no estándar), desconexiones y reconexiones, diferenciando por tarifas convencionales y otros cargos regulados, e indicando la facturación de cada uno de los grupos tarifarios y el número de servicios correspondiente, notas sobre los ingresos percibidos en el ejercicio fiscal correspondiente, por penalizaciones, indicando la facturación llevada a cabo respecto a cada uno de los grupos tarifarios y el número de usuarios correspondiente.

Todas estas notas además de la carga regulatoria adicional para el regulado y el regulador requerirán de un costo adicional que, a la fecha no es cuantificable dado que no se le ha pedido a ningún auditor certificado tal nivel de detalle y que deberá ser entregado de manera anual, siendo que información con un detalle similar se solicitaba de manera quinquenal sin requerir cubrir los costos de un auditor acreditado ante la SHCP.

Finalmente, como se indicó, los montos de pago de aprovechamientos que la Comisión argumenta reducir para el Permisionario no coinciden con los montos que arroja el portal "e5cinco" y que actualmente paga el Permisionario, con ello no se puede hacer un cálculo confiable de los ahorros que indica la Comisión.

Con base en lo antes señalado queda en evidencia que no se cumple con el objetivo que establece la LGMR sobre procurar que las regulaciones que se expidan permitan llevar el servicio de distribución a todo tipo de clientes residenciales.

Carga Regulatoria

Si bien la Comisión en el documento de "Anexo 5. Análisis Costo – Beneficio", detecta la creación de nuevos trámites, parece no haber visualizado la carga regulatoria que deberán soportar tanto los regulados como el regulador para cumplir con lo establecido en el Anteproyecto.

Entendiendo que se están haciendo convivir tanto el esquema de regulación de precio tope como el de máxima rentabilidad, es de esperarse que la carga regulatoria también aumentará, dado que por un lado se pretenden aprobar tarifas a priori como se hace actualmente y año con año realizar una revisión del tipo costo de servicio, está última es justo la carga regulatoria que se intenta evitar cuando se utilizan los esquemas de precio tope.

Para clarificar esta situación señalamos diversas disposiciones que hacen notar el incremento en dicha carga regulatoria.

- En el Apartado segundo, disposición 4.3, fracción IV del Anteproyecto, se establece que el Permisionario deberá acompañar la Solicitud de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados con el soporte documental del 100% de la Capacidad Reservada del sistema amparado en el permiso, cuando se solicite la Lista de Tarifas en Base Interrumpible. En este sentido, la Comisión no es clara ni específica con la información que requerirá por lo que el Permisionario, por lo que no puede dimensionar la carga administrativa que esto supondrá, o en su caso, los costos administrativos que puede traer consigo el cumplimiento de este requisito.
- En la "Tabla 16. Requisito adicional respecto al Trámite 8", trámite que no está considerada en la lista de la "Tabla 1. Trámites que se crean y modifican en el Anteproyecto", la CRE indica que: *"se genera un incremento en costo debido al aumento de los requisitos del Trámite 8 sobre en envío de los Estados Financieros Dictaminados e información financiera dentro de las obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos"* en lo que pareciera agregar sólo un requisito, pasando de 4 a 5, sin embargo, el Permisionario observa lo siguiente:
 - En cuanto al requisito *"Estados financieros dictaminados o notas o informes complementarios a los estados financieros dictaminados, de acuerdo a lo establecido en la NIF C-13 o memorias de cálculo, incluyendo la descripción de los parámetros utilizados."* Se observa un incremento de la carga regulatoria al Permisionario, así como en los tiempos de cumplimiento y costos de obtención de la información, ya que las notas y análisis adicionales que los auditores realicen tiene cuotas adicionales a las establecidas para las entregas que actualmente se realizan.
 - Por otro lado, dice establecer el requisito de la *"Balanza de comprobación, al cierre del ejercicio fiscal."*, sin embargo, este requisito ya se presenta en cumplimiento de la disposición 5.2 de la Directiva de Contabilidad, pero es de destacar que el catálogo de cuentas presentado en el Anexo II Criterios Contables del Anteproyecto, se establece un mucho mayor grado de detalle de la información, sin justificar el uso que dará la Comisión a ese detalle exhaustivo, ni considerar que el cambio de sistemas contables y el mayor detalle incrementará su costo de elaboración y mantenimiento.

- En lo referente al requisito *"Reporte de precios de transferencias y el pago de dividendos a partes relacionadas."* Representa una sobre carga regulatoria ya que la Comisión pretende revisar *"...la información para analizar la congruencia interna del desarrollo del sistema de distribución por medio de ducto de Gas Natural conforme a parámetros transacciones con partes relacionadas a precios de mercado, en su caso, la CRE podrá ajustar los Costos OMAV e Impuestos"*, como lo estipula en la disposición 10.7 del Anteproyecto, sin embargo, implicaría una regulación excesiva y por lo tanto mayores costos. Con el esquema que la Comisión pretende implementar, dado que la Comisión realiza una revisión a posteriori con una fijación de tarifas a priori, no sería posible *"ajustar costos OMAV e impuestos"* ya que estos han sido erogados un año antes en todo caso lo que habría sería un desconocimiento OMAV e impuestos ya erogados, conforme a un comparativo que realice la Comisión sobre términos desconocidos para el Permisionario previamente a la erogación de dichos gastos. Utilizar comparativos sobre parámetros de la industria tiene sentido bajo una regulación de incentivos y pero en una de máxima rentabilidad como pretende establecer la Comisión, por las razones económicas expuestas ya en el documento de comentarios.
- En la "Tabla 21. Costo por creación del Trámite 4" se indica que este trámite es *"... respecto a las obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos para la presentación de un informe anual"*, existiendo una contradicción con la "Tabla 1. Trámites que se crean y modifican en el Anteproyecto", en la que se indica que el Trámite 4 se refiere a la *"Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones"*.
- En la "Tabla 22. Costo por creación del Trámite 6" se indica que este trámite *"... respecto a las obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos para la presentación de un informe anual"*, existiendo una contradicción con la "Tabla 1. Trámites que se crean y modifican en el Anteproyecto", en la que se indica que el Trámite 6 se refiere a la *"Solicitud de ajuste Intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural"*.
- Adicionalmente, a las obligaciones presentadas en el documento "Anexo 5. Análisis Costo – Beneficio", el Permisionario identificó que en la fracción III de la disposición 14.1 del Anteproyecto, se agrega al cumplimiento de obligaciones anuales del Permisionario la entrega de la *"La Base de Activos Regulada de acuerdo con el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, con los lineamientos contables, los activos fijos necesarios para la adecuada prestación del Servicio de Distribución, segregando la vida útil, la fecha de adquisición, capitalización y fecha base de re-expresión y el costo nominal de adquisición."*, dicho requisito no se encuentra en el Análisis Costo – Beneficio, pero supone al Permisionario una carga y costo regulatorios no contemplados en dicho análisis. Cabe resaltar que esta información se presenta cada cinco años con la revisión quinquenal de tarifas y ahora se presentará cada año, por lo que el costo actual, se multiplica por cinco.

CONCLUSIONES

Con los resultados del análisis presentado, se concluye que el Anteproyecto presentado por la Comisión no cumple con los objetivos de la política de mejora regulatoria planteados en la LGMR ya que no se genera un beneficio superior a los costos, no genera el ambiente para hacer negocios, no genera seguridad jurídica, claridad y transparencia en la aplicación de regulaciones, trámites y servicios de los sujetos obligados, no se simplifican trámites y no facilitaría el ejercicio de los derechos ni el cumplimiento de las obligaciones.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Anexo 2

Reflexión Metodológica sobre las DACG

Vale la pena comenzar este documento de reflexión señalando que la CRE ha planteado que estas DACG tiene como objetivo general actualizar el esquema regulatorio sobre la determinación de las tarifas para la actividad de distribución de gas natural por medio de ducto, a fin de que se propicie que las actividades reguladas se lleven a cabo bajo principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad; se protejan los intereses de los usuarios; se consideren las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación, y se promueva la demanda y el uso racional de los bienes y servicios correspondientes, asimismo, reducir las barreras a la entrada, al disminuir la carga administrativa que enfrentan los Distribuidores en la determinación de sus tarifas y al establecer mecanismos que incentiven la competencia y acceso a la actividad de distribución de gas natural por medio de ducto. También plantea la CRE que las DACG tiene por objetivo disminuir, de manera general, el costo de cumplimiento en materia tarifaria.

Primeramente, debe señalarse que los objetivos planteados por la CRE son convergentes con los objetivos de las empresas distribuidoras de gas natural referentes a contar con una regulación que simplifique y reduzca trámites y costos, tomando en cuenta el interés de los usuarios de contar con un servicio accesible, seguro y amigable con el ambiente, que considere el interés de los inversionistas de tener un retorno razonable y la seguridad de recuperación de su capital, tal como cita las DACG; de contar con una regulación que "... [incluya] *los incentivos que permitan fomentar la competencia en el sector y maximizar la penetración del gas natural en el mercado mexicano, en sustitución de otros combustibles con mayores precios e implicaciones negativas al medio ambiente...*".

En este sentido, se considera que existe espacio para la discusión y las propuestas de manera que se logre una regulación que propicie la consecución de tales objetivos, por lo que celebramos que la CRE este buscando la manera de actualizar la regulación en materia tarifaria para que esta corresponda con la dinámica de mercado actual de la industria de distribución de gas natural por medio de ductos, sin embargo, hacemos notar nuestro extrañamiento en el sentido de que la CRE no haya aceptado la solicitud y ofrecimiento desde hace ya varios años, de compartir y comentar al menos el Marco teórico – económico en que se fundamentaría las nuevas Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG).

Siendo este el espacio que tenemos para comentarios a las DACG, en el presente documento, queremos manifestar los comentarios generales, conceptuales, económicos, regulatorios y legales, mismos que se complementan con un apéndice de comentarios puntuales a las DACG, toda vez que **no representa una mejora regulatoria al mantener la frecuencia de las aprobaciones (quinquenales y anuales) pero con un mayor plazo de resolución e incrementando los costos por cumplimiento y la carga regulatoria por supervisión** mediante requerimiento, por ejemplo, de nuevos reportes especiales.

Es de llamar la atención que dentro del formulario que la CRE requisita ante CONAMER para la Medición del Impacto Regulatorio, en la pregunta 18 del apartado VI en la que se pregunta "*¿Se consultó a las partes y/o grupos interesados para la elaboración de la regulación?*", la CRE hace alusión como segundo grupo interesado a la presentación que hizo de una versión previa de las DACG a los particulares en el año 2019

para consulta pública (expediente 65/0040/061118³), esto como resultado de un primer intento de publicación de la regulación, del cual se obtuvieron diversos comentarios de la industria y de particulares, mismo que se tomaron en cuenta para el desarrollo de la versión final de las DACG. Al respecto cabe recordar, que en los comentarios finales al DACG de 2019 al que la CRE hace alusión, la industria hizo notar que dichas DACG NO cumplía con el objetivo principal planteado, que correspondía a la "Migración de un esquema de Tarifa Máxima a uno de Límite de Rentabilidad Máxima", toda vez que en las modificaciones planteadas por la CRE para esas DACG, se **regula la rentabilidad** obtenida por el permisionario **y se mantiene la regulación de Tarifas Máximas**, lo que resultaría en **una doble regulación**, hecho que no ha cambiado y cuyas afectaciones se agudizan aún más en las presentes DACG al que se adiciona una mayor carga regulatoria, riesgos e Incertidumbres.

A continuación, como resultado de una reflexión metodológica de las DACG, se presentaran los argumentos principales por los cuales ponemos en evidencia que estas DACG no cumple con las condiciones de generar seguridad jurídica, claridad y transparencia en la elaboración y aplicación de las Regulaciones, Trámites y Servicios; simplificar y modernizar los Trámites y Servicios; facilitar el conocimiento y el entendimiento de la Regulación por parte de la sociedad e incluso de la industria, mediante el uso de lenguaje claro y accesible y tampoco coadyuvar en las acciones para reducir el costo económico derivado de los requerimientos de Trámites y Servicios.

Cabe resaltar que, dado que no se tuvo todo un proceso de cabildeo previo para el entendimiento y simulación de la aplicación y consecuencias que esta nueva regulación tendría en el sector, previo a la emisión de la consulta pública, es prácticamente imposible llegar con todos los comentarios pertinentes en tan solo 20 días. Por ello solicitamos salvaguardar nuestro derecho a la emisión y consideración de los comentarios posteriores que en su caso haya lugar.

1. Incompatibilidad de esquemas tarifarios:

i) Tarifa Máxima y Rentabilidad Máxima

Un primer comentario que resulta de la mayor relevancia es que con esta propuesta regulatoria se mezclan aspectos de dos de los paradigmas más comunes de la regulación: el enfoque de "costo de servicio" y "regulación por incentivos". Si bien es cierto que en la práctica internacional no se observa la aplicación de alguno de los dos esquemas en su concepción "pura", es necesario evitar que la regulación mezcle aspectos que por su naturaleza **son antagónicos** y que combinados repercutirían negativamente en el desarrollo del mercado de distribución y, en última instancia, en perjuicio de los usuarios ante la deficiencia o indisponibilidad del servicio.

Actualmente, las tarifas de distribución de gas natural por medio de ductos se determinan bajo una regulación de precio tope o tarifa máxima (*price cap*). Los esquemas regulatorios de precio tope atienden la falla de mercado de información incompleta (*asimetría de la información*), puesto que el regulador desconoce, con un nivel de detalle adecuado, la realidad operativa y de costos de la empresa regulada para los años subsecuentes, por lo que su tarea regulatoria es buscar los mecanismos para que dicha información se revele (exógena o endógenamente), de forma que las tarifas por la prestación de los servicios sean adecuadas.

³ <https://cofemersimr.gob.mx/expedientes/22483>
Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

La regulación por incentivos establece un tope a las tarifas individuales de cada servicio o al ingreso unitario. El nivel máximo de tarifa o ingreso se determina a partir de una proyección del plan de negocios que incluye la proyección de inversiones y costos OMAV, (Operación, Mantenimiento, Administración y Venta) y considera una rentabilidad proyectada razonable objetivo que aprueba, pero no garantiza el regulador.

Se busca entonces incentivar a la empresa regulada a alcanzar mejoras en eficiencia y productividad a lo largo del periodo regulatorio. La empresa conserva una parte de la rentabilidad que resulta de las ganancias en eficiencia, en tanto que la otra parte la traslada a los usuarios a través del factor de eficiencia.

Bajo el esquema de regulación actual, se establece un tope a la tarifa individual de cada servicio, es decir, al ingreso unitario ponderado de los distintos servicios. El nivel máximo de tarifa se determina a partir de una proyección del plan de inversiones (CAPEX) y de los costos OMAV (OPEX), considerando la **rentabilidad proyectada aprobada, no garantizada**, el regulador determina la razonabilidad de la proyección a partir de análisis comparativos con otras empresas de la industria o de industrias con perfiles de riesgo similares, con base en el desempeño previo de la propia empresa regulada o con otras herramientas técnicas. El esquema busca básicamente **establecer tarifas máximas que incentiven a la empresa a alcanzar mejoras en eficiencia** y productividad a lo largo del periodo regulatorio. Así, este paradigma regulatorio admite que **la empresa conserve el ingreso que resulte de la ganancia en eficiencia**, y en contraste, si la empresa no alcanza mejoras en eficiencia, **asume los costos como una pérdida**. Bajo el esquema de incentivos, el regulador enfrenta una disyuntiva en la que privilegia impulsar esquemas que mejoren la eficiencia en el largo plazo a cambio permitir que las **tarifas estén desligadas de los costos reales**.

El hecho de que las tarifas tengan un grado de disociación de los costos no es un objetivo de la regulación en sí mismo. El regulador prefiere asumir esta consecuencia a cambio de **no destinar demasiados recursos** a develar la información de la empresa. Con los mecanismos de incentivos se busca que a lo largo del periodo regulatorio la propia empresa revele tal información de manera endógena en la determinación de sus tarifas.

La regulación de tarifa máxima enfatiza justamente el hecho de que este tipo de regulación resulta eficiente por **no requerir de costosas revisiones exhaustivas de costos** y, con ello, demanda menores recursos humanos tanto para el propio regulador como para los regulados. Luego entonces, la fijación de precios máximos incentiva al permisionario a buscar efficientar sus costos y procesos, así como maximizar sus rendimientos de escala, absorbiendo el riesgo de mercado o los sobrecostos de sus bienes de capital, personal y servicios.

La disyuntiva a la que se enfrenta el regulador en el esquema de incentivos o precio tope es privilegiar alcanzar mejoras en eficiencia en el largo plazo a cambio permitir que las tarifas estén desligadas de los costos reales de prestación del servicio.

Ahora bien, en la regulación de Rentabilidad Máxima (*rate of return*) el regulador autoriza al regulado la fijación de unos precios no monopolísticos, que cubran todos los costos de producción del servicio Incurridos racionalmente, más una tasa "justa y razonable" de rentabilidad al capital invertido. Se acepta que el precio sea mayor al coste marginal y el regulado obtenga una tasa "justa" de rendimiento por la inversión realizada, que se conoce como "tasa base". Si la empresa combina sus factores de forma eficiente y produce al mínimo coste, con esta tasa de rendimiento obtendría el coste de oportunidad del capital, lo que de forma ideal sería la tasa de rendimiento competitiva de la inversión realizada, pero esta circunstancia raramente se cumple en la práctica.

La regulación por costo de servicio establece un tope a la rentabilidad garantizada que puede obtener el regulado y las tarifas que aplica varían en consecuencia; es decir, la empresa regulada tiene libertad de modificar sus tarifas con objeto de cumplir con la rentabilidad autorizada por el regulador sin menoscabo de su derecho a potenciar la misma y mantener la viabilidad económico-financiera. Este paradigma regulativo busca que los regulados no sobrepasen la rentabilidad objetivo, a la vez que las tarifas reflejen de la manera más fiel posible el costo real de prestar el servicio; aunque se pierden incentivos a la eficiencia en cuanto al nivel de inversiones y costos (efecto Averch –Johnson).

Durante el intervalo regulatorio, puede darse dos situaciones: por un lado y debido a niveles de eficiencia no previstos, puede existir una disminución de los costos, con lo cual la empresa regulada se apropia de esa rentabilidad, igual cosa sucedería si aumentan los ingresos por aumento en la demanda o cualquier otro motivo; en contraposición, la empresa prestadora absorberá las pérdidas debido a cualquier aumento de costos externos. En este tipo o modalidad de regulación, el intervalo regulatorio es relativamente breve (máximo tres años) y endógeno (depende de la conducta de la empresa durante ese período).

Es importante indicar que las revisiones regulatorias son sensibles a los costos vigentes, porque éstos sirven como base para determinar los precios del período posterior, es decir que la variación de los precios está estrechamente vinculada a la variación de los costos, y como se evita una rentabilidad excesiva, en teoría, los consumidores reciben rápidamente los beneficios de cualquier innovación o reducción de costos.

En contraposición los regulados se quejan de que, debido a la carga burocrática de este tipo de regulación, en la práctica existen diferencias significativas entre la tasa de rentabilidad aprobada y la tasa de rentabilidad real. Para obviar este aspecto, en los EEUU los entes reguladores han aceptado **mecanismos de ajuste automático de las tarifas, en los cuales las empresas de servicios públicos pueden ajustar los tarifas de los servicios en función de las variaciones de los precios de los insumos** que están fuera de su control (la electricidad para el bombeo, los aumentos de impuestos sobre la propiedad, los incrementos salariales, los aumentos de precios del agua cruda, los aumentos de los precios de los insumos químicos, etc.), sin tener que recurrir a los extensos y engorrosos procedimientos formales de ajuste de tarifas.

La disyuntiva a la que se enfrenta el regulador bajo este esquema de rentabilidad máxima es privilegiar que las tarifas reflejen fielmente los costos reales de prestar el servicio, garantizando la rentabilidad, a cambio de **no** establecer incentivos a la eficiencia.

El esquema planteado en las DACG **pretende fijar ambas cosas, tanto la rentabilidad que el permisionario puede obtener sin garantizar la misma, como la tarifa que debe cobrar**; es decir se fija un retorno no garantizado y el precio al que podrá ofertar sus servicios; por lo tanto, el Permisionario no tiene ningún incentivo ya que se somete a una doble fijación de los parámetros más importantes de su negocio.

En América es común el manejo de cualquier de las regulaciones, más no el conjunto de ellas; ya que al fijar por un período determinado las tarifas, el distribuidor no tiene manera de regular sus ingresos y por lo tanto, la variable con la que puede jugar son los costos, fomentándose un incentivo perverso; ya que podría decidir reducir tanto sus costos que pusiera incluso en riesgo la operación de su sistema o la calidad de su servicio para no rebasar el límite de Rentabilidad Máximo, haciendo inviable las nuevas inversiones y por lo tanto no masificar el servicio.

Ahora bien, aún si sus costos fueran aceptables por debajo del límite de rentabilidad establecido y su vocación expansora lo llevará al "merecimiento" del premio a la expansión, no tendría manera de acceder a ese extra de rentabilidad dado que su tarifa (detonador del ingreso) contiene un tope máximo. Más aún, no tendría manera de recuperar el incremento de sus costos, si éstos experimentan un crecimiento superior al de los precios promedio de la canasta básica en México, ya que el único mecanismo de actualización que señala las DACG para modificar el tope de la tarifa es la tasa inflación anual en México.

Tácitamente podemos ver esta incompatibilidad de esquemas tarifarios en la disposición 10.7 de las DACG, en la que se establece que la CRE revisará la información entregada anualmente para analizar y valorar la congruencia interna del desarrollo del sistema de distribución, conforme a parámetros nacionales de la industria, así como para validar que el Distribuidor haya efectuado transacciones con partes relacionadas a precios de mercado, en su caso, la Comisión podrá ajustar los Costos OMAV e Impuestos. ¿Es decir la Comisión evaluará la eficiencia de los costos en un esquema de rentabilidad máxima?, de ninguna manera esto se podría considerar asequible, toda vez que llevaría al mercado al peor de los mundos, la fijación de una tarifa, limitación de rentabilidad, desconocimiento de costos ejercidos y por tanto penalizaciones (dado que no se reconocerían los costos ya realizados y por tanto, el permisionario podría por ese recorte, exceder el LRM).

Como podrán observarse, un esquema en donde el Permisionario no pueda autorregular sus tarifas, no puede ser compatible con un esquema de fijación de rentabilidad; ya que, para la supervisión de rentabilidad, se requiere contrarrestar los ingresos que se fijan a inicio del quinquenio (vía precio tope) contra los costos de capital y costos operativos que varían constantemente, no únicamente una vez por año, ni tampoco al mismo nivel que la canasta básica local (INPC).

Considerando lo anterior, se observa que el proyecto de DACG incorporaría un elevado riesgo para la viabilidad económico-financiera de los permisionarios al imponer, de manera concurrente, controles estrictos sobre la rentabilidad máxima anual permitida y límites máximos a las tarifas que se revisarán en Periodos Regulatorios quinquenales.

Los proyectos de inversión en redes de gasoductos para la distribución son altamente intensivos en capital, con cuantiosas inversiones hundidas y largos tiempos de depreciación. En este sentido, la propuesta regulatoria de las DACG sometería a los distribuidores a una presión innecesaria por el constante riesgo de incumplir ante la complejidad e imposibilidad, de planear el desarrollo del negocio para periodos de un año a fin de respetar el LRM con la restricción de tarifas máximas inamovibles.

Dicho riesgo se exagera si, como se entiende de las DACG, la Lista de Tarifas Máximas que apruebe la CRE al inicio de cada quinquenio necesariamente se deberá realizar considerando las proyecciones de inversiones y costos OMAV. A lo anterior se suma el hecho de que la supervisión del cumplimiento de la regulación que realizaría la CRE se basaría en información real, no proyectada, y la aplicación de esa supervisión se haría con dos años de rezago ("11. Procedimiento del Mecanismo de Supervisión").

La única forma de reducir dichos riesgos a niveles razonables sería con la aprobación de tarifas máximas quinquenales suficientemente holgadas al grado de que terminarían siendo inocuas, pues el distribuidor nunca las aplicaría. Las tarifas que aplicaría serían aquellas que, año con año, le permitan satisfacer la restricción del LRM.

Atentamente, hacemos un llamado a la CRE a considerar qué tipo de regulación conviene más para cubrir los objetivos planteados en las DACG, de promover el desarrollo eficiente de la industria y de mercados competitivos para la prestación del Servicio de Distribución por medio de ducto de Gas Natural, que reflejen las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación, así como de protección de los intereses de los Usuarios y Usuarios Finales, para fomentar la demanda y uso racional del Servicio y propiciar que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados consistan en esquemas regulatorios económicamente viables, simples y transparentes; para un mercado en donde no hay exclusividad, existen competidores, sustitutos perfectos (Gas LP) y cuya cobertura del mercado residencial es inferior al 9%; un esquema de incentivos o un esquema de máxima rentabilidad, limitar los cargos o limitar las ganancias.

Para que la regulación prevista en las DACG resulte adecuada, al menos deberían cambiarse las reglas para: (a) eliminar la restricción de las tarifas máximas quinquenales y concentrarse únicamente en controlar

la rentabilidad anual, o (b) permitir ajustes a las tarifas adicionales a los ajustes por inflación, es decir, permitir que el permisionario se autorregule para para mantenerse cerca del límite del LRM.

Lo anterior, acompañado de un Mecanismo de Supervisión claro y flexible que no derive en ajustes y volatilidad de las tarifas en detrimento del servicio a los usuarios o a en la calidad del servicio que ofrezcan los permisionarios, sino en la regulación del LRM durante el período regulatorio (5 años) en el que se da la flexibilidad a los permisionarios de cumplirlo y mejorar al tiempo la calidad y competitividad de su servicio, ya que se debe considerar una realidad de la industria en nuestro país, y es justamente que en el caso que un permisionario encareciera su servicio, los usuarios tienen también la flexibilidad de optar por consumir el combustible sustituto de forma fácil y rápida.

ii) Tarifa en términos reales con supervisión en términos nominales

El esquema de regulación vigente instruye claramente un esquema de revisión tarifaria en términos reales. De manera tácita en la disposición 12.4 establece que toda la información del plan de negocios que se presente para diferentes periodos de tiempo y corresponda a valores monetarios, deberá expresarse en pesos sin ajustes por inflación o variaciones en el tipo de cambio. Por lo tanto, no había una distorsión entre la tarifa aprobada y los parámetros de revisión, la tasa de rentabilidad, por ende, está fijada también en términos reales. Es decir, los cargos máximos y los componentes del ingreso requerido, se encontraban a una misma fecha de expresión, en perfecta sintonía.

El las presentes DACG establece en su disposición 4.1. fracción I. que los Distribuidores deberán indicar a la Comisión para cada periodo regulatorio, la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados "*con la fecha base de expresión de éstas*", es decir, hay una fijación de cargos máximos en términos reales. Adicionalmente, el capítulo "13. Mecanismos de Actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados", establece que los permisionarios únicamente podrán actualizar dicha Lista cada 12 meses por la inflación que registre el INPC (Índice Nacional de Precios al Consumidor) en el año anterior.

Ahora bien, en su disposición 10.1 se establece que la supervisión anual se llevará a cabo mediante la evaluación del flujo neto, que corresponderá a la diferencia entre los ingresos anuales y la suma de los costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas (OMAV) correspondientes al Servicio de Distribución, Costos Anual de la Inversión (CAI) y los Impuestos; en dónde los ingresos, los costos OMAV y los impuestos a las utilidades, estarán basados en la información de los estados financieros dictaminados, **que se encuentran expresados en términos nominales**, sin embargo, el costo anual de la inversión se calcula utilizando un componente de tasa de rentabilidad, que según la disposición 10.3 de las DACG y el ACUERDO QUINTO del borrador de Acuerdo que expedirá las DACG, **estará establecida en términos reales**.

Por lo tanto, tenemos la fijación de los cargos máximos en términos reales con una supervisión que combina componentes nominales (dictámenes) y reales (CAI), distorsionado completamente supervisión del LRM con la fijación de las Tarifas, creando una disociación teórica - práctica en la aplicación de esta nueva regulación.

iii) Costos indexados e Ingresos en moneda local

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Las DACG en su disposición 4.2 establece que los Distribuidores deberán solicitar la autorización de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para cada Periodo Regulatorio, indicando entre otros aspectos, la fecha base de expresión de éstas. Una vez aprobadas estas tarifas, de conformidad con la disposición 12.1 los distribuidores podrán solicitar la actualización anual por índice de inflación de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, para ello deberá presentar su memoria de cálculo que, de conformidad con la disposición 13.1 y 13.2 únicamente considera la variación anual del INPC, como ya se mencionó. De ello desprende claramente que, una vez fijada la lista de tarifa para todo el periodo regulatorio de 5 años, la única variación que puede sufrir las tarifas máximas, es por los cambios en la inflación Mexico, es decir los precios de la canasta básica local.

Actualmente la Directiva de Tarifas en su disposición 12.2 establece que como parte del plan de negocios que el distribuidor deberá identificar las proporciones de requerimiento de Ingresos afectados por inflación México, inflación Estados Unidos y variaciones de tipo de cambio, así mismo en la disposición 17.3 establece que el índice de inflación reflejará las variaciones anuales históricas en el INPC, el CPI y el tipo de cambio, y se determinará de acuerdo con las proporciones del requerimiento de ingresos de cada Permisionario. Finalmente, en los formatos que recientemente publicó la CRE para las revisiones quinquenales y las tarifas iniciales, solicitan el porcentaje de afectación en pesos y dólares, de cada una de las inversiones, costos y gastos ejercidos y proyectados.

Con lo anterior la CRE demuestra claramente que es de su conocimiento y aceptación, que los costos tanto de capital como operativos en la industria del gas natural están influenciados por una moneda distinta a la local. Las tuberías, los medidores, válvulas, compresores, estaciones de regulación, etc., que son necesarios para la prestación del servicio, se encuentran cotizados, contratados, pagados y/o referenciados para su pago en moneda extranjera. Por ejemplo, el acero que se requiere para las redes troncales, aun cuando algún proveedor facturará el bien en pesos, claramente el precio del acero se cotiza en un mercado internacional y no local, por lo cual aún la factura sea emitida o liquidada en pesos, estará influenciada por una moneda extranjera.

Sin bien la CRE ha dejado del lado dentro del ponderación de inflación, el peso que tiene la moneda extranjera, la estructura de costos y la indexación de estos, que tiene ya una distribuidora, no cambiarán simplemente por decreto. Con lo cual, el Permisionario se enfrentará a la problemática de absorber a riesgo propio las variaciones en el tipo de cambio, sin que estas fluctuaciones se recojan al menos dentro de la actualización de tarifas. Las fluctuaciones en los ingresos durante el periodo regulatorio jamás se interceptarían con las fluctuaciones de los costos unitarios, por lo cual los elementos sobre los cuales se valorará la rentabilidad (ingresos, costo de inversión y gastos operativos) están distorsionados afectando el cumplimiento de la LRM.

Por lo anterior es necesario que la CRE no desconozca de un momento a otro la indexación que tienen implícitos los altos costos de capital y costos operativos que tienen los permisionarios de distribución, más cuando la mayoría de ellos tiene más de 20 años con ductos enterrados, costos indexados y cuyo desconocimiento afectaría de manera retroactiva a los permisionario generando una profunda desconfianza a los inversionistas e incrementando la incertidumbre jurídica.

iv) Certeza jurídica: determinación del LRM, Supervisión, Incentivos y Base de Activos

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Dentro de las disposiciones planteadas por la CRE en su DACG, detectamos ciertas discrecionalidades, que no permiten tener certidumbre de la aplicación de las nuevas reglas, por los motivos expuestos a continuación.

a) Tasa de Rentabilidad

Las DACG reduce la certidumbre de las inversiones anuales para los accionistas toda vez que el activo principal de un sistema de distribución son los ductos, cuyas inversiones se realizan para un horizonte de uso de 30 años. Es decir, el inversionista decide invertir para recuperar su inversión de largo plazo (30 años); sin embargo, los incentivos a la inversión propuestos en las DACG son de corto plazo, ya que de acuerdo con la metodología propuesta en las DACG el LRM; no se respeta la rentabilidad aprobada por la Comisión en el año de decisión de inversión para la totalidad de la vida útil del activo, siendo así que cada periodo quinquenal se estará sujeto a un nuevo Límite de rentabilidad con parámetros desconocidos. Es decir, quién decida invertir en un ducto hoy con una vida útil de al menos 30 años, podrá aspirar a tener una retribución teórica de 10.74% durante 5 años, no teniendo ninguna certeza de que en el año 6 la retribución permisible sobre ese mismo activo se mantenga, sino por el contrario, tendrá la incertidumbre de cuanto se podría llegar a reducir esa retribución.

Este último hecho se plantea como una duda bastante razonable partiendo del hecho de que actualmente la tasa de retribución permisible a la industria de distribución se ubica en un 10.81% (real después de impuestos) y partimos en este nuevo DACG de una base del 10.74%, es decir, si esta regulación aplicara en este año, automáticamente los Permisionarios de distribución estarían ya partiendo de una tasa menor, con el riesgo de que está vaya disminuyendo conforme avanzan los quinquenios.

En el contexto de inversiones a largo plazo es importante recoger un plazo significativo de comportamiento de mercado, dado el impacto de volatilidad de coyunturas de mercado, su carácter cíclico y los cambios en las políticas monetarias. Un plazo de referencia de 5 años para algunos parámetros con lo establece las DACG puede distorsionar la sostenibilidad del retorno sobre la inversión, no otorgando certidumbre de largo plazo a las mismas que son realizadas en un horizonte de inversión de 30 años.

b) Incentivo a la Expansión

Otro caso ejemplo claro de las graves incertidumbres que estas DACG genera al mercado de distribución es el mecanismo de determinación y aplicación del incentivo a la expansión. Sin bien celebramos el hecho de que la CRE proponga la creación de un "Incentivo a la Expansión" (IE), el cual otorga un delta de hasta 3% a la tasa de rentabilidad anual para la inversión ejecutada en dicho año, este delta tiene una duración de solo 12 meses; esto significa que el permisionario toma el riesgo de invertir en proyectos que recuperará en 30 años y solo en el primero teóricamente podrá ser acreedor a dicho incentivo.

El esquema regulatorio actual permite al permisionario tener el incentivo de crecimiento con certidumbre, toda vez que otorga la rentabilidad a la inversión durante el período regulatorio de 5 años. El Incentivo de Expansión de las DACG otorga el delta a la rentabilidad con al menos un año de retraso; es decir, en el mejor de los casos, donde el permisionario invierta y se haga acreedor al incentivo, nunca obtendría la rentabilidad esperada valorada desde un flujo de efectivo descontado. Peor aún, ya que **cuando virtualmente tenga derecho a una supuesta rentabilidad mayor (el IE), dado que la tarifa máxima únicamente se modifica por la variación de INPC**, el Permisionario nunca podría acceder a un incremento en la tarifa tal que, pudiera alcanzar el delta a su LRM.

Por otro lado, los parámetros utilizados para determinar el Incentivo a la Expansión no tienen relación con el monto de la inversión ni con el permiso de distribución aprobado por la CRE. La Comisión propone utilizar

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

las viviendas con toma de agua en una entidad federativa como la densidad poblacional; es decir, tomar las viviendas con toma de agua como referencia de posible universo de clientes potenciales de un permisionario.

Esta aseveración es incorrecta, toda vez que la zona geográfica aprobada por la Comisión para un permisionario en ningún caso considera una entidad federativa completa; aunque, puede incluir diversos municipios de diversas entidades federativas; ahora bien, a partir de febrero 2018, los Permisos de Distribución ni siquiera están zonificados, dado que todo México fue declarado Zona Única de Distribución. En estos casos la incertidumbre crece más aún, ya que parecería que estos Permisos entonces, no tendrán nunca acceso a este incentivo; dado que en la interpretación más extrema de esta fórmula los parámetros que deberían utilizar los Permisionarios de Zona Única, son las viviendas a nivel nacional, siendo así que su zona de distribución abarca a todo el territorio nacional.

Adicional a lo antes mencionado, la CRE no demostró que las viviendas con toma de agua tengan una correlación directa con los clientes potenciales de gas natural, de hecho, no se puede aplicar la metodología estadística propuesta de "cuartiles" cuando las variables en cuestión corresponden a universos geográficos diferentes. Por lo anterior consideramos más adecuado que el incentivo a la expansión se fundamente en otros factores como son: la aceptación del mercado, la viabilidad técnica y económica de cada proyecto, comparativas históricas de clientes conectados y kilómetros construidos, etc. y que permitan realmente a los permisionarios hacerse acreedores a este Incentivo y valorar claramente el riesgo/beneficio de ejecutar un programa de expansión en la zona de influencia en cuestión.

c) Proceso de Supervisión

La supervisión del cumplimiento del Límite Máximo de Rentabilidad (LRM) se realizará mediante un mecanismo con periodicidad anual, si en un año en específico, el permisionario supera el LRM, se aplica el factor de descuento a la tarifa de cada uno de los mercados; sin embargo, el porcentaje de descuento está dado a través de una metodología que no tiene justificación matemática alguna. Es decir, si suponemos que el permisionario superó el LRM por un determinado porcentaje, **la aplicación del descuento a la lista de tarifas no asegura que el permisionario regrese al LRM o quede por debajo**, ya que no existe ninguna relación entre el valor del descuento aplicado a la tarifa y el porcentaje excedido de rentabilidad. Así mismo, en el caso de que el permisionario quede por debajo del LRM al aplicar el descuento de la tarifa, no hay un mecanismo de corrección, por lo que automáticamente el permisionario mantendrá menor rentabilidad el resto de los años del periodo regulatorio en cuestión y, por lo tanto, sería sobre penalizado o aún peor, podría tener efectos retroactivos de años transcurridos, eliminando así cualquier certeza a la inversión.

Por otro lado, los ingresos de distribución son el resultado de la aplicación de las tarifas aprobadas a volúmenes distribuidos de cada mercado y el LRM es calculado a partir de los ingresos percibidos; es decir, se utiliza el volumen real del año; sin embargo, el permisionario en ningún momento del tiempo tiene injerencia directa del volumen distribuido. En otras palabras, el volumen distribuido es resultado de varios factores exógenos, como capacidad en el sistema de transporte al que se esté conectado, precios del gas natural, clima, geopolítica, estacionalidad, etc., en los cuales el distribuidor no tiene injerencia alguna, sin embargo dado que en estas DACG se utilizan dos tipos de regulaciones antagónicas, el Permisionario no tendría manera de autoregular sus tarifas-ingresos, quedando expuesto a un gran número de factores exógenos, para no exceder ni subestimar los ingresos necesarios para alcanzar el límite de rentabilidad permisible.

En la metodología actual de tarifas, la CRE aprueba tarifas con una estimación de volumen propuesta por el permisionario y validada por la propia CRE; de tal manera que la Incertidumbre (positiva o negativa) no afecta los procesos de revisión, ya que ambos actores actúan de buena fe al proponer y, en su caso, aprobar el volumen estimado para el periodo regulatorio. Sin embargo, en las DACG, la Comisión está proponiendo que la incertidumbre positiva sea ajustada a la baja en la tarifa y la incertidumbre negativa sea descartada en la tarifa. Es sabido por la CRE que el volumen distribuido no depende del permisionario; dentro del proceso actual de supervisión, la Comisión valida que la tarifa unitaria cobrada (ingreso percibido/ volumen real) por mercado sea igual o menor a la aprobada y nunca interviene el volumen real distribuido, que es un riesgo que asume el permisionario.

Bajo el esquema propuesto en las DACG, por ejemplo, si en un año el distribuidor experimentara un aumento de volumen por temas climáticos y repercutiera en mayores ingresos (aun cuando hubiera aplicado la tarifa aprobada por la CRE), el permisionario sobrepasaría el LRM y sería castigado. Ahora, suponiendo que el año siguiente el clima propiciara que el consumo disminuyera en mayor proporción al incremento del año anterior, y toda vez que no existe un mecanismo de corrección al alza, el permisionario tendría un doble impacto negativo en la rentabilidad ya que la energía se vería drásticamente reducida, mientras que las tarifas habrían sido ajustadas por la Comisión mediante el mecanismo de supervisión al LRM propuesto que no tiene relación directa con la rentabilidad.

Pero hay dos hitos aún más gravosos y explícitos que los antes mencionados establecido en las disposiciones 10.7 y 11.9. En la primera de ellas, claramente indica que la CRE analizará y valorará la congruencia interna del desarrollo del sistema de distribución por medio de ducto de Gas Natural conforme a parámetros nacionales de la industria, así como para validar que el Distribuidor haya efectuado transacciones con partes relacionadas a precios de mercado, en su caso, la Comisión podrá ajustar los Costos OMAV e Impuestos. En la segunda disposición, establece que la CRE no será responsable de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al $LRM + I_E$ por: la aplicación del procedimiento de ajuste, la aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de oficio y la lista de Tarifas Máximas con ajuste compensatorio. Es decir, la CRE podrá valorar y en su caso desconocer costos e impuestos erogados, ajustar tarifas y hacer ajustes compensatorios, transfiriendo toda la responsabilidad y penalizaciones al Permisionario. Es más para el caso de la disposición 10.7, el Permisionario no sabrá a priori si los costos ejercidos podrán ser considerados por la CRE como "congruentes" y aun suponiendo que haya demostrado que con las cifras reportadas en sus Estados Financieros no excedió el LRM, la CRE podría determinar al siguiente año que, con los ajuste que a su juicio considera "congruentes" el Permisionario debe ser penalizado por exceder la LRM (dado que hubo gastos OMAV no reconocidos por la CRE), dejando al Permisionario en completo estado de indefensión.

Finalmente, la disposición 11.7 establece que en caso de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al $LRM + I_E$, en 2 (dos) años consecutivas o en 3 (tres) años no consecutivas durante la vigencia del Permiso, la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se determinarán de oficio y estarán vigentes por 5 (cinco) años independientemente de la conclusión del Periodo Regulatorio respectivo. Esto genera más incertidumbres de las ya mencionadas, ya que, al determinar nuevas tarifas para un nuevo periodo regulatorio, primero, no habría certidumbre respecto a los periodos regulatorios; segundo, la CRE podrá determinar las tarifas de oficio con ajustes de al menos 20%, y en el caso de que estas den como resultado un exceso en el LRM, nuevamente tendrían que ser ajustadas, con nuevo periodo regulatorio en círculo vicioso interminable que podrían llevar a la quiebra de la distribuidora. Ahora bien, establecer un rango de error de 3 años no consecutivos en un periodo de 30 años que es la vigencia de un Permiso o peor aún en un periodo de 45 años que sería el plazo de vigencia

ampliado incluyendo la renovación del permiso, es sumamente excesivo; más aún considerando todos los factores que se encuentra fuera del control del Permisionario y a discrecionalidad del regulador.

Cabe señalar, que en documento aparte se presentarán comentarios específicos al Proceso de Supervisión e Incentivo a la Expansión.

d) Base de Activos

Como ya se ha mencionado el permisionario invierte a largo plazo (aprox. 30 años). Es justo por eso que la Base de Activos regulada de un permisionario está compuesta por "n" activos adquiridos durante "n" años. Para que financieramente sea correcto el cálculo de una tarifa de un servicio público regulado, es necesario reexpresar dichos activos a un sólo poder adquisitivo, es lo que la Comisión define en la regulación vigente como contabilidad en pesos constantes. Sin embargo, en las DACG establece que la reexpresión solamente aplicará en un entorno inflacionario, es decir, la metodología para la reexpresión de los activos (componente fundamental para el análisis financiero de la rentabilidad del permisionario) está condicionada, lo que representa un retroceso metodológico con relación al marco regulatorio actual.

Es importante mencionar que al no actualizar o reexpresar la Base de activos y aplicar la fórmula definida en las DACG como Costo Anual de la Inversión ("CAI") y este ser utilizado para el cálculo de la rentabilidad real anual, donde el componente del ingreso percibido se encuentra a poder adquisitivo del año de análisis, genera que automáticamente la rentabilidad resultante sea superior al LRM. En la propuesta de la CRE se determina que la reexpresión solo podrá realizarse conforme a la NIF B-10, la cual especifica los criterios de reexpresión del valor de los activos para efectos de presentación en los Estados financieros dictaminados, más no para la valoración de los activos de una empresa con una actividad regulada.

La NIF B-10 indica que un entorno inflacionario es aquel en el que la inflación acumulada en tres años es igual o mayor del 26% y que, en tal caso la empresa podrá reexpresar el valor de sus activos de manera acumulativa desde el año que dejó de actualizarlos (en México a partir de 2008). Esta situación llevaría a que la valorización de los activos sufriera aumentos repentinos o estancamientos, situación que afectaría la rentabilidad de las inversiones de una distribuidora. De hecho, a pesar de que a partir de 2008 se dejó de aplicar la actualización de activos, la CRE ha reconocido su reexpresión para efectos de determinación de las tarifas máximas del servicio regulado.

Las DACG plantea que el valor de los activos de los permisionarios de distribución considere la aplicación de la NIF B-10, es decir, no sean actualizados a partir de 2008, situación que afectaría seriamente su rentabilidad, ya que, de un momento a otro, la Base de Activos tendrían un menor valor, afectando con ello el retorno adecuado y las reglas bajo las cuales se tomó la decisión de invertir en el desarrollo de los sistemas de distribución. Cabe mencionar que la Ley del Impuesto sobre la Renta también prevé la actualización por inflación de todos los activos fijos, la cual se hace anualmente desde la fecha de adquisición de los mismos y con esa información actualizada/reexpresada es con la que se hacen los cálculos fiscales y se aplican las deducciones por depreciación de dichos activos, por lo cual lo que plantea este Anterproyecto también generaría una diferencia contra los criterios fiscales, por lo que además del importante impacto económico, antes descrito, también incrementaría la carga administrativa para controlar diferentes valores para el mismo activo. La aplicación de la NIF B-10, tendría una afectación en el valor de la Base de Activos de los permisionarios, en especial de aquellos que realizaron fuertes inversiones antes de 2008.

A manera de ejemplo, un activo adquirido en diciembre de 2001 por \$100 pesos, en la actual regulación tiene un valor de \$232 pesos a diciembre de 2021, ahora con la aplicación de la NIF B-10 que pretende

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

las DACG, pasaría a tener un valor de \$129 pesos a esa misma fecha (-44.5%); como es lógico, la rentabilidad de ese activo para efectos de tarifas bajaría drásticamente ($\$129 * 10.74\% < \$232 * 10.74\%$), causando un daño patrimonial al permisionario y enviando señales, que en el mejor de los casos, desalentarían la inversión en el desarrollo de los sistemas de distribución y en el peor, deterioraría la calidad del servicio del permisionario ya que éste no sólo no obtendría el retorno adecuado, sino tampoco contaría con el fondo de reserva suficiente para su reemplazo cuando ese activo agote su vida útil, se descomponga o sea obsoleto por un cambio de tecnología.

Valor a diciembre 2021				
		Regulación actual	NIF B10	Ajuste
Valor de Adquisición	\$100	\$233	\$129	-44.5%
depreciación a 30 años				
Activo Fijo Neto	\$33	\$78	\$43	-44.5%

Por otro lado, la Directiva vigente establece que los activos de conexión cuya inversión se recupera a través de los cargos por conexión no deberá ser reconocida en la Base de Activos para efectos de rentabilidad. En esta propuesta la CRE es omisa respecto al tratamiento de los activos de conexión, aunque en las definiciones se prevén los cargos por conexión estándar y no estándar. Dado que la supervisión estará con en los Estados Financieros Dictaminados y el cálculo del CAI, no hay alguna disposición o formulación que haga una distinción entre activos dentro y fuera de la Base Retribuible, con lo cual nuevamente nos deja en estado de indefensión e incertidumbre, respecto al tratamiento que se le dará a este tipo de activos.

2. Contradicción con la Mejora Regulatoria:

Las DACG es justificado por la Comisión Reguladora de Energía como una mejora regulatoria por ahorros económicos resultado de la eliminación de procesos de supervisión y, por lo tanto, disminución de pago de derechos; así como la disminución de horas hombre trabajadas por la propia Comisión y por los permisionarios.

Sin embargo, el fondo metodológico del documento **no constituye un impacto regulatorio positivo para la industria de distribución de gas natural** y, en consecuencia, no cumple con los objetivos fundamentales de la mejora regulatoria. Los cambios propuestos (1) no conllevan a mayor competitividad del mercado, (2) no promueven el desarrollo eficiente de la distribución por medio de ducto de gas natural, (3) no contienen principios que permitan el desarrollo eficaz de la industria, (4) no reflejan las mejores prácticas en las decisiones de inversión y 5) desincentivan la inversión y, por lo tanto, el crecimiento de la red de distribución.

De conformidad con el artículo 6, 7 y 8, los Principios, Bases y Objetivos de la Mejora Regulatoria son entre otros, respetar los principios de legalidad, reserva de ley, jerarquía normativa. Se entiende entonces que ninguna regulación podría contradecir los principios de legalidad ni la jerarquía normativa. Así mismo, deben buscar, mayores beneficios que costos y el máximo beneficio social, seguridad jurídica que propicie la certidumbre de derechos y obligaciones, coherencia y armonización de las disposiciones que integran el marco regulatorio nacional, simplificación, mejora y no duplicidad en la emisión de Regulaciones, Trámites y Servicios, Transparencia, responsabilidad y rendición de cuentas, fomento a la competitividad y el empleo,

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

promoción de la libre competencia y competencia económica, así como del funcionamiento eficiente de los mercados, promover la eficacia y eficiencia de la Regulación, Trámites y Servicios de los Sujetos Obligados, simplificar y modernizar los Trámites y Servicios, mejorar el ambiente para hacer negocios, coadyuvar en las acciones para reducir el costo económico derivado de los requerimientos de Trámites y Servicios establecidos por parte de los Sujetos Obligados y diferenciar los requisitos, Trámites y Servicios para facilitar el establecimiento y funcionamiento de las empresas según su nivel de riesgo, considerando su tamaño, la rentabilidad social, la ubicación en zonas de atención prioritaria, así como otras características relevantes para el país.

En este sentido es que presentamos las principales contradicciones con las bases de la mejora regulatorio que, en teoría, se estaría buscando. Vale pena preguntar, aun suponiendo sin conceder que la nueva regulación simplificará el proceso de aprobación tarifaria, como asegura la CRE en el documento de AIR, ¿La CRE ha cuantificado el costo que implicarán los procesos de supervisión interna y de política comercial (determinación de tarifas aplicables) necesarios para cumplir con la regulación del LRM? ya que se puede apreciar que la carga administrativa y operacional no se reducirá para los permisionarios, sino todo lo contrario, en nuestra percepción cada año el permisionario se sometería a un Proceso de Supervisión incierto señalado en el párrafo c) anterior.

i) Tarifas Quinquenales

El **artículo 83** del Reglamento de las Actividades a que se Refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (**"el Reglamento"**), establece que, una vez presentada la solicitud para la aprobación y expedición de las contraprestaciones, precios y tarifas de las actividades reguladas, la Comisión llevará a cabo el análisis y evaluación de esta, **teniendo un plazo de 90 días para resolver lo conducente**. Sin embargo, en **las DACG** establece en su disposición 4.5 la **admisión a trámite** de la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados **dentro de los 10 días hábiles**. Transcurrido dicho plazo sin que medie un requerimiento, dicha solicitud se tendrá por admitida, si dentro del plazo a que se refiere esta fracción se determina la omisión de alguno de los requisitos se requerirá al Distribuidor para que presente los requisitos omitidos dentro de los 10 (diez) Días Hábiles siguientes a la notificación del requerimiento respectivo, estableciendo en la disposición 4.6 que la Comisión tendrá un plazo de **90 días hábiles contabilizados a partir de la notificación de admisión a trámite** para resolver lo conducente.

Por lo cual como puede observarse estas disposiciones atentan directamente contra el Reglamento del Título Tercero de la Ley de Hidrocarburo, dado que en esta se establecen **90 días sin admisión a trámite**, mientras que en las DACG se establecen 90 días hábiles a partir de la admisión a trámite, con lo cual se **incrementa al menos 20 días hábiles** el plazo para la aprobación de tarifas quinquenales, quedando de manifiesto que se está violentando el Reglamento al incluir una admisión a trámite y contradiciendo el principio de jerarquía normativa, coherencia, simplificar y modernizar los trámites y servicios establecidos en los artículos 6 y 8, así como la obligación de establecer plazos de respuesta menores establecidos en el artículo 84, de la Ley de Mejora Regulatoria, generando además un problema de inconsistencia regulatoria entre las DACG y el Reglamento, de manera inexplicable, ya que en el propio DACG la CRE afirma que elimina trámites para el proceso de determinación de tarifas, siendo entonces contradictorio que aumente el plazo de resolución.

ii) **Ajustes anuales**

Actualmente la disposición 17.1 de la Directiva para el Traslado de Precios y Tarifas la **DIR-GAS-001-2007**, se establece que las tarifas máximas podrán ser ajustados anualmente de acuerdo con el índice de inflación (ITt), a solicitud expresa de cada Permisionario. La disposición 17.3 nos dice que el índice de inflación reflejará las variaciones anuales históricas en el INPC, el CPI y el tipo de cambio, y se determinará de acuerdo con las proporciones del requerimiento de ingresos de cada Permisionario que se vean afectadas por la inflación en México, en Estados Unidos y las variaciones de tipo de cambio. Finalmente, la disposición 20.2 establece que la CRE aprobará las tarifas máximas actualizadas en **un plazo máximo de 15 días** contados a partir de que los Permisionarios hayan presentado la solicitud y a falta de notificación por parte de la Comisión dentro del plazo establecido, operará la afirmativa ficta a favor del Permisionario y la solicitud se tendrá por aprobada.

Las presentes DACG en su disposición 12.1 establece que los Distribuidores podrán solicitar a la Comisión por medio de un escrito libre, la actualización anual por índice de inflación de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de forma anual, presentando su memoria de cálculo del ajuste memoria de cálculo del ajuste (por INPC). En la disposición 12.4 establece que la CRE tendrá un **plazo de 30 (treinta) Días Hábiles** contados a partir de que el Distribuidor haya presentado la solicitud de actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, para su aprobación. En el caso en que transcurra el plazo máximo de respuesta indicado en la presente disposición, operará la afirmativa ficta a favor del Distribuidor y la solicitud se tendrá por aprobada.

Es decir, la metodología de cálculo de inflación no cambia, por el contrario, al negar el reconocimiento de la influencia de otra moneda sobre el valor de los bienes de capital y los costos operativos de una distribuidora, se elimina uno de los ponderadores de la fórmula de actualización y aun así, se **duplica el tiempo de respuesta**, lo cual evidentemente no presenta de ninguna forma una Mejora Regulatoria, contraviniendo el principio de coherencia, simplificar y modernizar los trámites y servicios establecido en el artículo 8, y la obligación de establecer plazos de respuesta menores establecidos en el artículo 84, de la Ley de Mejora Regulatoria.

iii) **¿Simplificación de trámites o eliminación de derechos?**

En el Análisis costo – beneficio de las DACG la CRE indica que los objetivos de este son la búsqueda de un menor costo de cumplimiento para el Permisionario, en relación con los trámites y acciones regulatorias, en comparación con lo establecido en la regulación vigente, con ello presenta: La creación de 5 (cinco) trámites y 10 (diez) AR, la simplificación de 1 (un) trámite, la modificación de 2 (dos) trámites, la eliminación de 9 (nueve) trámites y de 17 (diecisiete) AR, creación de 26 (veintiséis) acciones regulatorias que no resultan cuantificables y 1 (una) más que se mantiene vigente.

Resumido así por la CRE, se presentaría efectivamente como una mejora regulatoria por la reducción del número de Trámites, sin embargo, en un análisis más profundo se percibe que la simplificación de algunos trámites no es tangible, ya que en realidad sólo es una sustitución de los mismos o peor aún, sugieren una pérdida de derechos para el Permisionario, atentando contra el sentido económico del origen de las inversiones de los sistemas de distribución, por ejemplo, la eliminación del requisito de la Proporción de las afectaciones por inflación en México, y por la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones del tipo de cambio, que más que implicar una simplificación de trámites o mejora regulatoria implica una

pérdida de derechos para el Permisionario ya que gran parte de las Inversiones y costos están indexados a mercados internacionales.

Por otro lado, y como se ha mencionado en el párrafo anterior, se ha identificado que algunos trámites que la CRE afirma haber eliminado, en realidad únicamente fueron sustituidos por otros, como es el caso, por ejemplo, del Trámite 10 denominado Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural, mismo que se sustituye con lo establecido en la disposición 4.7 de las DACG en donde el distribuidor conserva el derecho a ofrecer nuevos Tipos de Servicio o generar nuevos Grupos Tarifarios sujetos a probación por parte de la CRE.

El detalle de otros puntos similares se presentará en el documento independiente de **"Análisis Costo – Beneficio", detallando la pérdida de derechos del Permisionario por la eliminación de algunos trámites, en algunos casos la eliminación de trámites que en realidad han sido sustituidos por otros, lo que no implica una mejora regulatoria para los Permisarios.**

iv) Costos

En cuanto a los costos del nuevo esquema regulatorio, en el documento de "Análisis Costo – Beneficio" se señala el desglose de los costos indicado por la CRE, sin embargo, con la sustitución de trámites se comprueba que la reducción de costos no es de la magnitud que la CRE presento en su DACG.

De aquí se desprende la situación de otros trámites que dice reducir costos para el Permisionario, pero, en la realidad, dichos trámites se encuentran cubiertos por el pago de Supervisión Anual, por lo cual en realidad no se ve reflejado los ahorros que la CRE estima para su DACG o bien, la reducción del pago de derechos por algunos trámites que la CRE dice simplificar no implica una reducción significativa como lo describe, ya que se incrementan los costos por la carga regulatoria y ampliación de requisitos de informes y notas auditadas que solicitará de manera anual.

Con lo anteriormente expuesto, expresamos que no se percibe una reducción real de los costos que la CRE menciona en las DACG. Adicionalmente, se vislumbra que el incremento en la carga regulatoria y el modelo propuesto de supervisión anual al Permisionario implicará un incremento en el costo del capital humano para poder dar cumplimiento a los nuevos requisitos, así como al monitoreo permanente del riesgo de exceder el LRM.

v) Carga Regulatoria

De acuerdo con lo presentado por la CRE en el Análisis Costo – Beneficio de las DACG añade disposiciones en las que requiere soportes documentales que no son especificados para indicar qué documentación requiere para dar por satisfechos los requisitos, como pueden ser la comprobación de la reserva del 100% de la capacidad del sistema o la expansión de UFBC, con lo que, la ambigüedad de la redacción de la CRE no permite al Permisionario tener certeza de la carga administrativa que podría traer el dar cumplimiento a dichos requerimientos y deja a la discrecionalidad de la CRE su requerimiento.

Por otro lado, se aumentan requisitos al cumplimiento de entrega de información financiera, al tener que agregar notas e informes complementarios a los Estados Financieros Dictaminados, que suponen un mayor costo para el permisionario, así como un mayor tiempo de entrega al incrementar el grado de detalle.

Adicionalmente y como se comentó en la sección iii) de este numeral, **el Permisionario ha identificado que algunos trámites que dice eliminar, en realidad han sido sustituidos, por lo que no parece tangible una reducción de carga regulatoria para el Permisionario, por el contrario, pareciera que incrementa el detalle de los requisitos y presenta ambigüedades en las nuevas solicitudes. El detalle de los trámites que tienen estas características se comentará en documento independiente de "Manifestaciones a la Mejora Regulatoria".**

Anexo 3

Manifestaciones sobre el análisis metodológico, económico y financiero de las DACG

Introducción.

Actualmente, las tarifas de distribución de gas natural por ducto se encuentran reguladas por la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007. Esta Directiva establece una metodología basada en una regulación de ingreso máximo unitario por periodos quinquenales que promueve el desarrollo de nueva infraestructura de distribución de gas natural a través de Incentivos en eficiencia.

La Ley de Hidrocarburos y el Reglamento de las Actividades a las que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos señalan que las contraprestaciones, precios o tarifas de los permisionarios deben promover la obtención de una rentabilidad razonable que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo estimado de financiamiento y los riesgos inherentes del proyecto, entre otros, considerando los principios que permitan el desarrollo eficiente de la industria y de mercados competitivos, que reflejen las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación.

Las DACG de Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la Metodología de Tarifas de Distribución por Ducto de Gas Natural ("DACG", se refiere al DACG propuesto por la CRE) establece un esquema regulatorio mediante el control de la rentabilidad máxima, que no presenta mejores condiciones para el desarrollo de la distribución por ducto de gas natural, ni fomenta la masificación para mayor cobertura de usuarios. De hecho, la regulación propuesta elimina los incentivos a la eficiencia, ya que éstos se tienen que trasladar de manera inmediata a los usuarios.

A continuación, se presentan los temas analizados y las principales observaciones:

Metodología de Estimación del Costo de Capital Regulado

- Al reducir la muestra de datos históricos empleada para el cálculo de la tasa libre de riesgo, el rendimiento del mercado accionario en Estados Unidos y el riesgo país, a 5 años se incrementó la volatilidad del resultado y también la sensibilidad de coyunturas y ciclos económicos en cuanto al comportamiento de los mercados, turbulencias inflacionarias y el manejo de las políticas monetarias.

Parámetros para la Determinación del Incentivo a la Expansión

- La metodología empleada para determinar el Incentivo a la Expansión no considera factores fundamentales que afectan el desarrollo, construcción y expansión de las redes de distribución, como, por ejemplo: limitaciones geográficas, climatológicas, sociales, urbanas y de acceso; antigüedad de la red de distribución, cultura de uso de otros combustibles, y la presencia de otros distribuidores en la zona, por mencionar algunos.
- La fórmula sugerida por la Comisión para determinar los parámetros externos viola el *Principio de Homogeneidad Dimensional* que permite relacionar magnitudes físicas de manera consistente a nivel aritmético, ya que suma linealmente dos magnitudes que tienen distintas unidades de medida (Riesgo A y Riesgo B).

6

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

- Debido a que el coeficiente de correlación entre el número de viviendas con acceso a agua y el número de viviendas que utilizan gas natural como principal fuente de combustible indica que existe una relación limitada o casi nula, no hay evidencia suficiente que justifique que el número de viviendas con acceso a agua dentro del territorio nacional es un indicador adecuado que represente el potencial de expansión en el servicio de distribución de gas natural.
- Se podrían considerar los mecanismos de incentivos aplicados en otros países de Latinoamérica como Argentina, Colombia y Brasil, los cuales han dado como resultado la masificación y crecimiento exponencial de usuarios con uso del gas natural.

Comentarios a la metodología de CAI y Flujo Neto

- Se identifica que la fórmula del CAI no reconoce la reexpresión de la BAR para el cálculo de la rentabilidad observada de los permisionarios.
- Se analiza la fórmula de cuotas fijas, identificando que la amortización no es lineal en el tiempo, dado que se amortiza poco al inicio y mucho al final, situación contraria al rendimiento. Esto es inconsistente con el método de línea recta para el cálculo de la depreciación, establecido en los criterios contables.
- El exponente de la fórmula define n_j como la vida útil del activo, sin embargo, consideramos que el exponente de la fórmula del CAI debería considerar r_j , correspondiente a la vida útil remanente del activo. Lo anterior, para efectos del reconocimiento de la rentabilidad durante la vida remanente del activo.
- La fórmula del flujo neto no considera el tratamiento de los activos e ingresos de conexión, ni los arrendamientos financieros que por normativa contable se registran en el activo y se amortizan en los pasivos, así como el reconocimiento de intereses o gastos financieros.

Reconocimiento de la Inflación en los Activos para efectos de Rentabilidad

- Al no reexpresar la base de activos, el Distribuidor obtendría la rentabilidad sobre el valor al que se adquirieron los activos en su fecha de adquisición, y no sobre el valor actualizado de los activos, lo cual representa una pérdida equivalente a la inflación acumulada, concepto que precisamente tiene por objeto el reconocimiento del valor del dinero en el tiempo.
- Un cambio en la metodología contable por la NIF-B-10 de no reexpresar los estados financieros en entornos no inflacionarios, no debe significar un cambio que afecte la regulación de la retribución y su congruencia en términos financieros.
- La Comisión debe revisar casos internacionales que corroboran que la actualización de la base de activos por índices de inflación es una práctica razonable financieramente y común.

Procedimiento de Mecanismo de Supervisión

- La aplicación del Mecanismo de Supervisión ocasionaría incertidumbre y volatilidad en la lista de tarifas máximas a aplicar por el Distribuidor, por lo que surgen riesgos operativos para garantizar la continuidad y seguridad en la prestación del servicio.
- La Comisión no especifica los criterios estadísticos o financieros utilizados para definir los rangos de ajuste, por lo que existe incertidumbre si dichos rangos permiten clasificar adecuadamente las tasas de rentabilidad de los permisionarios.
- Este procedimiento desincentiva el desarrollo y la expansión de redes de distribución en México, ya que el ajuste en la tarifa afecta todos los componentes del Requerimiento de Ingresos, o bien, del flujo de caja descontado, lo cual impide al permisionario recuperar los gastos y los impuestos mínimos para operar, afectando la correcta operación de los sistemas poniendo en riesgo la viabilidad de la prestación del servicio.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Criterios contables

- Mantener inversiones y costos y gastos comunes es una práctica común en la industria, que permite generar eficiencias en la gestión administrativa y operativa, trasladables directamente a los usuarios. Solicitar los Estados Financieros por título de permiso y de manera independiente implica para el Distribuidor ejercer inversiones y costos ineficientes que se trasladarían a las tarifas.
- La Comisión omite activos fijos intangibles dentro del Activo fijo, con lo cual no reconoce el valor que éstos aportan a la actividad de distribución.
- No reexpresar la base de activos genera un perjuicio económico, pues el valor de la inversión en el tiempo evoluciona con la inflación.
- La determinación de la depreciación por el método de línea recta, establecido en la NIF C-6, que consiste en la multiplicación del costo de adquisición de cada componente del activo fijo por su tasa de depreciación, genera inconsistencias en la aplicación de la metodología del Costo Anual de la Inversión.
- De ajustarse contablemente la vida útil conforme a los criterios contables determinados por la CRE, se aceleraría la depreciación de los activos que actualmente cuentan con una vida útil superior o viceversa, impactando de forma negativa en los resultados de los permisionarios.
- La información financiera solicitada por la Comisión implica una inversión, mayor tiempo de preparación y un incremento en los costos que serán trasladados al usuario.

Procedimientos y su ejecución

- Se requiere mayor claridad sobre la información que revisará la Comisión en la Solicitud de Autorización de la lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para evitar sobre regulación.
- Los plazos para resolver lo conducente respecto de la Solicitud de Autorización de la lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados y la Actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados son excesivos.
- Resulta intransigente que la Comisión no acepte ninguna variación razonable entre la Tasa de Rentabilidad Estimada y la Tasa de Rentabilidad Observada, que no pudo ser prevista por el Distribuidor en las proyecciones del plan de negocios. La Comisión debería determinar un margen que exima al Distribuidor de la aplicación del ajuste en la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.
- La información financiera solicitada todos los años para todos los Distribuidores puede implicar una carga de trabajo importante para la Comisión que puede derivar en mayores tiempos de revisión y un atraso en el procedimiento de supervisión.
- Las DACG deben especificar que los Convenios de Inversión solamente aplican cuando la extensión o ampliación sea técnica pero no económicamente viable, de acuerdo con el Artículo 75 del Reglamento.

El análisis detallado se adjunta a lo largo del presente documento.

Habiendo expuesto las principales inconsistencias que presenta las DACG, queda de manifiesto la preocupación de la industria por implementar una metodología para la determinación de tarifas máximas que no incentive el crecimiento de las redes de distribución, limitando el alcance del gas natural a los usuarios finales, así que, con la finalidad de lograr una mejora regulatoria, proponemos implementar mesas de trabajo con la CRE para revisar la metodología vigente y la propuesta, así como escuchar por parte de la industria los escenarios que podrían incentivar realmente el desarrollo, la masificación y crecimiento de la distribución del gas natural en México.

1. Comentarios a la Metodología de CAPM

El presente apartado tiene por objeto analizar la metodología de estimación del costo de capital regulado para el sector de distribución de gas natural, detallado en el documento Anexo I de las DACG, presentado por la Comisión, en el marco del análisis de las nuevas disposiciones administrativas de carácter general que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de gas natural.

Estabilidad de las series

En el desarrollo de este numeral se evaluarán las modificaciones introducidas por la Comisión, analizando desde el enfoque estadístico de las series temporales establecidas para el cálculo de las diferentes variables involucradas en la determinación de la tasa de costo de capital.

Conversión de tasas efectivas anuales

En el desarrollo de este numeral se evalúa la metodología financiera para conversión de tasas de rendimiento del mercado a una tasa efectiva anual.

Comparativa otros países

Adicionalmente, se buscará identificar el nivel de razonabilidad de la nueva metodología, comparando las modificaciones introducidas con las prácticas habituales en la determinación de la tasa de costo de capital para el servicio de distribución de gas natural en diferentes países de la región.

Impacto en el Límite de Rentabilidad Máxima (LRM)

Como se ha mencionado, la Comisión pretende usar el modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM) para determinar el Límite de Rentabilidad Máxima (LRM) aplicable a la actividad de distribución de gas natural por medio de ductos. En esta sección se demuestra el impacto en el valor del LRM.

Cuestionamientos

Por último, se realizará una serie de cuestionamientos que mediante el proceso definido por la CONAMER se busca respuesta por parte de la Comisión

Estabilidad de las series

Ventanas temporales de series de datos.

Dentro de las modificaciones introducidas en el Anexo I de las DACG, se considera la reducción en las ventanas temporales empleadas como referencia para determinar las siguientes variables del CAPM:

- Tasa libre de riesgo
- Rendimiento del mercado accionario en Estados Unidos de América
- Riesgo país.

Tanto para el rendimiento de mercado accionario en Estados Unidos de América como para la tasa libre de riesgo la Comisión redujo la muestra de datos históricos empleadas para el cálculo de 30 años a 5 años. En el caso del riesgo país la reducción fue de 10 a 5 años.

La reducción de estos periodos de datos históricos estadísticamente aumenta la volatilidad del resultado, cambiando una ventana de 5 años, en lugar de los 30 (o 10) años (metodología anterior), lo cual torna más sensible a coyunturas de mediano plazo y reduce el tamaño de la muestra de datos.

Este incremento en la volatilidad del resultado se puede verificar aplicando la metodología propuesta por la Comisión en el Anexo I para diferentes extensiones de datos históricos y diferentes años de referencia. En las tablas posteriores se presentan los valores que se obtendrían para la tasa libre de riesgo, el rendimiento del mercado accionario de Estados Unidos y el riesgo país, empleando el procedimiento establecido por la comisión en el Anexo I de las DACG para adoptando diferentes tamaños de ventanas de datos históricos y diferentes fechas de referencia de cálculo.

Tabla 1: Estimación rendimiento del Bono Americano para diferentes ventanas temporales y años de referencia

Rendimiento Bonos Americanos 30 años					
Fecha de referencia	30	20	15	10	5
dic-21	4.77%	3.84%	3.45%	2.95%	2.82%
dic-20	4.88%	3.93%	3.55%	3.05%	2.77%
dic-19	5.02%	4.04%	3.62%	3.19%	2.80%
dic-18	5.22%	4.21%	3.78%	3.34%	2.96%
dic-17	5.41%	4.33%	3.90%	3.46%	3.02%
dic-16	5.60%	4.51%	4.05%	3.65%	3.03%
dic-15	5.77%	4.72%	4.24%	3.88%	3.29%
dic-14	6.03%	4.92%	4.45%	4.03%	3.57%
dic-13	6.33%	5.11%	4.62%	4.19%	3.72%
dic-12	6.59%	5.27%	4.76%	4.33%	3.89%
dic-11	6.91%	5.51%	5.00%	4.56%	4.27%
dic-10	7.23%	5.72%	5.18%	4.71%	4.46%
Promedio	5.81%	4.67%	4.22%	3.78%	3.38%
Desv Estándar	0.81%	0.63%	0.58%	0.60%	0.59%
Coef Var	13.99%	13.54%	13.85%	15.76%	17.42%
3Q	6.40%	5.15%	4.65%	4.22%	3.76%
1Q	5.17%	4.16%	3.74%	3.30%	2.92%
Mediana	5.69%	4.61%	4.15%	3.76%	3.16%
Dist Interquartil	21.61%	21.45%	21.95%	24.48%	26.61%

Por ejemplo, el coeficiente de variación⁴ se reduce de 17.42% a 13.99% en la tasa libre de riesgo considerando la ventana de 30 años en lugar de los 5 años.

⁴ Es la relación entre el desvío estándar y la media de la muestra y se emplea para comparar la dispersión o volatilidad de diferentes muestras de datos.

Tabla 2: Estimación rendimiento del mercado accionario americano para diferentes ventanas temporales y años de referencia

Rendimiento SP500					
Fecha de referencia	30	20	15	10	5
dic-21	8.46%	7.38%	8.42%	14.25%	16.31%
dic-20	8.44%	5.37%	7.62%	11.56%	12.94%
dic-19	7.66%	4.02%	6.76%	11.22%	9.43%
dic-18	7.61%	3.63%	5.57%	10.75%	6.28%
dic-17	8.26%	5.20%	7.69%	6.18%	13.39%
dic-16	7.69%	5.69%	4.55%	4.67%	12.23%
dic-15	7.86%	6.18%	2.96%	5.05%	10.20%
dic-14	8.73%	7.79%	2.28%	5.44%	13.05%
dic-13	8.39%	7.13%	2.76%	5.21%	15.40%
dic-12	8.03%	6.11%	2.60%	4.95%	-0.58%
dic-11	8.07%	5.67%	3.59%	0.92%	-2.38%
dic-10	7.70%	6.92%	4.87%	-0.49%	0.15%
Promedio	8.07%	5.92%	4.97%	6.64%	8.87%
Desv Estándar	0.38%	1.28%	2.21%	4.44%	6.50%
Coef Var	4.68%	21.59%	44.47%	66.78%	73.26%
3Q	8.40%	6.97%	6.97%	10.87%	13.13%
1Q	7.70%	5.32%	2.91%	4.88%	4.75%
Mediana	8.05%	5.90%	4.71%	5.33%	11.21%
Dist intercuartil	8.73%	27.87%	86.24%	112.36%	74.77%

Para el rendimiento del mercado accionario, el coeficiente de variación cambia de 73.26% a 4.68% al pasar de la venta a de 5 años propuesta actualmente a los 30 años empleados anteriormente.

Tabla 3: Estimación del índice EMBIG México para diferentes ventanas temporales y años de referencia

Evolución EMBIG México				
Fecha de referencia	20	15	10	5
dic-21	2.45%	2.56%	2.79%	3.35%
dic-20	2.45%	2.42%	2.62%	3.25%
dic-19	2.40%	2.21%	2.33%	2.80%
dic-18	2.54%	2.13%	2.32%	2.53%
dic-17	2.69%	2.11%	2.30%	2.36%
dic-16	2.69%	2.15%	2.17%	2.23%
dic-15	2.67%	2.19%	2.00%	1.99%
dic-14	2.68%	2.27%	1.92%	1.86%
dic-13	2.74%	2.54%	1.93%	2.10%
dic-12	2.79%	2.79%	1.99%	2.23%
dic-11	2.86%	2.86%	2.11%	2.11%
dic-10	2.94%	2.94%	2.29%	2.01%
Promedio	2.66%	2.43%	2.23%	2.40%
Desv Estándar	0.17%	0.30%	0.27%	0.49%
Coef Var	6.31%	12.41%	12.14%	20.36%
3Q	2.75%	2.62%	2.32%	2.60%
1Q	2.52%	2.18%	2.00%	2.08%
Mediana	2.68%	2.34%	2.23%	2.23%
Dist Intercuartil	8.77%	18.67%	14.45%	23.39%

A partir de la muestra de resultados que se observa en las tablas 1, 2, 3 de la presente sección se verifica el nivel de robustez y el aumento en la volatilidad de los resultados obtenidos. Empleando el coeficiente de variación, se verifica que la volatilidad se reduce a medida que se incrementa el tamaño de la muestra de datos históricos empleados para el cálculo.

Por lo anterior, se comprueba a la Comisión que la propuesta en las DACG de considerar una ventana de 5 años incrementa la volatilidad del resultado, generando que el costo de capital pueda tener variaciones importantes entre un año y otro que la Comisión calculara el Límite de Rentabilidad Máxima ("LRM").

Prima de mercado negativo.

Adicionalmente el empleo de ventanas temporales de 5 años hace cuestionable la metodología propuesta por la Comisión ya que puede resultar en que la prima de mercado sea con valor negativo, lo que resulta conceptualmente erróneo en la metodología CAPM ya que generaría un valor de costo de capital menor a la tasa de libre de riesgo, pese a que el negocio de distribución de gas natural presenta un riesgo asociado a su operación.

Esto se debe a que la selección de 5 años resulta insuficiente para eliminar los efectos coyunturales. Por ejemplo, la crisis financiera del año 2008 genera que el rendimiento anual del mercado hasta el año de referencia 2012 sea muy bajo y poco representativo.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Por el contrario, en el año de referencia 2013, el rendimiento se incrementa enormemente ya que se elimina del cálculo el impacto de ese evento.

Tabla 4: Rendimiento del mercado estimado para los años de referencia 2013, 2012, 2011 y 2010.

Años	Fecha Inicio	Fecha Fin	Índice	Rendimiento anual (Rm)
5	01-2009	12-2013	2013 Promedio de 5 años	15.40%
5	01-2008	12-2012	2012 Promedio de 5 años	-0.58%
5	01-2007	12-2011	2011 Promedio de 5 años	-2.38%
5	01-2006	12-2010	2010 Promedio de 5 años	0.15%

En todos estos años la prima de riesgo de mercado obtenida como la diferencia entre el retorno del mercado y la tasa libre de riesgo resulta en un valor negativo.

Tabla 5: Prima por riesgo de mercado para los años de referencia 2012, 2011 y 2010.

Años	Fecha Inicio	Fecha Fin	Índice	Prima de mercado (Rm - Rf)
5	01-2008	12-2012	2012 Promedio de 5 años	-4.47%
5	01-2007	12-2011	2011 Promedio de 5 años	-6.65%
5	01-2006	12-2010	2010 Promedio de 5 años	-4.31%

El uso de ventanas de datos históricos más grandes genera que el resultado del cálculo sea más robusto para representar mejor el comportamiento de largo plazo de un índice. Por el contrario, períodos menores aumentan la volatilidad de los resultados y resulta sensible el impacto de efectos coyunturales, lo que contraria los objetivos buscados por la Comisión en las DACG.

En los últimos años el rendimiento del mercado accionario presentó variaciones que superan el 20% en su valor de un año con respecto al anterior, si se emplea la metodología propuesta por la Comisión.

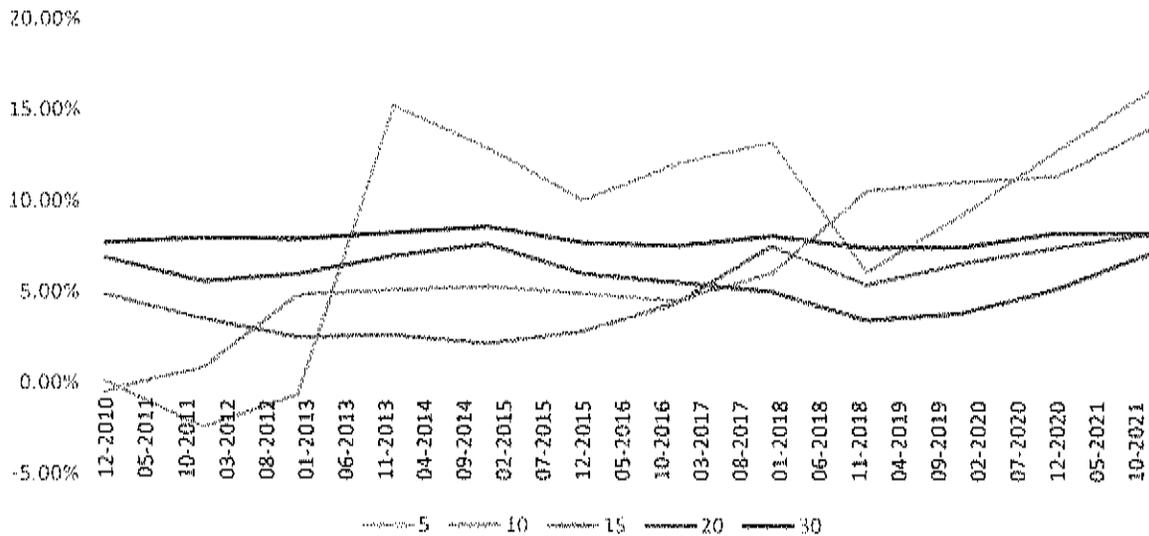
Tabla 6: Variación del Rm estimado para diferentes años de referencia a partir de la metodología propuesta por la Comisión.

Año Referencia	Rm	Variación % Rm (t-1,t)
2021	16.31%	26%
2020	12.94%	37%
2019	9.43%	50%
2018	6.28%	-53%
2017	13.39%	10%
2016	12.23%	20%
2015	10.20%	-22%
2014	13.05%	

La variación del valor del Rm entre un año y otro se reduce cuando la ventana temporal de la serie aumenta.

Figura 7: Evolución Rm para distintas ventanas temporales.

Rendimiento: IFE500 2010-2021



Conversión de tasas efectivas anuales

Para la determinación del rendimiento anualizado del mercado accionario en Estados Unidos de América la Comisión utiliza la fórmula de equivalencia entre tasa de rendimiento discreto o lineal y rendimiento continuo o logarítmico:

$$r_m = e^{r_m^d \cdot \frac{1}{5}N} - 1$$

Donde:

- r_m = Es el rendimiento anualizado del mercado accionario en Estados Unidos de América, estimado para el periodo que va de los años T a T-4.
- r_m^d = Es el promedio aritmético diario del rendimiento del mercado accionario
- $\frac{1}{5}N$ = Es el promedio anual de la cantidad de días con información del rendimiento de mercado en el periodo de evaluación por 5 años, para anualizar r_m^d .

Si bien la fórmula empleada es correcta, la conversión se debe realizar considerando la cantidad de días calendario, utilizando días actuales/365 o 30/360, y no los días con Información de mercado, los cuales no permiten obtener una tasa anual como pretende establecer la Comisión.

Bajo la premisa propuesta por la Comisión la tasa que se obtendría sería representativa para la siguiente cantidad de días:

Tabla 8: Días con datos para diferentes años de referencia.

Año	Días con datos
2021	252
2020	253
2019	252
2018	251
2017	251
Promedio	251.8

Como se mencionó, la tasa no solo no es anual (representaría una tasa equivalente para 251.8 días), sino que estaría generando un resultado incorrecto que introduce distorsiones en el cálculo de la prima de mercado de Estados Unidos de América representada por la siguiente ecuación propuesta por la Comisión:

La prima de mercado de Estados Unidos de América de largo plazo en términos nominales se define como:

$$P = r_m - r_f$$

Donde:

- P = Es la prima de mercado estimado para el periodo de evaluación de los años T a T+4
- r_m = Es el rendimiento del mercado accionario en Estados Unidos de América.
- r_f = Es el rendimiento de la tasa libre de riesgo en Estados Unidos de América.

Como es posible observar, la prima de riesgo de mercado también se encuentra expresada en términos anuales y se obtiene a partir de la resta entre el rendimiento de mercado y la tasa libre de riesgo que es un valor anual, la cual se obtiene descontando los bonos del tesoro con la equivalencia de 365 días, tal como se indica en la página web del Departamento del Tesoro de EUA:

DOES THE PAR YIELD CURVE USE A DAY COUNT BASED ON ACTUAL DAYS IN A YEAR OR A 30/360 YEAR BASIS?

Yields on all Treasury securities are based on actual day counts on a 365- or 366-day year basis, not a 30/360 basis, and the yield curve is based on securities that pay semiannual interest. All yield curve rates are considered "bond-equivalent" yields.

Fuente: <https://home.treasury.gov/policy-issues/financing-the-government/interest-rate-statistics/interest-rates-frequently-asked-questions>

De esta manera, la prima de riesgo considera una tasa anualizada (tasa libre de riesgo) y una obtenida considerando un período de 251.8 días.

La diferencia no resulta trivial, por ejemplo: para una tasa diaria de 0.01%, la conversión considerando 365 arroja una tasa equivalente de 3.72%, mientras que usando la fórmula propuesta por la Comisión en el ANEXO I DACG TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN, la tasa equivalente anual es de 2.55%, lo que representa una reducción del -31.4% en el valor anual.

Tabla 9: Comparación tasa equivalente anual.

	Tasa equivalente anual [%]
Tasa a 365 días	3.72%
DACG Anexo I	2.55%
	-31.4%

Comparativa otros países

En Latinoamérica existe un consenso en el empleo de la metodología CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) para la determinación de la tasa de costo de capital aplicada para remunerar las inversiones de los permisionarios de servicios públicos.

Cada uno de los conceptos que conforman el CAPM involucra para su cálculo series históricas de datos relacionadas con rendimientos de bonos soberanos o internacionales (por lo general, Estados Unidos), rendimientos de mercado (por lo general, Estados Unidos) y riesgo país.

Si bien existen consensos en las fuentes utilizadas para el cálculo de la mayoría de los parámetros, no hay reglas únicas acerca de que ventanas de tiempo utilizar para la captura y estimación de los parámetros que conforman el CAPM.

Por lo general, se tiende a optar por criterios que disminuyan el error de medición, volatilidad y evitar la arbitrariedad regulatoria de seleccionar un periodo concreto de forma sesgada.

En Latinoamérica existe una inclinación marcada a emplear series temporales extensas, de esta manera se evita la afectación del valor por parte de efectos coyunturales y se disminuye el error de medición.

A continuación, se presenta un resumen de las ventanas de tiempo utilizadas para el cálculo de las diferentes variables incluidas en la determinación de la tasa mediante el CAPM en diferentes países de la región:

Tabla 10: Documentos de referencias

País	Ente regulador	Distribuidora	Documento	Año
Brasil	ARSESP	Comgás	NT.F-0002-2019	2019
Brasil	ARSESP	Gas Brasillano Distribuidora	NT.F-0044-2019	2019
Brasil	ARSESP	Gas Natural Sao Paulo do Sul	NT.F-0055-2019	2019
Brasil	SEDECTES	Gasmig	Nota Técnica SEDE/SPMEL nº 71/2021	2021
Brasil	AGENERSA	CEG/CEG RIO	RELATÓRIO TÉCNICO 4ª REVISÃO QUINQUENAL	2017
Argentina	ENARGAS	Todas las distribuidoras	Lineamientos para la determinación de costo de capital	2016
Colombia	CREG	Todas las distribuidoras	Resolución 004 de 2021	2021
Chile	CNE	Chile - CNE	Resolución Exenta 314	2022

El análisis aquí descrito fue centrado en las variables de la metodología del CAPM:

- Tasa libre de riesgo
- Rendimiento de mercado
- Riesgo país
- Beta de activos

Tasa libre de riesgo

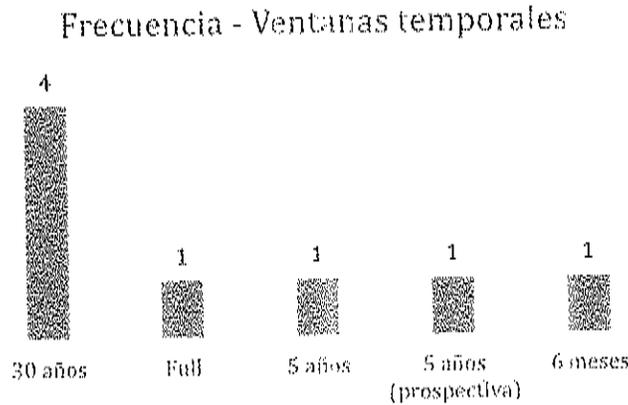
A continuación, se muestra la tasa libre de riesgo usadas en diferentes países de la región:

Tabla 11: Comparación de los criterios adoptados para estimar la tasa libre de riesgo.

Tasa libre de riesgo	Brasil- COMGÁS/A- ARSESP	Brasil- GBD /- ARSESP	Brasil- GNSPS/ ARSESP	Brasil- GASMEG- SEDECTES	Brasil- CEG/CEG RIO- AGENERSA	Argentina- ENARGAS	Colombia- CREG	Chile- CNE
Ventana	30 años	30 años	30 años	Full	30 años	5 años (prospectiva)	5 años	6 meses
Formula	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio
Bono	10 años EUA	10 años EUA	10 años EUA	10 años EUA	10 años EUA	10 años EUA	10 años COL	5 años CHI
Frecuencia datos	Mensual	Mensual	Mensual	Mensual	Mensual	Anual	Mensual	Mensual

El análisis comparativo demuestra que los diversos organismos reguladores optan por utilizar series temporales **largas** para la determinación del ítem tasa libre de riesgo, en lugar de horizontes temporales cortos.

Figura 12: Frecuencia ventana temporal empleados para la determinación de la tasa libre de riesgo.



3.2 Rendimiento de mercado

Las practicas utilizadas para la determinación del rendimiento de mercado y la prima por riesgo de mercado relevadas en la región se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 13: Comparación de los criterios adoptados para estimar el rendimiento del mercado.

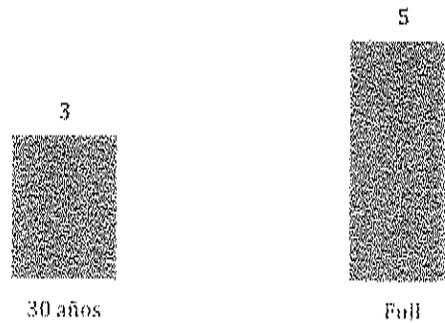
Tasa libre de riesgo	Brasil- COMGAS/ARSESP	Brasil- GBD/ ARSESP	Brasil- GNSPS/ ARSESP	Brasil- GASMIG- SEDECTES	Brasil- CEG/CEG- RIO- AGENERSA	Argentina- ENARGAS	Colombia- CREG	Chile- CNE
Ventana	30 años	30 años	30 años	Full	Full	Full	Full	*5
Formula	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio
Frecuencia datos	Mensual	Mensual	Mensual	Mensual	Mensual	Mensual	Mensual	Mensual

Conforme la práctica regulatoria habitual, que sigue las recomendaciones académicas, los reguladores optan por considerar ventanas temporales amplias, con predominio de la serie temporal más larga disponible, que en la práctica es aquella que mide los rendimientos en los mercados de capitales americanos desde 1926 hasta la actualidad:

⁵ En Chile se utiliza el promedio de la prima de riesgo de mercado determinada por los autores Damodaran y Duff and Phelps, los cuales para su determinación utilizan la serie full temporal.
Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Figura 14: Frecuencia ventana temporal empleados para la determinación del rendimiento de mercado.

Frecuencia - Ventanas temporales



Cuando las ventanas de tiempo de las series para definir los valores de los parámetros son cortas y móviles, la adición de nuevas observaciones, para incorporar eventos recientes, puede cambiar fuertemente el valor de la tasa, aumentando su volatilidad. Cuando las ventanas son largas y, más aún, semifijas (el inicio de la serie es fijo) se logra aumentar la estabilidad de los valores y se le da mayor previsibilidad a las tarifas de los consumidores.

Riesgo país

Las practicas utilizadas para la determinación del riesgo país en Latinoamérica se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 15: Comparación de los criterios adoptados para estimar el riesgo país.

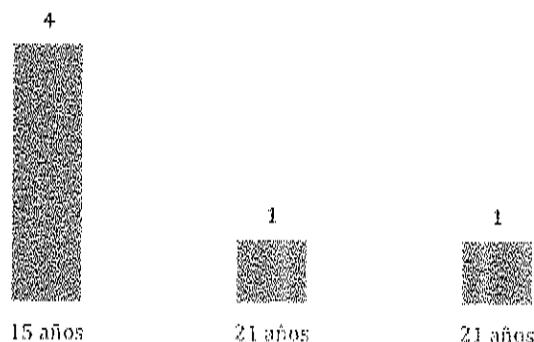
Tasa libre de riesgo	Brasil- COMGAS/ARSESP	Brasil- GBD / ARSESP	Brasil- GNSPS/ ARSESP	Brasil- GASMTG- SEDECTES	Brasil- CEG/CEG- RIO- AGENERSA	Argentina- ENARGAS	Colombia- CREG	Chile- CNE
Ventana	15 años	15 años	15 años	21 años	15 años	6 meses	⁶	-
Formula	Mediana	Mediana	Mediana	Promedio	Mediana	Promedio	-	-
Frecuencia datos	Diaria	Diaria	Diaria	Diaria	Diaria	Diaria	-	-

La mayoría de los organismos reguladores emplean 15 años de antigüedad. Los organismos reguladores emplean ventanas extensas, pero que no incluyan ningún cambio estructural en la economía; es decir, que el país experimente estabilidad durante el horizonte temporal seleccionado para poder reflejarlo en el cálculo del riesgo. De acuerdo con lo anterior, las practicas comunes en cuanto a este componente son las siguientes:

⁶ Colombia ni Chile utilizan riesgo país ya que utilizan bonos locales los cuales ya incorporan este spread.
Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Figura 16: Frecuencia ventana temporal empleados para la determinación del riesgo país.

Frecuencia - Ventanas temporales



Beta de activos

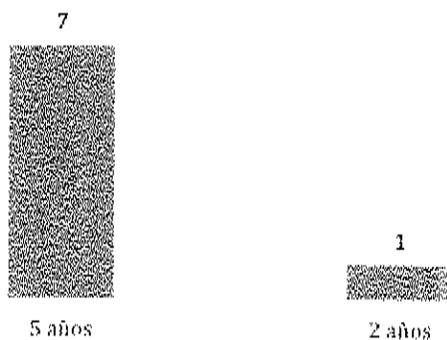
Las prácticas utilizadas para la determinación de la beta de activos relevadas en las diferentes revisiones tarifarias de la región se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 17: Comparación de los criterios adoptados para estimar el Beta sectorial.

Tasa libre de riesgo	Brasil - COMGAS/ARSESP	Brasil - GED / ARSESP	Brasil - GNSP5/ ARSESP	Brasil - GASMITG- SEDECTES	Brasil - CEG/CEG- RIO- AGENERESA	Argentina - ENARGAS	Colombia - CREG	Chile - CNE
Ventana	5 años	5 años	5 años	5 años	5 años	5 años	5 años	2 años
Frecuencia datos	Diaria	Diaria	Diaria	Diaria	Diaria	Diaria	Diaria	Mensual

Figura 18: Frecuencia ventana temporal empleados para la determinación del Beta Sectorial.

Frecuencia - Ventanas temporales



Como se puede verificar en la comparativa, existe un consenso prácticamente total en el uso de datos diarios para una ventana temporal de 5 años.

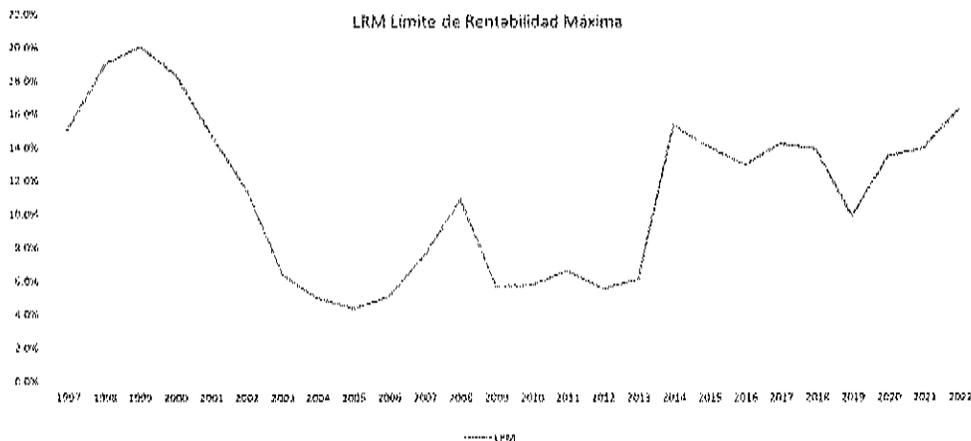
Tal como se puede verificar en el análisis antes descrito, los organismos reguladores en Latinoamérica emplean series temporales extensas y existe un predominio o consenso de que las ventanas temporales históricas sean 30 o más años.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Impacto en el Límite de Rentabilidad Máxima (LRM)

A continuación, se muestra el valor del LRM usando las ventanas temporales propuestas por la Comisión para cada uno de los componentes de la metodología de CAPM, desde el año 1997 hasta el año 2022. Se adjunta archivo **"3.1. CAPM nueva fórmula"**.

Figura 19: Comportamiento del LRM usando parámetros con plazos definidos por la Comisión.



En los valores históricos observados, el valor se encuentra entre 4.36% y 20.09%, bajo este escenario, se concluye que la metodología propuesta por la Comisión no evita efectos coyunturales económicos, no da estabilidad al precio del usuario final, no estabiliza los ciclos económicos y financieros del mercado; es decir, se obtienen tasas tan bajas de rentabilidad que afecten las inversiones en la industria y por lo tanto su desarrollo, así como escenarios de rentabilidades muy altas que afectan a los usuarios finales.

Bajo el esquema de regulación propuesto en las DACG, el LRM no debería ser calculado mediante la metodología de CAPM o, en todo caso, a cada compañía de la muestra se le debe calcular la tasa de rentabilidad observada en los últimos cinco años y la Comisión debería utilizar el promedio aritmético como LRM como referencia para la rentabilidad de los distribuidores.

Para mayor detalle, se adjunta al presente documento el anexo **"3.1. CAPM nueva fórmula"**, que incluye la memoria de cálculo.

Cuestionamientos

1. Se solicita a la Comisión justifique estadísticamente la reducción de las ventanas temporales en:
 - Tasa libre de riesgo
 - Rendimiento en el mercado accionario
 - Riesgo país
2. Se solicita a la Comisión explique el beneficio de reducir las ventanas temporales antes comentadas.

3. Se solicita a la Comisión demuestre porque es más representativo el uso de ventanas a más corto plazo en el cálculo del CAPM usado en el mercado de distribución en México. Las razones de recorte de series que enlista la Comisión son:
 - Contar con un valor que refleje condiciones del mercado en el largo plazo y con ello evitar una señal volátil en función de coyunturas.
 - Contar con una serie de datos suficientemente numerosa por conveniencia estadística.
 - Congruencia metodológica con la estimación de la tasa libre de riesgo.

Por lo cual se solicita a la Comisión exponga y exhiba el análisis estadístico que le permitió llegar a estas conclusiones.

4. Toda vez que en el presente apartado se muestra que las medidas estadísticas de dispersión de: "coeficiente de variación" y "distancia intercuartílica" son mayores cuando la ventana temporal es más corta, se solicita a la Comisión indique claramente cuáles fueron las medidas estadísticas usadas para aseverar que ventanas temporales de 5 años evitan la volatilidad de las variables en cuestión.
5. Dado que la medida de CAPM será calculada anualmente con ventanas temporales de datos de 5 años y de acuerdo con el análisis aquí presentado puede haber variaciones de más del 20% entre un año y otro.

Por lo anterior, se solicita la Comisión explique a través de qué medida regulatoria minimizaría el riesgo anual de cambios bruscos en las tarifas máximas aprobadas como resultado de la volatilidad de las ventanas temporales seleccionadas.

6. Se solicita a la Comisión determine una metodología estadística y regulatoria que se use cuando; como resultado de utilizar de ventanas temporales de 5 años la prima de mercado sea negativa.
7. Se solicita a la Comisión detalle si existirá una metodología estadística y regulatoria que limite el valor de la prima del mercado cuando esta exceda un determinado porcentaje como resultado de uso de ventanas temporales de 5 años.
8. Como puede leerse en los dos cuestionamientos anteriores la prima de mercado puede fluctuar drásticamente, por el uso de ventanas temporales de 5 años, por lo que se solicita a la Comisión manifieste el análisis elaborado para garantizar la estabilidad que los usuarios finales de distribución requieren.
9. Se solicita la Comisión indique mediante qué medida estadística se pretenden eliminar las coyunturas económicas que afectan directamente el resultado de la metodología de CAPM por el uso de ventanas temporales de solo 5 años.
10. Se solicita a la Comisión explique porque la tasa equivalente anual del mercado accionario no es convertida con un periodo de 251.8 días, en lugar de tomar los días que componen un año.

11. Se solicita la Comisión detalle matemáticamente la consistencia de obtener una prima de mercado usando una tasa equivalente del mercado accionario convertida con 251.8 días y una tasa equivalente libre de riesgo usando un periodo de 365 días.
12. Se solicita a la Comisión detalle la comparativa que realizó para determinar el beneficio de usar ventanas temporales de 5 años en lugar de 30 años, tal como lo hace el resto de los organismos reguladores en Latinoamérica.
13. Se solicita la Comisión justifique que los cambios tan drásticos en el valor del LRM no afectará el desarrollo de la industria a gas natural y por lo tanto la economía de las regiones donde existe las redes de distribución de gas natural.
14. Se solicita la Comisión demuestre cual será el incentivo para desarrollar redes de distribución de gas natural bajo una metodología de alta volatilidad.

6

Comentarios a los Parámetros para la Determinación del Incentivo a la Expansión

Desde la perspectiva de mi representada, y con base en su amplia experiencia durante el proceso de expansión de su red de distribución de gas natural, ha tenido en cuenta lo siguiente:

- Circunstancias externas: limitaciones geográficas, meteorológicas, urbanas y de acceso al Centro de Población donde se busca realizar la expansión.
- CAPEX, costos de O&M y gastos administrativos adicionales necesarios para la expansión.
- Antigüedad de la red de distribución; para medir el potencial de expansión de un permisionario con mayor número de años operando en el mercado en comparación con sistemas emergentes.
- La importancia de mantener un número estable de usuarios conectados al sistema de distribución, con el propósito de priorizar también la cobertura de oferta sobre la red ya existente.

Asimismo, es importante considerar algunos factores de riesgo que pueden afectar el desarrollo, construcción y la expansión de las redes de distribución, los cuales no se ven reflejados en la metodología propuesta por la Comisión. A continuación, se enlistan de manera enunciativa, mas no limitativa, algunos de estos riesgos:

- Preferencia en el uso de otros combustibles como el Gas LP y energías renovables en los Centros de Población donde se busca realizar la expansión, así como las modalidades de pago a las que están acostumbrados los usuarios por este servicio
- Inversión por parte del usuario para adecuaciones en vivienda y/o industria a efectos de ser técnicamente viable la prestación del servicio.
- Competencia entre permisionarios por las mismas zonas geográficas y Centros de Población.
- Otorgamiento de permisos, licencias y derechos por parte de las autoridades locales.
- Efecto del cambio climático en el promedio de consumo de los clientes
- Situación Económica del país (posible recesión), así como la escasez de equipos y maquinaria necesarios para la fase constructiva de las expansiones.
- Volatilidad en los precios del gas natural a nivel global.
- Políticas públicas relacionadas con el sector energético.
- Regularización de eventos relativos a comunidades
- Modificaciones regulatorias y normativas durante el periodo de expansión de la red.

Dado lo anterior, mi representada pone a consideración de la Comisión, el siguiente análisis técnico sobre las inquietudes surgidas de esta metodología y su viabilidad para impulsar la expansión de las redes de distribución de gas natural:

15. Argumentación sobre la determinación de los parámetros externos

- Inconsistencia en dimensiones de magnitud.

Al realizar el análisis dimensional sobre las fórmulas definidas por la Comisión para cuantificar el Riesgo A y el Riesgo B asociados a los parámetros externos, se observó que tales riesgos se encuentran expresados en distintas unidades de medida:

- El Riesgo A, representa la densidad poblacional con acceso a agua de una entidad federativa en México, por lo que sus unidades de medida son $\frac{\text{num. viviendas con agua}}{\text{km}^2}$
- El Riesgo B, representa un cociente entre el número de viviendas de una entidad federativa en México que utilizan el gas natural como principal fuente de combustible y el número de viviendas con acceso a agua en esa misma entidad federativa, por lo que sus unidades de medida son $\frac{\text{num. viviendas gas natural}}{\text{num. viviendas con agua}}$

De conformidad con el *Principio de Homogeneidad Dimensional*⁷ que permite relacionar magnitudes físicas de manera consistente a nivel aritmético, no es posible sumar linealmente dos magnitudes que tienen distintas unidades de medida, como es el caso del Riesgo A y el Riesgo B, tal como lo propone la Comisión en las DACG.

$$\text{Parámetros Externos} = \text{Riesgo}_A + \text{Riesgo}_B$$

Donde:

Parámetros Externos = Parámetros externos del incentivo a la expansión, en porcentaje.

Riesgo_A = Riesgo de la Densidad de viviendas con toma de agua, en porcentaje.

Riesgo_B = Riesgo del Porcentaje de viviendas que consumen gas natural, en porcentaje.

Fuentes de información disponibles en la disposición 3.5 del presente Anexo.

Conclusión: La fórmula sugerida por la Comisión en donde se suma el Riesgo A y el Riesgo B contradice el principio referido en el párrafo anterior, y por lo tanto genera Incertidumbre sobre que interpretación cuantitativa debe darse a la cantidad resultante.

- Incertidumbre sobre el uso del número de viviendas con acceso a agua para medir el potencial de expansión en el servicio de distribución de gas natural.

En la metodología propuesta por la CRE, se menciona, a la letra, lo siguiente:

"Es importante mencionar, que para el presente riesgo se considera la densidad de viviendas con toma de agua debido a que se busca acotar el número de viviendas con posibilidad económica, social y geográfica de obtener el servicio de distribución por medio de ducto de gas natural debido a que existe amplia similitud en cuanto a las condiciones técnicas y económicas necesarias para la penetración de ambos servicios."

A efectos de comprobar si esta variable es un indicador apropiado para medir el potencial de expansión en el servicio de distribución de gas natural, se evaluó el nivel de correlación entre el total de viviendas con gas natural como principal combustible y el total de viviendas con acceso a agua para las 32 entidades federativas de México.

Para ello se utilizaron las mismas series de datos referidas por la Comisión en la metodología propuesta⁸:

⁷ <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/dimensional-homogeneity>

⁸ Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH) *Tabuladores de hogares y viviendas – Viviendas por entidad federativa, según combustible más utilizado para cocinar.*

Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH) *Características de las viviendas en que habitan los integrantes del hogar (viviendas)*

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Tabla 20. Viviendas que usan gas natural vs viviendas con acceso a agua

Estado	Viviendas GN(i) (num)	Viviendas TA(i) (num)
CHIAPAS	672,940	1,632
TABASCO	433,900	1,697
MICHOACAN	1,033,049	1,885
PUEBLA	1,315,097	1,893
GUERRERO	497,071	1,961
NAYARIT	330,755	1,987
CAMPECHE	175,227	2,044
QUINTANA ROO	442,354	2,044
VERACRUZ	1,638,497	2,075
HIDALGO	660,588	2,082
TLAXCALA	307,362	2,095
OAXACA	561,511	2,106
CIUDAD DE MÉXICO	2,644,222	2,139
SAN LUIS POTOSI	577,569	2,153
MORELOS	508,815	2,192
TAMAULIPAS	983,147	2,223
SONORA	802,072	2,323
ZACATECAS	424,847	2,383
BAJA CALIFORNIA SUR	226,758	2,477
AGUASCALIENTES	374,569	2,583
DURANGO	460,229	2,649
JALISCO	2,171,937	2,668
YUCATAN	415,262	2,775
GUANAJUATO	1,474,359	2,832
COLIMA	204,402	3,158
MÉXICO	4,324,889	3,173
NUEVO LEON	1,612,212	3,190
SINALOA	792,795	3,292
QUÉRETARO	598,950	3,426
BAJA CALIFORNIA	1,111,845	3,728
COAHUILA	876,702	3,776
CHIHUAHUA	1,068,866	4,314
TOTAL	29,722,798	80,955

Se calculó el coeficiente de correlación lineal entre ambas series de datos utilizando la siguiente fórmula:

$$corr = \frac{\sum[(GN_i - \overline{GN})(TA_i - \overline{TA})]}{\sqrt{\sum(GN_i - \overline{GN})^2 * \sum(TA_i - \overline{TA})^2}}$$

Donde:

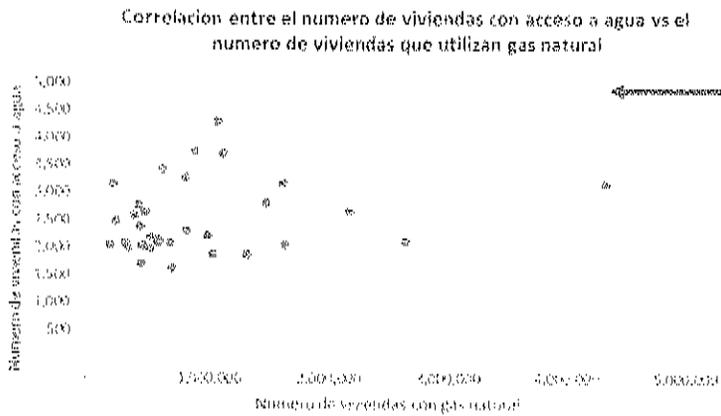
- *corr* es el coeficiente de correlación lineal entre el numero de viviendas que utilizan gas natural como principal fuente de combustible y el número de viviendas con acceso a agua.
- GN_i es el número de viviendas en la entidad federativa *i* que utilizan el gas natural como principal fuente de combustible.
- \overline{GN} es el promedio del número de viviendas de las 32 entidades federativas en México que utilizan el gas natural como principal fuente de combustible.
- TA_i es el número de viviendas en la entidad federativa *i* con acceso a agua.
- \overline{TA} es el promedio del numero de viviendas de las 32 entidades federativas en México con acceso a agua.

De lo anterior, se obtuvo un coeficiente de correlación lineal entre ambas variables de **21.5%**, lo cual indica que existe una relación limitada o casi nula entre el número de viviendas con acceso a agua y el número de viviendas que utilizan gas natural como principal fuente de combustible.

Con el propósito de complementar lo antes descrito, a continuación, se muestra el diagrama de dispersión en el que no se logra apreciar una tendencia lineal entre ambas series de datos. De hecho, tampoco hay indicios de algún tipo de correlación no lineal entre los datos:

Figura 21. Diagrama de dispersión

(número de viviendas con agua vs número de viviendas que utilizan gas natural)



Para que exista correlación lineal entre los datos propuestos por la Comisión, la tendencia que siguen los puntos de la gráfica debería ser similar a la de una línea recta. No se detecta algún otro tipo de correlación.

Con ambas series de datos, no hay evidencia suficiente que justifique que el número de viviendas con acceso a agua dentro del territorio nacional es un indicador adecuado que represente el potencial de expansión en el servicio de distribución de gas natural.

Otro punto por considerar es el uso de datos de entidades federativas completas para medir el riesgo de expansión de los permisionarios. En la práctica, un permisionario puede considerar dentro de un solo proyecto de expansión múltiples municipios o localidades pertenecientes a entidades federativas distintas. Por lo tanto, existe incertidumbre en cómo aplicar la metodología propuesta por la Comisión en tales situaciones.

- Ejercicio práctico para replicar los parámetros externos.

Con base en las series de datos referidas por la Comisión en el numeral 3.5 del Anexo III, se buscó replicar la metodología propuesta para la determinación de los parámetros externos (Riesgo A y Riesgo B) de conformidad con lo siguiente:

Cálculo del Riesgo A.

En el caso del Riesgo A, se elaboró una tabla con información de las 32 entidades federativas de México, en la cual se detalla el número de viviendas que tienen acceso a agua y la extensión territorial en km², de acuerdo con las series referidas en el párrafo anterior:

Fuente:	<i>Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH).</i>
Serie:	<i>Tabulados de hogares y viviendas – Viviendas por entidad federativa, según combustible más utilizado para cocinar.</i>
Tipo de Datos:	<i>Indicadores de precisión estadística, así como la presentación de datos tabulados de todas las encuestas con muestreo probabilístico del INEGI.</i>
Frecuencia:	<i>Bianual</i>

Fuente:	<i>Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH).</i>
Serie:	<i>Características de las viviendas en que habitan los integrantes del hogar (viviendas)</i>
Tipo de Datos:	<i>Micro datos junto con archivo descriptor para el manejo de las bases de datos.</i>
Frecuencia:	<i>Bianual</i>

A partir de los datos esa tabla, se calculó la densidad poblacional de viviendas que tienen acceso a agua, mediante la fórmula propuesta por la Comisión en el numeral 3.2 inciso a del Anexo III, dando como resultado lo siguiente:

Tabla 22. Determinación de Riesgo A

Estado	Viviendas Total (mil)	Por territorial (mil km ²)	Densidad vivienda /km ²
CHIAPAS	1,632	73,311	0.02
TABASCO	1,697	24,731	0.07
MICHOACÁN	1,885	58,599	0.03
PUERBLA	1,893	34,306	0.06
GUERRERO	1,961	63,596	0.03
NAYARIT	1,987	27,857	0.07
CAMPECHE	2,044	57,507	0.04
QUINTANA ROO	2,044	44,705	0.05
VERACRUZ	2,075	71,826	0.03
HIDALGO	2,082	20,813	0.10
TLAXCALA	2,095	4,016	0.52
OAXACA	2,106	93,757	0.02
CIUDAD DE MÉXICO	2,139	1,495	1.43
SAN LUIS POTOSÍ	2,153	61,137	0.04
MORELOS	2,192	4,879	0.45
TAMAULIPAS	2,223	80,249	0.03
SONORA	2,323	179,355	0.01
ZACATECAS	2,383	75,284	0.03
BAJA CALIFORNIA SUR	2,477	73,909	0.03
AGUASCALIENTES	2,583	5,616	0.46
DURANGO	2,649	123,317	0.02
JALISCO	2,668	78,388	0.03
YUCATAN	2,775	39,524	0.07
GUANAJUATO	2,832	30,608	0.09
COLIMA	3,158	5,627	0.56
MÉXICO	3,173	22,351	0.14
NUEVO LEÓN	3,190	64,156	0.05
SINALOA	3,292	58,200	0.06
QUERETARO	3,426	11,699	0.29
BAJA CALIFORNIA	3,728	71,450	0.05
COAHUILA	3,776	151,562	0.02
CHIHUAHUA	4,314	247,455	0.02
TOTAL	80,955	1,961,485	0.04

Posteriormente, utilizando las fórmulas propuestas por la Comisión en el numeral 3.3 del Anexo III, se calcularon los cuartiles de la serie del número de viviendas con acceso a agua por entidad federativa:

Tabla 23. Cuartiles número de viviendas con agua

Tamaño de la muestra	80,955
Primer Cuartil	2,067.25
Segundo Cuartil	2,273.00
Tercer Cuartil	2,913.50

No obstante, la metodología propuesta por la Comisión no especifica qué uso se les darán a los intervalos definidos por los cuartiles anteriores sobre al Riesgo A.

En el mismo orden de ideas, no se especifica como determinar la ponderación que se asignará al Riesgo A en el cálculo del I_e como lo menciona el numeral 3.4. del Anexo III de las DACG.

Cálculo del Riesgo B.

Por otra parte, en el caso del Riesgo B, se elaboró una tabla con información de las 32 entidades federativas de México en la cual se detalla el número de viviendas que utilizan el gas natural como principal fuente de combustible, y el número de viviendas que tienen acceso a agua, de acuerdo con las mismas series de datos referidas anteriormente.

A partir de los datos de esa tabla, se calculó el porcentaje de viviendas con gas natural como principal fuente de combustible, utilizando la fórmula propuesta por la Comisión en el numeral 3.2 inciso b del Anexo III, dando como resultado la tabla que se muestra a continuación:

Tabla 24. Determinación del Riesgo B

Estado	Viviendas ENIG (num)	Viviendas TALL (num)	% Viviendas ENIG
CHIAPAS	872,940	1,632	41,234
TABASCO	423,900	1,697	25,569
MICHOACÁN*	1,033,049	1,885	54,804
PUEBLA	1,315,097	1,893	69,472
GUERRERO	497,071	1,961	25,348
NAVARRIT	330,755	1,987	16,646
CAMPECHE	175,227	2,044	8,573
QUINTANA ROO	442,354	2,044	21,642
VERACRUZ*	1,638,497	2,075	78,964
HIDALGO	660,584	2,082	31,729
TLAXCALA	307,362	2,095	14,671
OAXACA	561,511	2,106	26,662
CIUDAD DE MÉXICO	2,644,212	2,139	123,620
SAN LUIS POTOSÍ*	577,569	2,153	26,826
MORELOS	508,815	2,192	23,212
TAMAULIPAS	983,147	2,223	44,226
SONORA	802,077	2,323	34,527
ZACATECAS	424,847	2,383	17,828
BAJA CALIFORNIA SUR	226,758	2,477	9,155
AGUASCALIENTES	374,560	2,583	14,501
DURANGO	460,220	2,649	17,374
JALISCO	2,171,937	2,668	81,407
YUCATAN*	415,262	2,775	14,964
GUANAJUATO	1,474,359	2,832	52,061
COLIMA	704,402	3,158	6,473
MÉXICO	4,324,889	3,173	136,303
NUEVO LEÓN*	1,612,712	3,190	50,540
SINALOA	792,795	3,292	24,082
QUERETARO*	598,950	3,426	17,482
BAJA CALIFORNIA	1,111,845	3,728	29,824
COAHUILA	876,702	3,776	23,218
CHIHUAHUA	1,068,866	4,314	24,727
TOTAL	29,722,798	80,955	36,715

Posteriormente, utilizando las fórmulas propuestas por la Comisión en el numeral 3.3 del Anexo III, se calcularon los cuartiles de la serie del número de viviendas que utilizan gas natural como principal fuente de combustible:

Tabla 25. Cuartiles de número de viviendas que utilizan gas natural

Tamaño de la muestra	29,722,798
Primer Cuartil	431,637
Segundo Cuartil	629,769
Tercer Cuartil	1,079,611

No obstante, la metodología propuesta por la Comisión no especifica qué uso se les darán a los intervalos definidos por los cuartiles anteriores sobre al Riesgo B.

Es decir, no es claro como determinar la ponderación que se asignará al Riesgo B en el cálculo del I_e como lo menciona el numeral 3.4. del Anexo III.

En este sentido, no es posible determinar los parámetros externos que se requieren para el cálculo del I_e , como lo especifica la formula del numeral 3.1. del Anexo III.

La principal limitante es que se desconoce cómo se deben emplear los intervalos definidos por los cuartiles de cada serie de datos, para obtener la ponderación de cada riesgo, dado que esto no está definido en la metodología.

Para mayor referencia, se adjunta al presente documento el anexo llamado "**3.2 Cálculo de Parámetros Externos**" con el detalle de los cálculos referidos anteriormente.

16. Argumentación sobre la determinación de los parámetros internos

- Cuestionamientos a la Sección 2. Incentivo a la Expansión

Con base en datos teóricos de tres permisionarios de distribución de gas natural, se buscó replicar la metodología propuesta para la determinación de los parámetros internos (Criterio A y Criterio B):

Para el caso del Criterio A, se elaboró una tabla con el número de UFBC al cierre de 2020 y al cierre de 2021, para cada uno de los 3 permisionarios.

Después de aplicar la fórmula propuesta por la Comisión en el numeral 4.2 inciso a del Anexo III, se obtuvieron como resultados los siguientes incrementos:

Tabla 26. Determinación de Criterio A

	Permiso I	Permiso II	Permiso III
UFBC(t-1)	242,166	114,545	52,113
UFBC(t)	248,850	124,455	54,189
Incremento UFBC(t)	2.76	8.65	3.98

Análogamente, se realizó el mismo procedimiento al Criterio B, elaborando una tabla con el número de km de la red de distribución al cierre de 2020 y al cierre de 2021 para cada uno de los 3 permisionarios.

Al aplicar la fórmula propuesta por la Comisión en el numeral 4.2 inciso b del Anexo III, se obtuvo como resultado lo siguiente:

Tabla 27. Determinación de Criterio B

	Permiso I	Permiso II	Permiso III
Red(t-1)	7,458	3,799	1,845
Red(t)	7,738	4,060	1,919
Expansión Red(t)	3.75	6.86	4.03

Con base en los resultados anteriores, no se pudo llegar a determinar la ponderación correspondiente a cada criterio, derivado de que se desconocen los intervalos que considera la Comisión para el Incremento en UFBC y la Expansión de la red, como lo establecen los numerales 4.3 y 4.4 del Anexo III.

Por tal motivo, es de suma importancia que la Comisión haga del conocimiento de los permisionarios los criterios y las series de datos que empleará para la determinación de tales intervalos.

En este sentido, no es posible determinar si el Criterio A tendrá una ponderación menor o igual a 0.6, y si el Criterio B tendrá una ponderación menor o igual a 0.4, de acuerdo con la información existente.

Para mayor referencia, se adjunta al presente documento el anexo archivo **"3.3 Cálculo de Parámetros Internos"** con el detalle de los cálculos referidos anteriormente.

A efectos de complementar en análisis anterior, se listan algunos mecanismos para incentivar la expansión del sector utilizados en otros países de Latinoamérica:

17. Mecanismos de incentivos en países de Latinoamérica.

- ♦ Argentina "Factor de inversión K"

Para incentivar el desarrollo de proyectos de inversión asociados a la expansión del servicio de distribución en gas natural, el organismo regulador de Argentina (Ente Nacional Regulador del Gas - ENARGAS) estableció la figura del "Factor K" o "Factor de Inversión", mediante la cual se busca reconocer la cantidad total de la inversión erogada por el distribuidor durante el proceso de expansión, pero evitando que ese costo se traslade anticipadamente al usuario; toda vez que la tarifa se ajustará en el momento de que la expansión de la red entre en operación.

El Factor K se define como un valor porcentual que se adiciona a la tarifa en el marco del proceso de revisión quinquenal, de tal modo que dicho valor representará el aumento de tarifas necesario para cubrir el costo de las inversiones adicionales a las inicialmente previstas y que no puedan ser recuperadas mediante las tarifas vigentes para ese quinquenio.

- ♦ Argentina "Aplicación del factor de inversión K"

Como se mencionó con anterioridad, al aprobarse la Revisión Quinquenal de las Tarifas, queda fijado el valor del Factor K para todo el quinquenio. Su aplicación se realiza semestralmente, en los meses de enero y julio de cada año, incorporando los incrementos tarifarios una vez que los proyectos presentados por el distribuidor de gas natural comienzan a prestar el servicio a los usuarios usando las nuevas inversiones a reconocer.

Por lo tanto, si el proyecto de expansión no se pone en operación, no se producirá un ajuste a la tarifa, y no habrá reconocimiento de las inversiones erogadas. De ese modo, la autoridad regulatoria podrá recalcular el resultado económico de la inversión, y su correspondiente incidencia en la tarifa, en los casos que el distribuidor de gas natural ejecutó la obra en menor magnitud física que la prevista en el proyecto aprobado (respecto a las longitudes, diámetros, capacidades o modificaciones en la traza de la red). Este ajuste evita que un cambio en la magnitud de la inversión a realizar sea trasladado a la tarifa y genere un beneficio injustificado al distribuidor.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Por otro lado, las diferencias resultantes de mayores inversiones que surjan de la ejecución de los proyectos aprobados dentro del factor K con respecto a lo proyectado en el momento de la evaluación serán absorbidos por la distribuidora de gas natural, por lo que el factor K no se verá modificado. Este último punto garantiza que la distribuidora invertirá de manera razonable y siempre estará validada la eficiencia de la inversión por ENARGAS.

- Argentina "Cálculo del Factor K"

La determinación del valor del factor K se mide en términos de Valor Presente Neto, es decir, utilizando un modelo de flujo de cada descontado (lo cual estaría muy alineado a la propuesta realizada por la Comisión en México).

Para el cálculo del factor K se estiman los costos de inversión en función del plan de inversiones y proyecciones presentados por el distribuidor de gas natural y la cantidad de usuarios asociados a los proyectos que resultan aptos en cada subzona tarifaria, y se calcula el valor presente de la suma de dichos productos a la tarifa inicial (sin factor K), a la tasa de costo de capital en términos reales reconocida por el regulador.

En aquellos casos en que el valor presente así calculado es menor que cero se ha autorizado el incremento tarifario que restablezca el valor de negocio de la compañía al nivel original, estimándose el factor K como el incremento en las tarifas necesario para que el valor presente de la suma de los proyectos sea igual a cero, a las respectivas tasas de descuento.

- Inversión de conexión o de último tramo de red

Otro mecanismo de promoción para financiar la expansión que se práctica en Argentina, es el financiamiento por parte del usuario de la inversión correspondiente al último tramo de red y la tubería de conexión.

Si bien la mayoría de los países posibilitan que el usuario final aporte el dinero necesario para la conexión (obra requerida para llevarle gas natural desde la red hasta el punto de conexión), en Argentina existe la práctica que ese importe será reintegrado por el distribuidor de gas natural.

Esta práctica se extiende a la usuarios residenciales y comerciales que realizan el aporte económico para posibilitar la expansión de la red de distribución y la instalación de la tubería de conexión anterior al medidor.

Este esquema actúa como un financiamiento por parte del usuario a la distribuidora, ya que una vez que la red entra en operación y el usuario dispone del servicio, el usuario se beneficia con un descuento en la tarifa de distribución durante un determinado tiempo. El beneficio o contraprestación que recibe el usuario consiste en el no pago de una determinada cantidad por cada m³ de gas natural consumido. La cantidad de descuento es definido por la autoridad regulatoria y varía según la región.

El incentivo recae en el ahorro económico que representa para el usuario final el empleo de gas natural en lugar de otro combustible.

- Colombia "Mecanismos de subsidios cruzados en la tarifa del sector residencial"

En Colombia el régimen tarifario incluye elementos de solidaridad y redistribución de ingresos que permiten expandir el servicio de distribución de gas natural a los sectores de la población con bajos recursos.

La tarifa aplicada a los usuarios residenciales del servicio de distribución de gas natural que se aplica en Colombia depende del estrato (económico) en el que se encuentre el usuario, determinado en función a su condición socioeconómica. Actualmente existen 6 estratos, que clasifican las tarifas del servicio de distribución de gas natural de la siguiente manera:

Tabla 28: Esquematización subsidio cruzado para el mercado residencial.

TARIFA	=	VALOR
Tarifa estratos 1 y 2	=	MD - Subsidio
Tarifa estratos 3 y 4	=	CU
Tarifa estratos 5 y 6	=	MD + Contribución

Las tarifas para el consumo en los estratos 1 y 2 tienen un subsidio, que es una ayuda económica que se otorga para el pago de la tarifa del servicio. Se define en la legislación colombiana como la diferencia entre lo que se paga por un bien o servicio y su costo, cuando el costo es mayor que el pago recibido.

Estos subsidios se encuentran cubiertos por aportes solidarios de los estratos más altos (5 y 6) y del fisco:

$$\text{Subsidios} = \text{Aporte solidario de consumidores} + \text{Aporte fiscal}$$

En el caso de los primeros se cobra un adicional sobre el margen de distribución de estos estratos y dicho adicional se destina a subvencionar la tarifa de los estratos más bajos:

Figura 29: Porcentajes empleados en la definición del subsidio cruzado.

Tipo de Demanda	Contribución	Subsidio
Estrato 1	---	60%*
Estrato 2	---	50%*
Estrato 3	---	---
Estrato 4	---	---
Estrato 5	20%	---
Estrato 6	20%	---

NEUTRO
NEUTRO

Al respecto se debe indicar lo siguiente:

- El Consumo subsidiable para E1 y E2 es sólo hasta 20 m³
- E3 y E4 pagan el valor equivalente al costo medio.
- E5 y E6 pagan el costo del servicio y adicionalmente hacen un aporte solidario para contribuir con la reducción de las tarifas de los estratos E1 y E2.

Por último, el aporte fiscal son los recursos asignados a los municipios a través del FSRI (Fondo de Solidaridad y Redistribución de la Renta), las contribuciones a las transferencias nacionales o los recursos propios.

- Perú "Introducción"

En el caso de Perú, la masificación del gas natural es un objetivo de la política energética nacional, por lo que el estado nacional ha actuado como promotor de la expansión del servicio implementado diversos mecanismos centrados en disponer el suministro del gas natural a precios competitivos, asegurar la viabilidad económica de proyectos de infraestructura de gas natural y reducir la barrera de ingreso al servicio.

De acuerdo con el párrafo anterior podemos citar los siguientes mecanismos:

- Garantía de red principal.
 - Mecanismo de promoción.
 - Fondo de Inclusión Social Energético.
- * Perú "Garantía de red principal"

Hace 20 años, las condiciones económicas de Perú impedían la existencia de una industria de gas natural desarrollada. Ante esta problemática el Estado intervino para garantizar un nivel de rentabilidad razonable para los inversionistas que construyeran y operaran los ductos que transportarían y distribuyeran el gas natural.

Mediante la Ley N° 27.133 (Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural) y su reglamento, se creó una **Garantía de red principal ("GRP")**, mecanismo que permitía asegurar la recuperación de las inversiones a los permisionarios de transporte y distribución de gas natural de la red principal del Proyecto Camisea a una tasa de descuento establecida en el contrato.

El Decreto Supremo N° 046-2002-EM se estableció como inicio de la recaudación anticipada de la GRP el 1º de noviembre de 2002 y hasta el comienzo de la operación comercial de Camisea (agosto del 2004).

La GRP debía extinguirse cuando el volumen de gas natural transportado igualase o superase la capacidad garantizada, situación que se presentó en 2009 (se tuvo una GRP igual a cero).

Así, la extinción automática de dicho mecanismo se dio en 2012, de acuerdo con las condiciones establecidas en los contratos de concesión de transporte y distribución (TGP, Cálidda y beneficiarios de la GRP).

En definitiva, la GRP es un mecanismo creado con el objetivo de garantizar los ingresos a los concesionarios de transporte y distribución mediante la red principal del proyecto Camisea, con la aplicación de un cargo en el sistema principal de transmisión eléctrica a los usuarios de electricidad.

La GRP es un contrato tácito entre los concesionarios de la red principal de Camisea y los usuarios del Sistema eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), mediante el cual se garantizó a los concesionarios ingresos que hicieron factible el desarrollo y operación del transporte y distribución del gas natural hasta la capacidad garantizada (que viabiliza el proyecto) de la red principal.

Estos, a su vez, se comprometieron a proporcionar el servicio de transporte del gas natural por medio de la red principal, lo que se necesitaba para el funcionamiento de las centrales térmicas que atienden al SEIN. Así, se lograron menores tarifas eléctricas que las que se hubieran dado sin la presencia del gas natural en el sector eléctrico.

La GRP se sustenta básicamente en el concepto de "capacidad garantizada", que se concreta cuando los clientes o usuarios finales de electricidad garantizan el flujo de ingresos del transportista y el distribuidor del gas natural. Una vez definida la capacidad garantizada de la red principal, mediante el mecanismo, los usuarios aportan la diferencia entre los ingresos garantizados anuales y los ingresos reales por la prestación del servicio de transporte y de distribución de gas natural. Este último se obtiene por la aplicación de las tarifas y el volumen realmente transportado. Conforme se incrementa la demanda de gas natural, la GRP se reduce hasta llegar a cero, tal como ha ocurrido cuando la red principal transportó un volumen superior a la capacidad garantizada.

Los concesionarios de la red principal de gas natural, ante el requerimiento del Estado de una infraestructura de transporte con una capacidad mínima, podían optimizar el diseño y no preocuparse de la evolución de la demanda de gas natural, ya que esto estaba garantizado por la GRP. Esto hacía posible que el negocio fuera de bajo riesgo, donde los ingresos no dependían del flujo de gas a transportar en función a la demanda requerida, sino más bien de las capacidades garantizadas establecidas en los contratos de concesión. Lo anterior implicaba que se debía

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

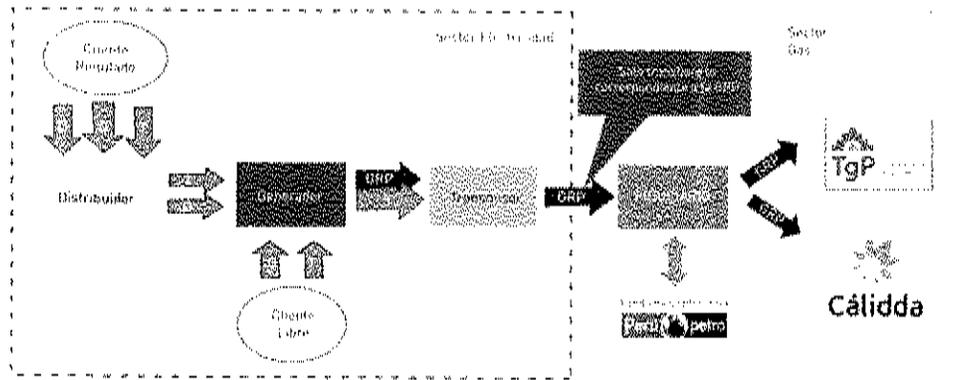
tener cuidado al establecer las condiciones de calidad del servicio y cumplimiento de capacidades mínimas en los contratos, antes de la licitación internacional.

- Perú "Aplicación de la GRP"

Mientras estuvo vigente el cálculo de la GRP, el mecanismo operaba de la siguiente manera:

- Anualmente se calculaba el consumo de gas a transportar por el gasoducto, con el fin de estimar los ingresos de los concesionarios de transporte y distribución de la red principal.
- El resultado anterior se restaba del ingreso anual garantizado. Esta diferencia era la GRP anual que recibían las empresas concesionarias.
- El valor de la GRP se transformaba en peaje eléctrico al dividir su monto entre la demanda eléctrica vendida a los consumidores eléctricos.
- Este peaje por GRP se agregaba al peaje por conexión a la red principal de transmisión eléctrica.
- Lo recaudado era depositado a una cuenta administrada por una fiduciaria, que se encargaba de efectuar el reparto de los montos involucrados.
- En el caso de que algún generador no deposite parte del fondo de la GRP, la fiduciaria ejecutaba el fondo de garantía de Perupetro y usaba ese monto para pagar a los concesionarios (TGP y Cálidda), por ser titulares de la red principal de gas natural de Camisea.

Figura 30: Garantía de red principal.



Perú "Mecanismo de Promoción"

- Perú "Mecanismo de Promoción"

En paralelo al mecanismo antes descrito y para facilitar el acceso del gas natural a usuarios residenciales y comerciales de bajos ingresos, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) adoptó el plan de promoción, mediante el cual la distribuidora de gas natural realiza las inversiones de conexión e instalaciones internas evitando que el usuario final tenga que costear las mismas que son transferidas al costo de prestación del servicio.

El mecanismo de promoción es un dispositivo normado por el MINEM cuyo objetivo es generar incentivos económicos, mediante descuentos sobre parte del Costo Total de la Conexión de Gas Natural, para que los consumidores residenciales ubicados en determinadas zonas geográficas de la Concesión o de determinados niveles socioeconómicos, puedan acceder al gas natural.

El Decreto Supremo N.º 009-2012-EM, incorporó en el artículo 112^{aa} del Reglamento de Distribución, la posibilidad de implementar el Mecanismo de Promoción. La promoción tiene por objeto cubrir como máximo el

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

costo de la conexión al servicio de distribución de gas natural, que implica la suma correspondiente al cargo por el Derecho de Conexión y el costo de la Acometida de una residencia típica.

De acuerdo a lo establecido por el Ministerio de Energía y Minas y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) el concesionario de distribución de gas natural podrá proponer a OSINERGMIN su plan de conexiones residenciales a beneficiarse con los gastos de promoción, el mismo que aprobará dicho organismo dentro del procedimiento de fijación de tarifas, ya que los costos de conexión son incorporados al requerimiento de ingresos que va a ser remunerado por la tarifa de la totalidad de los usuarios del servicio.

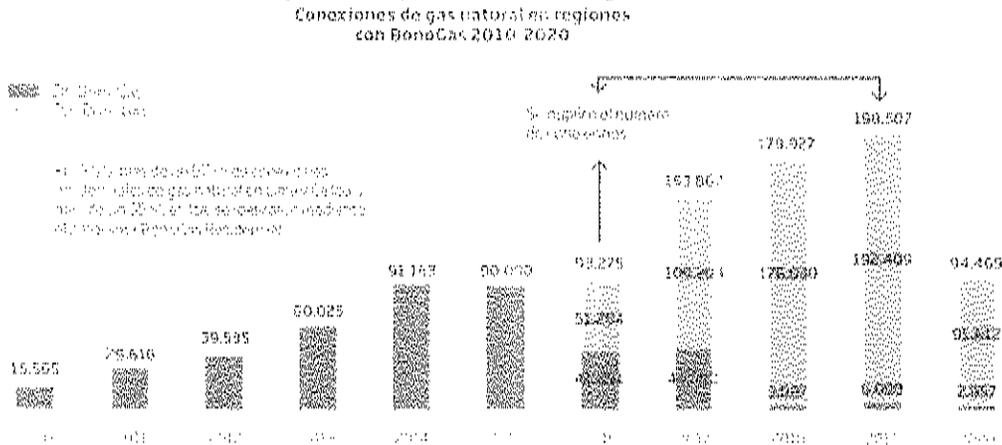
Las zonas para beneficiarse por el Plan de Promoción son definidas por el concesionario sobre la base del Plano Estratificado a nivel de manzana por ingreso per cápita del hogar desarrollado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI) o conforme a las disposiciones que emita el MINEM. El detalle de la información de estas zonas es a nivel de manzana y son presentadas con sus respectivos planos por distrito, donde se muestre el área geográfica a beneficiar y las redes de distribución de gas natural existentes y proyectadas.

- Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)

Adicionalmente a lo antes comentado, en abril de 2012, en Perú se promulgó la Ley nº 29.852 que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE, estableciendo una nueva herramienta para contribuir al proceso de masificación del gas natural, al abrir la posibilidad de llevar el gas y sus beneficios a amplios sectores de poblaciones alejadas de los actuales sistemas de gasoductos.

El FISE es importante para el caso del gas natural se destina a subsidiar ciertos costos de la cadena de suministro, como la red de distribución, la conexión, la instalación interna y la conversión de vehículos a gas natural, buscando beneficiar a los sectores más vulnerables de la población.

Figura 11: Aplicación del BonoGas en Perú.



Con respecto a la política de masificación del gas natural, el FISE financia los programas de BONO GAS y Ahorro GNV.

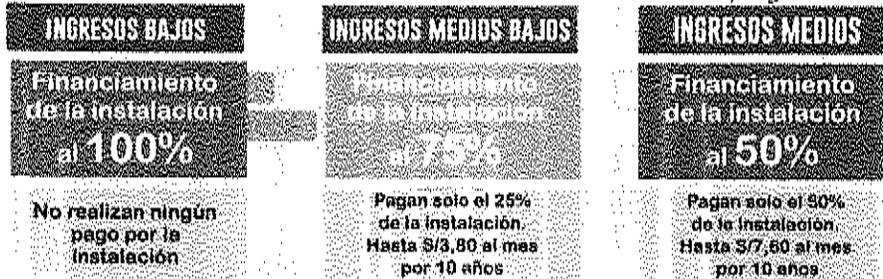
El Programa BonoGas financia el costo de la conexión a Gas Natural (Instalación Interna, Derecho de Conexión y Acometida) de usuarios residenciales de bajos ingresos. En el caso de viviendas, el financiamiento bajo esta modalidad es devuelto en 10 años y sin intereses, a través del recibo de gas natural.

Dependiendo del estrato en el que se encuentre el beneficiario, la devolución será:

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

- Estrato bajo: financiados al 100%, sin devolución.
- Estrato medio bajo: financiados al 100%, con devolución del 25% a través del recibo del consumo de gas natural.
- Estrato medio: financiados al 100%, con devolución del 50% a través del recibo del consumo de gas natural.
- Estrato medio alto: financiados al 100%, con devolución del 100% a través del recibo del consumo de gas natural.

Figura 32: % de financiamiento de la instalación interna mediante el programa Bonogas.



El Programa Ahorro GNV financia la Conversión a gas natural de vehículos livianos a gasolina o GLP que son convertidos mediante la instalación de un equipo completo de conversión de quinta generación, en talleres de conversión a GNV autorizados por el Ministerio de Transportes y Comunicaciones.

El Programa otorga un financiamiento sin cuota inicial ni intereses, el cual es devuelto en un periodo de 3 años. El financiamiento cubre el costo del servicio de conversión vehicular del taller, mientras que el costo de la certificación inicial de la Entidad Certificadora es subvencionado por el programa.

En el caso de provincias, además del financiamiento se otorga un descuento de S/ 1,000.00 sobre el precio final de la conversión (aquellos beneficiarios de provincias que realicen cargas de GNV en Lima y/o Callao por un periodo mayor a 30 días calendarios, perderán automáticamente este descuento).

El desembolso del financiamiento lo realiza el Administrador del FISE directamente al taller de conversión y a la Entidad Certificadora, por lo que el Beneficiario no desembolsa monto alguno luego de realizada y certificada la conversión a GNV, siendo realizado el pago del financiamiento efectuado posteriormente por el beneficiario, de acuerdo con el cronograma de pagos suscrito por el este.

Como puede leerse a lo largo de este apartado existen diversas posibilidades de poder incentivar el crecimiento de redes de distribución y masificar el uso de este energético, de hecho, pueden tomarse los casos de éxito de otros países de Latinoamérica.

Questionamientos

Questionamientos a la Sección 2. Incentivo a la Expansión

15. ¿Por qué el cálculo del I_E se determina a partir del producto entre los parámetros externos y los parámetros internos? ¿cuál es el fundamento matemático y conceptual para multiplicar dos variables completamente excluyentes?

16. Se solicita a la Comisión demuestre que la fórmula captura adecuadamente el comportamiento de los sistemas de distribución de gas natural y refleja los riesgos externos e internos que asume el permisionario al extender su red de distribución.
17. Se solicita a la Comisión, justifique por qué la metodología propuesta de incentivo a la expansión está enfocada al crecimiento de UFBC y no contempla el crecimiento de usuarios de mayor consumo.

Cuestionamientos a la Sección 3. Determinación de los parámetros externos.

18. Con base en la experiencia de mi representada durante el proceso de expansión de una red de distribución, el número de viviendas con acceso a agua y el número de viviendas que utilizan el gas natural como fuente de combustible no implican un riesgo en la masificación del servicio. En ese sentido, ¿Cuál es la razón por la que la Comisión define como riesgos tales parámetros?
19. Por otra parte, no es claro si la fórmula sugerida por la Comisión refleja adecuadamente los factores exógenos y riesgos listados en la Sección 1. Comentarios Generales del presente documento. Por lo anterior se solicita a la Comisión demuestre estadísticamente que la metodología propuesta captura tales factores exógenos y riesgos mencionados.
20. Con base en los resultados obtenidos en la Sección 2. Argumentación sobre la determinación de los parámetros externos, se solicita a la Comisión demuestre matemáticamente que el número de viviendas con acceso a agua sirve para medir el potencial de crecimiento de una red de distribución de gas natural.
21. Se solicita la Comisión aclare cuál es la finalidad de determinar los intervalos de la densidad de viviendas con acceso a agua y el número de viviendas que consumen gas natural, lo anterior debido a que no se observa que se utilicen estos intervalos directamente en alguna de las fórmulas descritas en la metodología.
22. Se solicita a la Comisión justifique estadísticamente porque se realizan mediciones por entidad federativa y demuestre que dichas mediciones son representativas estadísticamente para un permiso de distribución que no tiene la autorización de la Comisión para operar en toda una entidad federativa.
23. Se solicita a la Comisión indique la aplicabilidad de las fórmulas mostradas cuando un permisionario tiene autorización para operar en diversos municipios y/o localidades de diversas entidades federativas, pero no en toda una entidad federativa completa.
24. Se solicita a la Comisión Identifique claramente la finalidad de segregar las series de datos en cuartiles.
25. ¿Los cuartiles se utilizarán como criterio de ponderación para el Riesgo A y el Riesgo B? De ser así, ¿se estaría asignando mayor peso a las entidades federativas que cumplan con determinadas características?

26. Dado lo anterior, no se observa el uso de los cuartiles explícitamente en las fórmulas descritas en la metodología de la Comisión. Por lo anterior, se solicita a la Comisión identificar en que sección de las fórmulas se emplean y su funcionalidad, así como la justificación de su uso.
27. En el numeral 2.1 del Anexo III se establece que el incentivo a la expansión se incrementará hasta un 3%. Al respecto, se requiere a la Comisión que aclare cuáles fueron los criterios que empleó para determinar que el límite máximo del incentivo a la expansión sería hasta por ese porcentaje, asimismo, explique si la metodología considera una actualización futura de este y bajo qué supuestos.
28. ¿Cuál es la metodología matemática empleada por la Comisión para determinar el factor máximo de ponderación de 1.5% asociado a cada riesgo externo? Es decir, ¿cuál es el sustento matemático de asignar una ponderación máxima de 3% a los parámetros externos?
29. ¿Qué condiciones debería cumplir un permisionario a efectos de obtener la máxima ponderación en riesgos externos, de tal manera que alcance el puntaje máximo de 1.5% en el Riesgo A y 1.5% en el Riesgo B?
30. Se solicita a la Comisión la revisión y, en su caso, rectificación de la Información de la Tabla 3. Determinación de los parámetros externos del Acuerdo Sexto del Proyecto de Acuerdo.

Cuestionamientos a la Sección 4. Determinación de los parámetros internos.

31. Se observa que la ponderación que se asigna a los parámetros internos es inferior a la ponderación correspondiente a los parámetros externos (sobre los cuales el permisionario no tiene control o injerencia). En este sentido, ¿cuál es la razón de otorgar una ponderación máxima a los parámetros externos de 3 veces mayor la ponderación máxima de los parámetros internos?
32. Si el objetivo del I_E es el incremento en el número de UFBC, ¿por qué no dar mayor ponderación a este criterio en la fórmula de determinación del I_E ?
33. En los numerales 4.3 y 4.4 del Anexo III se hace referencia a los intervalos para Incremento en UFBC y la Expansión de la red. Se solicita a la Comisión describa detalladamente en cuál de las fórmulas definidas en la metodología intervienen y cuál es su propósito.
34. Con base en la pregunta anterior, ¿cuáles son las series de datos que utilizará la Comisión para definir tales intervalos de incremento en UFBC y la Expansión de la red?
35. Se solicita a la Comisión que justifique numéricamente por qué asignó los factores máximos de ponderación de 0.6 para el incremento en UFBC y 0.4 para la Expansión de la red asociados a los parámetros internos propuestos?
36. En el mismo orden de ideas se solicita a la Comisión indique cuales fueron los criterios estadísticos que uso para determinar el porcentaje de ponderación que se asignará al incremento en UFBC y a la Expansión de la red.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

37. Se solicita a la Comisión, explicar la metodología y las condiciones que deberá cumplir un permisionario para alcanzar las ponderaciones máximas, en cada criterio.
38. Se solicita a la Comisión explicar aritméticamente, ¿Cómo se determinará la desviación estándar que se utilizará como criterio para medir si un permisionario tuvo un crecimiento en UFBC menor a lo esperado?, así como la metodología exacta para asignarle una ponderación de cero a los parámetros internos.
39. ¿La metodología propuesta por la Comisión considera la posibilidad de expansión de un permisionario con varios años de operación en el mercado?, ¿cómo se puede garantizar la inclusión de tales permisionarios a efectos de que puedan aspirar a obtener un incentivo por expansión?
40. ¿Cuáles son los datos que la Comisión empleó para la determinación de los intervalos aplicables para los criterios de los parámetros internos, así como la trazabilidad que resultó en los intervalos incluidos en la *Tabla 4. Intervalos de los parámetros externos para el Incentivo a la Expansión del Acuerdo Sexto del Proyecto de Acuerdo?*

Cuestionamientos a la Sección 5. Actualización del Incentivo a la Expansión.

41. En el numeral 5.1. del Anexo III se hace referencia a la actualización de los intervalos utilizados para la determinación de los parámetros externos e internos, sin embargo, se solicita a la Comisión responda ¿en qué secciones de las fórmulas se emplean tales intervalos?

Cuestionamientos a sobre la aplicación de otros esquemas de incentivo a la expansión

42. Como se detalló en el presente apartado, existen diversas metodologías aprobadas en otros países de Latinoamérica que incentivan la expansión de redes de distribución y atienden usuarios de bajo consumo, por lo anterior se solicita a la Comisión Indicar cuales fueron los criterios por los cuales determinó que ninguno de los programas ya implementados en Latinoamérica pudiera ser emulado en México.
43. Se solicita a la Comisión exponer las razones bajo las cuales considera que la metodología propuesta en las DACG genera mayores beneficios económicos y regulatorios en el mercado de distribución de gas natural que cualquiera de los programas ya implementados en Latinoamérica
44. Se solicita a la Comisión especifique la dirección del sitio web y el procedimiento para obtener las tablas referidas en el numeral sexto del Acuerdo.
45. En caso de que el permisionario se haga acreedor a el incentivo a la expansión, la tasa de rentabilidad máxima será superior, por lo que se solicita a la Comisión aclare la metodología tarifaria que le permitirá al permisionario alcanzar dicha tasa.

Comentarios a la metodología de CAI y Flujo Neto

El presente apartado busca analizar la metodología de cálculo del parámetro definido como Costo Anual de la Inversión ("CAI") sobre el flujo neto sugerido por la Comisión, en el marco del análisis de las nuevas disposiciones administrativas de carácter general que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de gas natural.

Análisis financiero sobre la estructura propuesta

Desarrollo estructural de la fórmula para el cálculo del CAI propuesto por la Comisión.

Evaluación Fórmula de CAI

Se evalúa la fórmula financiera propuesta por la Comisión.

Se detallan puntos adicionales que fueron agregados por la Comisión los cuales generan confusión en la aplicación de la metodología.

Aplicabilidad anual del CAI

Como se ha mencionado la Comisión pretende usar la fórmula de CAI para determinar el rendimiento anual por cada capa de activo de un distribuidor, el cual será medido de manera anual.

Fórmula para el Flujo Neto

Se evalúa la fórmula financiera sobre las DAGS propuestas por la Comisión.

Tasa de Rentabilidad Observada

Se evalúa el proceso de cálculo sobre las DAGS propuestas por la Comisión.

Cuestionamientos

En este apartado se realizan cuestionamientos en espera de respuesta de la Comisión mediante el proceso definido por la CONAMER.

1. Análisis Financiero sobre la estructura propuesta

Las decisiones de los individuos están basadas en la posibilidad escoger diferentes alternativas a pesar del entorno económico, tecnológico, social, etc., las cuales son tomadas a partir de la posibilidad de la disposición de dinero, también denominado capital, que es aceptado como un recurso limitado de conformidad con el crecimiento económico de los individuos. La decisión de cómo invertir dicho capital está incentivada por el objetivo de adicionar valor cuando se consigan valores futuros que se esperan obtener.

Por lo anterior, la Comisión como regulador tiene un papel primordial en las decisiones de inversión que toman los individuos, en este caso, los distribuidores de gas natural.

Por ello, la Comisión hace uso de la ingeniería económica como una de las disciplinas de estudio más prácticas para facilitar la comprensión de las bases teóricas y conceptuales que fundamenten la evaluación de las inversiones y los proyectos económico-financieros.

Lo anterior queda expuesto al incluir la fórmula y metodología llamada Factor de Recuperación del Capital, al cual la Comisión llamó Costo Anual de la Inversión (CAI).

2. Evaluación de CAI

De acuerdo, con la propuesta de las DACG, la Comisión considera pertinente usar la siguiente fórmula para la determinación del CAI:

Tabla 32: Fórmula para la obtención del valor CAI.

$$CAI = \sum_{j=1}^m I_j * \left[\frac{i(1+i)^{n_j}}{(1+i)^{n_j} - 1} \right] * p_j$$

$$p_j := \begin{cases} r_j / n_j & \text{si } r_j < n_j \\ 1 & \text{si } r_j = n_j \end{cases}$$

Donde

- CAI = Costo Anual de la Inversión
- I_j = Inversión erogada en el activo j .
- i = Tasa de rentabilidad anual.
- n_j = Vida útil del activo j , conforme lo establecido en el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución
- m = Total de activos fijos al cierre del año de supervisión.
- r_j = Vida remanente del activo j .
- p_j = Factor de proporcionalidad de la vida remanente.

Al respecto, cabe señalar que dicha fórmula en ingeniería financiera se llama factor de recuperación del capital con una serie de pagos iguales, que a continuación se detalla:

Tabla 33: Factor de pagos iguales para la recuperación del capital.

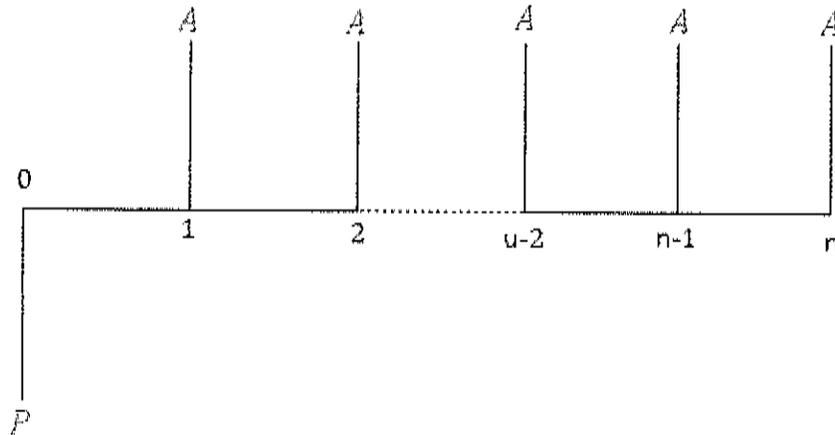
Ingeniería financiera base	Simplificación
$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$	$= P \left(\frac{A}{P}, i\%, n \right)$

Este factor es denominado en ingeniería financiera Pago Uniforme dado un presente

El objetivo de esta fórmula es encontrar el valor uniforme de una serie futura "A" durante una serie de periodos "n" que permita igualar en el presente al flujo de salida, lo anterior también llamado inversión "P".

Lo anterior permite igualar los flujos positivos futuros iguales "A" con el flujo negativo de inversión "P" durante un determinado número de periodos "n".

Tabla 34: Representación gráfica del factor de pagos iguales para la recuperación del capital



Es importante recalcar que la fórmula empleada es correcta, sin embargo, la aplicación propuesta por la Comisión carece de un adecuado soporte metodológico, ya que contiene elementos que no permiten la correcta ejecución, los cuales se describen a continuación:

3. Consideraciones adicionales del CAI

Es necesario recordar que la cantidad de flujos futuros iguales para un determinado activo o inversión está dado por el término n_j , que es la vida útil remanente en el momento del cálculo de dichos flujos, pero la Comisión adiciona el elemento P_j como el factor de proporcionalidad de la vida remanente, del cual no existe una fórmula de cálculo.

El cual puede interpretarse como:

- a) La proporción del último flujo, en caso de que este no fuera un año calendario completo
- b) La proporción entre la vida útil remanente propuesta por el distribuidor y la que considera correcta aplicar la Comisión.
- c) La proporción entre las diferentes vidas útiles de un mismo tipo de activo.

Con independencia de cualquiera de las tres posibles interpretaciones, es incorrecto que este elemento P_j esté multiplicando al final a todo el factor de recuperación del capital; ya que al ser una proporción que afecta la vida útil o bien cantidad de flujos futuros n_j , este elemento debería de afectar el exponencial de la fórmula y no al valor dado del flujo futuro.

En otras palabras, para respetar la fórmula básica del interés compuesto que es el fundamento de la ingeniería financiera, la medida de tiempo o el componente de tiempo siempre será representada en el exponente.

En otras palabras, para respetar la fórmula básica del interés compuesto que es el fundamento de la ingeniería financiera, la medida de tiempo o el componente de tiempo siempre será representada en el exponente.

Tabla 35: Fórmula del interés compuesto

$$C_f = C_i (1 + i)^n$$

Donde:

C_f = Capital final

C_i = Capital inicial

i = Tasa de interés

n = Período del ahorro

4. Aplicabilidad anual del CAI

La Comisión propone calcular el CAI considerando el valor neto de la inversión al cierre del año de supervisión, es decir, es necesario clarificar la interpretación de esta aseveración, dado que al calcular el CAI de manera incorrecta generaría diversos problemas tales como:

4.1 Metodología incorrecta

La Comisión al contemplar la evaluación de la inversión de forma anual y considerando que ésta debe tener el valor neto del activo, impide a los permisionarios obtener la tasa de retorno que la Comisión fijó, ya que en un flujo de efectivo nunca debe considerarse la depreciación como un componente de evaluación toda vez que no es una salida real de dinero.

Por ejemplo:

Un distribuidor invierte \$250,000 pesos, la cual tiene una vida útil de 5 años con una tasa aprobada por la Comisión en ese año de 10.74%.

Inversión	Vida útil	Tasa
\$250,000	5 años	10.74%

Aplicando la fórmula de la tabla 2 se obtiene el valor del CAI para dicho activo.

Tabla 36: Valor del CAI aplicando la fórmula de flujos de pagos iguales para la recuperación del capital

Cálculo de CAI	Año 0	\$67,204
	Año 1	\$67,204
	Año 2	\$67,204
	Año 3	\$67,204
	Año 4	\$67,204

Por último, se calcula el valor presente de los flujos, descontando con la tasa de 10.74% demostrando que la suma de los cinco flujos futuros es igual a la inversión; es decir, el flujo negativo de la inversión es recuperado con la fórmula del factor de recuperación del capital y el flujo neto es igual a cero.

Tabla 37: Comprobación que el valor presente del CAI es igual a la inversión.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Cálculo de CAI	\$67,204	\$67,204	\$67,204	\$67,204	\$67,204
Factor de descuento (10.74%)	90%	82%	74%	66%	60%
Valor Presente del CAI	\$ 60,685	\$ 54,799	\$ 49,483	\$ 44,683	\$ 40,349
Suma Valor Presente de CAI	\$ 250,000				
Inversión	\$ (250,000)				
Flujo Neto	\$ -				

Como es demostrado, la depreciación no es tomada en cuenta, toda vez que no es una partida que debe ser considerada en un flujo de efectivo; sin embargo, para entender la interpretación, a continuación, se muestra el desarrollo contable del activo en el siguiente ejemplo:

Tabla 38: Resumen contable de la evolución del activo.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Activo Bruto	\$ 250,000	\$ 250,000	\$ 250,000	\$ 250,000	\$ 250,000
Depreciación Anual	\$ 50,000	\$ 50,000	\$ 50,000	\$ 50,000	\$ 50,000
Depreciación Acumulada	\$ 50,000	\$ 100,000	\$ 150,000	\$ 200,000	\$ 250,000
Activo Neto	\$ 200,000	\$ 150,000	\$ 100,000	\$ 50,000	\$ -

Ahora bien, al aplicar la fórmula de conformidad con la redacción propuesta por la Comisión; se toma cada año el valor neto de la inversión para calcular el CAI considerando la vida útil remante en el año de supervisión, es decir, que cada año se modifica la vida útil y el valor del activo para calcular el CAI.

Tabla 39: Cálculo de CAI de acuerdo con la definición propuesta por la Comisión

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Datos de cálculo					
Activo neto	\$ 250,000	\$ 200,000	\$ 150,000	\$ 100,000	\$ 50,000
Tasa	10.74%	10.74%	10.74%	10.74%	10.74%
Vida útil	5	4	3	2	1
CAI del anual	\$67,204	\$64,110	\$61,107	\$58,193	\$55,371

Por último, se determina el valor presente de dichos flujos con la tasa de 10.74% para demostrar si los flujos son cero.

Tabla 40: Comprobación que al aplicar la metodología propuesta por la Comisión el permisionario no obtendría el rendimiento aprobado.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Cálculo de CAI anual	\$67,204	\$64,110	\$61,107	\$58,193	\$55,371
Factor de descuento	90%	82%	74%	66%	60%
Valor Presente del CAI	\$ 60,685	\$ 52,276	\$ 44,994	\$ 38,692	\$ 33,245
Suma Valor Presente de CAI	\$ 229,892				
Inversión	\$ (250,000)				
Flujo Neto	\$ (20,108)				

La metodología propuesta por la Comisión es correcta, pero la aplicación y la adaptación realizada no permite el cálculo correcto del CAI, como se comprueba en la tabla 10, antes descrita, debido a que el cálculo anual del CAI debe realizarse únicamente a las capas adicionales de inversión que el permisionario vaya realizando; por lo anterior se adjunta al presente escrito el archivo **"3.4 CAI Ejemplo numérico"** con el cálculo de un permisionario con diversas capas de activo.

4.2 Metodología correcta

Con base en lo anteriormente expuesto y de conformidad con la correcta aplicación de la ingeniería financiera, la evaluación de una inversión (en este caso en activos usados para la distribución de gas natural) debe compararse con los flujos que se producen en diferentes momentos del tiempo, o bien, durante la vida útil del activo en cuestión, de tal manera que se cumpla lo determinado por la propia Comisión en el punto 10.3 de las DACG *"que permite un flujo neto igual a cero, conforme a la metodología descrita"*.

Es decir, una inversión (activos iniciales y de expansión usados para la distribución de gas natural) evaluada bajo el valor de CAI debe mantenerse constante hasta el final de la vida útil y solo sufrir reexpresión; o en otras palabras debe evaluarse por primera y única vez bajo la metodología propuesta por la Comisión al momento de decisión de inversión y en ese punto focal calcular el valor de los "n" flujos futuros necesarios (CAI) durante los "n" años de vida útil remanente a una tasa de rendimiento fija definida en ese año (punto focal) por la Comisión.

5. Fórmula para el Flujo Neto

La Comisión tiene a bien definir la fórmula exacta del cálculo del flujo neto de la siguiente manera:

$$FN = I - (OMAV + CAI + Imp)$$

Donde

<i>FN</i> =	Flujo Neto.
<i>I</i> =	Ingresos anuales del Servicio de Distribución basados en la información de los estados financieros dictaminados, conforme el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.
<i>OMAV</i> =	Costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas del Servicio de Distribución, durante el año de supervisión, basado en la información de los estados financieros dictaminados, conforme el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.
<i>CAI</i> =	Costo Anual de la inversión.
<i>Imp</i> =	Impuestos a las utilidades, basado en la información de los Estados Financieros Dictaminados

Si bien es cierto la fórmula es financieramente correcta, se detectan varias omisiones de aplicación importantes:

1. La Comisión menciona que los impuestos serán aquellos que estén registrados en los estados financieros, lo cual conlleva a una serie de inconsistencias metodológicas, ya que los impuestos que se registran en los estados financieros son el resultado de los ejercicios fiscales, los cuales son diferentes a los impuestos que están asociados a las actividades reguladas por la Comisión.

Por lo anterior y para que la propuesta de la fórmula de flujo neto pueda ser evaluada dentro del ámbito de injerencia de la Comisión es necesario que los impuestos sean calculados teóricamente, tal como lo hace ahora la Comisión y cualquier otro regulador en Latinoamérica.

Asimismo, es importante mencionar que los impuestos son calculados como aquel flujo que será necesario pagar al fisco como resultado de la actividad regulada del año en cuestión ya que la Comisión al evaluar con base en los impuestos registrados en Estados Financieros pudiese llegar a tener omisiones ya que estos incluyen movimientos de años anterior, actividades no reguladas, actividades de otros permisos, etc.

2. En cuanto al componente OMAV dentro de la fórmula del Flujo Neto, la Comisión menciona que adicionalmente podrá revisar el nivel de costos eficientes en la industria, sin especificar el objeto de este estudio, siendo inconsistente con la metodología de rentabilidad máxima. Asimismo debe considerar el capital de trabajo que tiene cualquier permisionario que asume riesgo de liquidez por sus ciclos de caja entre el pago a proveedores y recuperación de cartera.
3. Otro punto importante de los OMAV que se debe reconocer en la tarifa y por ende en la rentabilidad del negocio, es el de los intereses y gastos financieros, los cuales están registrados como otros gastos en los estados de resultados de las empresas, y que son pagos que las empresas deben cubrir por emisiones de títulos de deuda que contengan a plazos y con los cuales se desarrollaron los proyectos. La Comisión debería incluir en la fórmula los gastos e intereses financieros incurridos por un permisionario para el financiamiento de su capital para la expansión y mantenimiento de su infraestructura y proyectos.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

4. Asimismo, en la propuesta de la Comisión al dejar los ingresos basados en los estados financieros dictaminados; es decir: la multiplicación de la tarifa máxima por el volumen real distribuido por el permisionario, conllevaría a cometer dos descuidos regulatorios importantes, que se describen a continuación:

Efecto volumen.

En la propuesta de la Comisión los ingresos reales de distribución están basados en el resultado de la aplicación de las tarifas (ya comentadas) a volúmenes reales distribuidos de cada mercado; sin embargo, el permisionario en ningún momento tiene injerencia directa del volumen realmente distribuido.

En el mismo orden de ideas, el volumen distribuido es resultado de varios factores exógenos, como lo son:

1. Capacidad en el sistema de transporte al que se esté conectado
2. Precios del gas natural
3. Clima
4. Geopolítica
5. Estacionalidad, etc.

En tales factores el distribuidor no tiene injerencia alguna, de hecho, en la metodología de tarifas actualmente aprobada, la Comisión aprueba tarifas con una estimación de volumen propuesta por el permisionario la cual es validada por la propia Comisión; de tal manera que la incertidumbre (positiva o negativa) no afecta los procesos de revisión, ya que ambos actores actúan de buena fe al proponer y, en su caso, aprobar el volumen estimado para el periodo regulatorio.

Sin embargo, en las DACG, la Comisión está proponiendo que la incertidumbre positiva sea ajustada a la baja en la tarifa y la incertidumbre negativa sea descartada de la tarifa.

La Comisión tiene el conocimiento de que el volumen distribuido no depende del permisionario, ya que dentro del proceso actual de supervisión la Comisión valida que la tarifa unitaria cobrada (Ingreso percibido/volumen real) por mercado sea igual o menor a la aprobada, pero nunca interviene en el volumen real distribuido.

Por ejemplo: si en un año el distribuidor experimentara un aumento de volumen por temas climáticos y repercutiera en mayores ingresos (aun cuando hubiera aplicado la tarifa aprobada por la CRE), el permisionario sobrepasaría el LRM y se realizará un ajuste negativo a sus tarifas.

Ahora bien, suponiendo que el año siguiente el clima propiciara que el consumo disminuyera en mayor proporción al incremento del año anterior, y toda vez que no existe un mecanismo de corrección al alza, el permisionario tendría un doble impacto negativo en la rentabilidad ya que la energía se vería drásticamente reducida, mientras que las tarifas habrían sido ajustadas por la Comisión mediante el mecanismo de supervisión al LRM propuesto el cual no tiene relación directa con la rentabilidad.

Es decir, con los dos incisos anteriores se muestra que la metodología propuesta por la Comisión genera incertidumbre regulatoria adicional tanto para el usuario final, como para el permisionario. Para limitar esta incertidumbre se propone usar la fórmula de Flujo Neto, el ingreso teórico; es decir, la multiplicación de la tarifa máxima aprobada por el volumen distribuido aprobado desde el inicio del periodo regulatorio.

Adicional a lo comentado anteriormente, la Comisión no menciona el tratamiento que recibirán los ingresos por cargos de conexión, y se deja abierto a interpretaciones, que los ingresos de la fórmula serán únicamente los ingresos de aplicar las tarifas o cargos regulados de distribución, los cuales son reportados como actividad de distribución en los estados financieros.

6. Tasa de Rentabilidad Observada

Si bien es cierto que la Comisión expone parcialmente la aplicación del flujo neto en el proceso de supervisión anual, respecto a la Tasa de Rentabilidad Observada menciona lo siguiente:

10.4. El mecanismo de supervisión se llevará a cabo calculando la Tasa de Rentabilidad Observada que equivale al promedio aritmético de las tasas de rentabilidad anuales disponibles del Periodo Regulatorio en curso, referida en la disposición inmediata anterior, éste se obtendrá de la información entregada anualmente por el Distribuidor conforme al Apartado Sexto de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.

10.5. La Comisión supervisará anualmente, que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados al Distribuidor no deriven en una Tasa de Rentabilidad Observada mayor que el $LRM + I_E$.

De conformidad con lo descrito en el párrafo anterior, se asume que la tasa de Rentabilidad Observada será calculada a partir de valor que se obtenga del flujo neto en el año de supervisión; no obstante, para entender la metodología propuesta por la Comisión, es imprescindible contar con el análisis numérico realizado por la Comisión, estando en el entendido de que, previo a la emisión de las DACG, debió realizar cálculos matemáticos y financieros para justificar los argumentos de su propuesta, considerando la situación de cada distribuidor y de la industria, con ejemplos claros y precisos, ya que cuentan con información de todos los permisionarios de distribución.

7. Cuestionamientos

Formula CAI

46. Se solicita a la Comisión explique el beneficio financiero, económico y regulatorio de cambiar la metodología por flujo de efectivo propuesto en las DACG.
47. Se solicita a la Comisión presente el análisis documental y económico, así como la comparativa con otros reguladores de la metodología de flujo de efectivo
48. Se solicita a la Comisión entregue la fórmula de cálculo de la variable P_j
49. Se solicita a la Comisión justifique financieramente que representa la variable P_j
50. Se solicita a la Comisión que justifique fundamentalmente que la variable P_j es la adecuada para aplicar un factor de proporcionalidad de la vida remanente, ya que existen otros mecanismos.
51. Se solicita a la Comisión justifique ¿por qué la variable P_j afecta a todo el factor de recuperación capital?
52. Se solicita a la Comisión justifique ¿por qué toma el valor neto de la inversión para calcular el CAI?
53. Se solicita a la Comisión demuestre que la aplicación de la fórmula propuesta de CAI le permite al permisionario obtener los flujos futuros necesario para obtener la tasa aprobada por la Comisión.
54. Se solicita la Comisión explique a través de una fórmula tangible el cálculo de la tasa real obtenida del permisionario.
55. Se solicita a la Comisión un ejemplo práctico aplicando la propuesta mencionada bajo el entorno actual de sistemas de distribución.
56. Se solicita a la Comisión la comprobación matemática, económica y financiera sobre la aplicabilidad de esta metodología, comprobando el correcto funcionamiento de la metodología en sistemas de distribución.

Formula Flujo Neto

57. Se solicita a la Comisión explique detalladamente como se evitara transferir riesgos adicionales al permisionario y al usuario por usar el ingreso percibido registrado en los estados Financieros en la fórmula de flujo neto.
58. Se solicita a la Comisión demuestre financieramente y mediante qué proceso validará que la fórmula de flujo neto no se verá afectada por el uso del ingreso registrado en estados financieros y el cual tiene una visión contable, más no regulatoria.
59. Se solicita a la Comisión demuestre que tiene la atribución legal para incluir los impuestos registrados en los estados financieros en el cálculo tarifario.

60. Se solicita a la Comisión explique detalladamente como se evitara transferir las estrategias fiscales (fuera de su atribución) al permisionario y al usuario por usar el impuesto registrado en los estados Financieros en la fórmula de flujo neto.
61. Se solicita a la Comisión determine la metodología que permita al permisionario corregir la rentabilidad cuando entes exógenos intervienen en el volumen real con relación al volumen proyectado y aprobado por la Comisión al inicio el periodo regulatorio.
62. Se solicita a la Comisión describa detalladamente que proceso de supervisión realizará en el componente OMAV toda vez, que las DACG solo se menciona que podrá sufrir recortes.
63. Se solicita a la Comisión entregue una memoria de cálculo y los parámetros que se usara para realizar la supervisión del componente OMAV.
64. Se solicita la Comisión explique contablemente como separa los impuestos reales, devengados, acreditables y por acreditar del proceso de supervisión anual de un ejercicio para evitar ajustes retroactivos de años anteriores.
65. Se solicita la Comisión explique matemática, financiera y contablemente como será calculada la fórmula de flujo neto cuando una empresa fiscal tenga más de un permiso de distribución, o bien tenga permisos de otras líneas de negocio diferentes a distribución; toda vez que los impuestos registrados en estados financieros se realizan de acuerdo a las normas dictas por la SHCP, en la cual existe la obligación de calcularlos de acuerdo a la totalidad de utilidad de una empresa fiscal y no por permiso.
66. Se solicita la Comisión entregue un ejemplo numérico con el cálculo del flujo neto y del CAI.
67. Se solicita a la Comisión la Formula de Tasa de Rentabilidad Observada
68. Se solicita la Comisión explique detalladamente como será calculada la tasa de rentabilidad observada.
69. Se solicita la Comisión demuestre financieramente que es comparable con el LMR y por lo tanto aritméticamente correcta una comparación entre ambos.
70. Se solicita la Comisión explique financieramente la relación con el parámetro CAI
71. Se solicita la Comisión entregue un ejercicio numérico de aplicación de la tasa de rentabilidad observada.
72. En el documento se menciona que la tasa de rentabilidad observada es un promedio lineal de los años transcurridos, por lo que se solicita la Comisión demuestre matemática y financieramente que esto es correcto.
73. Se solicita la Comisión justifique que la aplicación de la tasa de rentabilidad no conlleva ajustes retroactivos o ajustes compensatorios de años ya transcurridos.

Reconocimiento de la Inflación en los Activos para efectos de Rentabilidad

En esta sección, se realizará un análisis financiero para contrastar los efectos de la reexpresión de los activos fijos por inflación (de conformidad con lo establecido en la NIF B-10), en contraste con la propuesta de la Comisión de excluir tales efectos inflacionarios en la determinación de las tarifas máximas y la tasa de rentabilidad de los permisionarios de distribución de gas natural.

1. Criterio contable vs teoría financiera

La sección 5 del Anexo II de las DACG, establece que los estados financieros de los permisionarios se emitirán de acuerdo con lo estipulado por la NIF B-10; es decir, se reconocerán los efectos de la inflación en las partidas contables de los estados financieros cuando existan entornos inflacionarios.⁹

Por otra parte, el numeral 4.2 del Anexo II establece que "los componentes de los Activos Fijos se reconocerán a su costo de adquisición", lo cual indica que, para propósitos de la determinación de las tarifas máximas y contraprestaciones, las inversiones erogadas por los permisionarios estarán expresadas al valor de adquisición ("MOI") sin considerar los efectos inflacionarios transcurridos hasta la capitalización y/o entrada en operación de tales activos.

Dado lo anterior, es importante considerar que el cumplimiento de la NIF B-10 en entornos no inflacionarios por parte de los permisionarios para reportar contablemente las partidas de sus Estados Financieros, no implica un impacto en términos financieros sobre el valor que tienen los activos fijos para la determinación del ingreso.

Bajo el criterio propuesto por la Comisión para no reconocer la reexpresión, implicaría que el requerimiento de ingresos para la prestación del servicio no reflejaría la inflación acumulada de los activos fijos desde su fecha de adquisición, lo cual genera incertidumbre sobre el reconocimiento del valor del dinero en el tiempo y si la lista de tarifas máximas resultantes refleja adecuadamente los componentes necesarios que el permisionario requiere para prestar el servicio de distribución en condiciones de seguridad y confiabilidad.

2. Experiencia internacional

A continuación, se citan extractos de documentos regulatorios en los que se puede corroborar que la actualización de la base de activos por índices de inflación es una práctica común en la regulación económica del sector en otros países.

2.1. Regulación en el Estado de San Pablo, Brasil

"Conforme a normativa regulatória vigente, as tarifas da Concessionária se estabelecem no momento da revisão em termos reais e estão sujeitas a ajustes periódicos por inflação doméstica (IGPM) dentro do ciclo tarifário. Portanto, corresponde e é consistente re-expressar a Base Tarifária ao início de um novo ciclo tarifário (ou no momento da revisão). Em outras palavras, se for a ser aplicado um ajuste por inflação, todos os fluxos de caixas utilizados no novo cálculo tarifário (incluída a Base Tarifária inicial) têm que estar expressos a preços do momento inicial, isto é, a Base Tarifária tem que estar expressa em preços constantes no momento da revisão.

Este procedimento, que na literatura regulatória internacional é conhecido como "roll-forward da base tarifária", já foi utilizado para determinar o valor da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) no momento de início do Segundo Ciclo tarifário na oportunidade da revisão tarifária anterior para cada Concessionária. Indexando a Base Tarifária ao início do ciclo regulatório a preços desse

⁹ De conformidad con lo establecido en la NIF B-10, se considera un entorno inflacionario cuando la inflación de tres ejercicios anuales sea igual o superior que el 26% o el promedio anual sea del 8%. En caso contrario, se considera que el entorno es no inflacionario.

momento, assegura-se que o valor real do ativo reconhecido na Base Tarifária permaneça constante. ¹⁰.

El extracto anterior, citado en su idioma original, señala que la normativa regulatoria vigente en San Pablo, Brasil, establece las tarifas del Concesionario en términos reales al momento de la revisión y están sujetas a ajustes periódicos por inflación nacional dentro del ciclo tarifario.

Por lo tanto, corresponde y es consistente reexpresar la Base Tarifaria al inicio de un nuevo ciclo tarifario (o al momento de la revisión). Es decir, todos los flujos de efectivo utilizados en el cálculo de la nueva tarifa (incluida la Base Tarifaria inicial) deben expresarse a los precios del momento inicial, es decir, la Base Tarifaria debe expresarse a precios constantes en el momento de la revisión.

Este procedimiento, que en la literatura regulatoria internacional se conoce como *"rollforward de la base tarifaria"*, ya ha sido utilizado para determinar el valor de la Base de Activos Regulada al inicio del segundo (o nuevo) ciclo tarifario en el momento de la previa revisión tarifaria para cada Concesionario. Al Indexar la Base Tarifaria al inicio del ciclo regulatorio a los precios de ese momento, se asegura que el valor real del activo reconocido en la Base Tarifaria se mantenga constante.

2.2. Regulación en el Reino Unido

"Inflation is central to regulation. It is a given, in the UK and abroad, that investors' returns should allow for inflation, and that what matters are the real returns received by investors. There are two ways in which this can be achieved. The first is typical of the majority of UK regulatory precedent. Inflation is compensated for through annual indexation and applied to the assets on which a real return is allowed. The second approach is to wrap expectations of inflation into the nominal WACC calculation. Here, the regulatory asset base (RAB) is not adjusted to allow for inflation; the necessary compensation is provided by the WACC calculation itself." ¹¹.

En el texto anterior, referente a la regulación en Reino Unido, evidencia la importancia del reconocimiento de la inflación en la regulación tarifaria, así como el hecho de que los rendimientos de los inversionistas consideren la inflación, pues ello implica que reciban rendimientos reales.

Conforme al extracto citado, la determinación de los rendimientos reales se puede hacer de dos formas. La primera, es compensar mediante inflación anual y aplicar dicha inflación a los activos regulados. La segunda forma, consiste en incluir las expectativas de inflación en el cálculo del costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés) nominal.

Solo en este caso la BAR no se ajusta por inflación, pues la compensación necesaria la proporciona el propio cálculo del WACC.

Cabe señalar que el enfoque de la reexpresión de la BAR mencionado anteriormente también se aplica a la depreciación de los activos, la cual es reconocida en la regulación vigente como componente del requerimiento de ingresos, conocida también como el gasto por depreciación anual reexpresada.

La depreciación también debe recoger el efecto de la inflación, o ser calculada sobre una base de activos reexpresada, dado que ésta representa la recuperación y sustitución de los activos en el tiempo, por lo tanto, conocemos que la inflación afecta constantemente los precios de los insumos en el tiempo, por lo que es congruente financieramente que ésta recoja los efectos inflacionarios de forma periódica.

¹⁰ "ARSESP, *Metodologia detalhada para o processo de revisão tarifaria das concessionárias de gás canalizado do estado de São Paulo*; Terceiro ciclo tarifário; 2009"

¹¹ "Oxera, *Which WACC when? A cost of capital puzzle*; Advancing economics in business; 2005"
Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Con respecto a su aplicación en el ámbito nacional, el Sistema de Administración Tributaria (SAT), reconoce los efectos inflacionarios en la depreciación de los activos, para la deducción fiscal en las utilidades de los permisionarios, es decir, que el SAT utiliza el criterio de reexpresión por inflación con independencia de la presentación del valor de los activos fijos en los Estados Financieros.

3. Demostración numérica

Para ilustrar lo antes descrito, se anexa al presente escrito el archivo "3.5 Flujo Reexpresión Activos", con un flujo de efectivo a 5 años, en el que se muestra la estructura de un requerimiento de ingresos que retribuye los activos a su valor de adquisición, con una tasa del 10.74%, es decir el LRM propuesto por la Comisión en las DACG.

Al comparar el mismo requerimiento de ingresos en un flujo donde se evalúa la reexpresión de la base de activos, se puede observar que la tasa de rentabilidad es considerablemente menor al LRM, como se puede observar en las tablas que se muestran a continuación:

Tabla 41. Efectos de la reexpresión de activos fijos en un flujo

Inversión	21,048,697		Inflación Acumulada	8%		
Plan de negocios (Activo sin reexpresión)						
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingreso		9,155,402	9,155,402	9,155,402	9,155,402	9,155,402
Costos		1,373,310	1,373,310	1,373,310	1,373,310	1,373,310
Depreciación		701,623	701,623	701,623	701,623	701,623
Utilidad antes de impuestos		7,080,469	7,080,469	7,080,469	7,080,469	7,080,469
Impuestos		2,124,141	2,124,141	2,124,141	2,124,141	2,124,141
Utilidad Neta		4,956,328	4,956,328	4,956,328	4,956,328	4,956,328
Flujo neto de efectivo	-21,048,697	5,657,951	5,657,951	5,657,951	5,657,951	5,657,951
TIR	10.74%					
Plan de negocios (Activo con reexpresión)						
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingreso		9,155,402	9,155,402	9,155,402	9,155,402	9,155,402
Costos		1,373,310	1,373,310	1,373,310	1,373,310	1,373,310
Depreciación		757,753	757,753	757,753	757,753	757,753
Utilidad antes de impuestos		8,539,845	8,539,845	8,539,845	8,539,845	8,539,845
Impuestos		2,561,953	2,561,953	2,561,953	2,561,953	2,561,953
Utilidad Neta		5,977,891	5,977,891	5,977,891	5,977,891	5,977,891
Flujo neto de efectivo	-22,732,593	5,220,138	5,220,138	5,220,138	5,220,138	5,220,138
TIR	4.79%					

Las tablas anteriores indican que al no considerar la reexpresión por inflación de 8% en la base de activos, la tasa de rentabilidad pasa de 10.74% a 4.79%.

En conclusión, mi representada considera que la determinación de la lista de tarifas máximas de un permisionario para un periodo específico se deberá medir sobre las inversiones reexpresadas o actualizadas por inflación al periodo base de revisión, con el objetivo de reconocer el valor del dinero en el tiempo sobre los montos de inversión ejercidos por parte del permisionario, y por lo tanto, mantener consistencia en términos financieros

Asimismo, es importante recalcar que la reexpresión para efectos de presentación de estados financieros basada en entornos inflacionarios y no inflacionarios, no tiene relación con el enfoque financiero para efectos de rentabilidad y de retorno a la inversión considerando el valor de la moneda en el tiempo.

4. Cuestionamientos

74. ¿Cuál sería el argumento de la Comisión para determinar que si una norma contable, en este caso particular, la NIF B-10, no reconoce inflación o reexpresión en los estados financieros en entornos no inflacionarios, se puede trasladar al aspecto financiero del negocio de distribución al no reconocer la inflación en las inversiones históricas reguladas para efectos de retribución a los permisionarios?
75. Se solicita a la Comisión justificar a nivel numérico y financiero, que con la metodología propuesta y los criterios establecidos en las DACG los permisionarios pueden alcanzar el límite de rentabilidad máxima
76. Se solicita la Comisión justifique matemáticamente que no existen inconsistencias al no reexpresar o ajustar por inflación la base de activos del permisionario y aplicar la fórmula de Flujo Neto con ingreso que si capturan los efectos inflacionarios anuales.

Comentarios al Procedimiento de Mecanismo de Supervisión

El presente apartado tiene por objeto analizar la metodología de determinación Procedimiento de *MECANISMO DE SUPERVISIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD* y la lista de tarifas máximas detallado en las DACG.

Comentarios Generales

En el desarrollo del presente documento se mencionarán las condiciones financieras y económicas que, de acuerdo con la experiencia de los permisionarios de distribución de gas natural, se deben considerar al momento de supervisar la tasa de rentabilidad.

Argumentación sobre la determinación de los rangos de ajuste a la tasa de rentabilidad y la lista de tarifas máximas.

En el desarrollo del presente documento se evalúa el mecanismo propuesto por la Comisión, para determinar la congruencia conceptual y financiera de las fórmulas para la determinación de los rangos de ajuste a la tasa de rentabilidad y la lista de tarifas máximas.

Argumentación sobre la aplicación del Mecanismo de Supervisión

Respecto al Mecanismo de Supervisión propuesto por la Comisión, en el presente numeral se evalúa el nivel de razonabilidad para identificar los posibles riesgos comerciales y operativos que enfrentaría mi representada al aplicarlo.

Cuestionamientos

Por último, se realiza una serie de cuestionamientos que mediante el proceso definido por la CONAMER se busca respuesta por parte de la Comisión.

1. Comentarios Generales

Desde la experiencia en la prestación del servicio de mi representada, el procedimiento de Mecanismo de Supervisión conlleva a las siguientes implicaciones:

- La aplicación de dicho mecanismo ocasionaría una alta volatilidad en la lista de tarifas máximas que se cobran a los usuarios de manera anual.
- Falta de certeza de que las tarifas resultantes de la aplicación del mecanismo de supervisión permitan cubrir las erogaciones necesarias, esto debido a que se podrían tener diversos riesgos operativos para garantizar la continuidad y seguridad en la prestación del servicio para los usuarios.
- Incertidumbre sobre la viabilidad de las fórmulas propuestas por la Comisión debido a que no es claro el criterio para la determinación de los rangos de ajuste sobre la rentabilidad.
- Existe un gran riesgo de que la aplicación de esta metodología desincentive el desarrollo y expansión de las redes de distribución en México, debido principalmente a la incertidumbre ocasionada por las penalizaciones a la tasa de rentabilidad, afectando directamente a los consumidores de gas natural.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Por lo anterior, y con la finalidad de ilustrar los riesgos potenciales de aplicación del Mecanismo de Supervisión propuesto por la Comisión, mi representada desarrolló la siguiente justificación técnica:

2. Argumentación sobre la determinación de los rangos de ajuste a la tasa de rentabilidad y la lista de tarifas máximas.

2.1. Criterios para la determinación de los rangos

En el numeral 11.6 de las DACG, la Comisión propone la siguiente fórmula para la determinación del rango entre la tasa de rentabilidad del permisionario con respecto al $LRM + I_E$:

$$\text{Determinación del rango} = \frac{T_R}{LRM + I_E}$$

En el mismo orden de ideas, la Comisión define los rangos para ajustar la tasa de rentabilidad de acuerdo con las siguientes fórmulas:

1er. Rango: cuando la Determinación del rango, referido en el inciso anterior, sea mayor a 1 y menor o igual a 1.15 veces el $LRM + I_E$:

$$TM_{t+2} = \left[1 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] \cdot TM_t$$

2do. Rango: cuando la Determinación del rango, referido en el inciso 1 de la presente disposición, sea mayor a 1.15 y menor o igual a 1.45 veces el $LRM + I_E$:

$$TM_{t+2} = \left[0.9 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] \cdot TM_t$$

3er. Rango: cuando la Determinación del rango, referido en el inciso 1 de la presente disposición, sea mayor a 1.45 veces $LRM + I_E$:

$$TM_{t+2} = \left[0.8 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] \cdot TM_t$$

Donde:

- TM_{t+2} : Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados ajustados.
- T_R : Tasa de Rentabilidad Observada del Distribuidor
- $LRM + I_E$: Límite de Rentabilidad Máxima considerando el incentivo a la expansión.
- TM_t : Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados vigentes.

De lo anterior, se observa que la Comisión define tres intervalos para clasificar la tasa de rentabilidad del permisionario con respecto al $LRM + I_E$.

Tabla 42. Rangos propuestos por la Comisión

	Límite inferior	Límite superior
Primer rango	Mayor a 1	1.15
Segundo rango	Mayor a 1.15	1.45
Tercer rango	Mayor a 1.45	

En este sentido, la metodología no especifica los criterios estadísticos o financieros utilizados por la Comisión para definir tales intervalos, por lo que, existe incertidumbre si estos rangos permiten clasificar adecuadamente las tasas de rentabilidad de los permisionarios.

Por otra parte, la Comisión definió tres fórmulas para ajustar la lista de tarifas máximas de acuerdo con los intervalos de la tabla 1 anterior, en donde considera distintos factores de penalización. Sin embargo, tampoco se detallan los criterios que utilizó la Comisión para determinar tales factores de penalización, los cuales se muestran a continuación:

Tabla 43. Factores de penalización

Ajuste a las tarifas máximas	Factor de penalización
$TM_{t+2} = \left[1 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$	1
$TM_{t+2} = \left[0.9 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$	0.9
$TM_{t+2} = \left[0.8 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$	0.8

A efectos de evaluar la viabilidad financiera de la metodología propuesta, Ecogas realizó un ejercicio práctico en el cual se consideraron los siguientes datos:

- Valor del *LRM* de 10.7419% de acuerdo con lo establecido en el resolutivo Quinto del proyecto de Acuerdo de las DACG de tarifas de distribución de gas natural
- Valor estimado del *I_E* de 1.5%
- Tasas de rentabilidad estimadas para efectos de replicar la metodología propuesta por la Comisión

Tabla 44. Tasas de rentabilidad estimadas

	Tasa de rentabilidad TR
Caso I	12.50%
Caso II	14.20%
Caso III	17.90%

- Volumen estimado de 1,000,000 GJ/año para el periodo vigente y próximos
- Tarifa inicial estimada de \$10.00 MXN/GJ

En este orden de ideas, aplicando las fórmulas de determinación de rangos propuestas por la Comisión, se obtuvieron los siguientes rangos:

Tabla 45. Determinación de rangos normalizados

	Tasa de rentabilidad TR	Determinación del rango	Rangos propuestos CRE
Caso I	12.50%	1.02	1 a 1.15
Caso II	14.20%	1.16	1.16 a 1.45
Caso III	17.90%	1.46	Mayor a 1.45

Con base en los resultados de la tabla 4, se analizaron los diferentes casos de conformidad con las tasas de rentabilidad propuestas por Ecogas:

Ejercicio Caso I

Se calculó el porcentaje de disminución de la tarifa a partir de la fórmula que considera un factor de penalización de 1, debido a que cae dentro del primer rango de acuerdo con la clasificación propuesta por la Comisión, de conformidad con la tabla 2 del presente documento.

$$TM_{t+2} = \left[1 - \frac{12.50\% - (10.74\% + 1.5\%)}{10.74\% + 1.5\%} \right] * 10 = \$9.79$$

De acuerdo con este resultado, la tarifa aplicable en el próximo periodo presenta una disminución de 2.11%, pasando de \$10.00 MXN/GJ a \$9.79 MXN/GJ.

Tabla 16. Resultados del ejercicio práctico (Caso I)

	Periodo Vigente	Proximo Periodo	% Disminucion Tarifa
Volumen (GJ)	1,000,000	1,000,000	
Tarifa (MXP/GJ)	\$ 10.00	9.79	2.11%
Ingreso (MXP)	\$ 10,000,000	\$ 9,789,167	

Ejercicio Caso II

Se calculó el porcentaje de disminución de la tarifa a partir de la fórmula que considera un factor de penalización de 0.90, debido a que cae dentro del segundo rango de acuerdo con la clasificación propuesta por la Comisión, de conformidad con la tabla 2 del presente documento.

$$TM_{t+2} = \left[0.90 - \frac{14.20\% - (10.74\% + 1.5\%)}{10.74\% + 1.5\%} \right] * 10 = \$7.40$$

Con base en este resultado, la tarifa aplicable en el próximo periodo presenta una disminución de 26.00%, pasando de \$10.00 MXN/GJ a \$7.40 MXN/GJ.

Tabla 17. Resultados del ejercicio práctico (Caso II)

	Periodo Vigente	Proximo Periodo	% Disminucion Tarifa
Volumen (GJ)	1,000,000	1,000,000	
Tarifa (MXP/GJ)	\$ 10.00	7.40	26.00%
Ingreso (MXP)	\$ 10,000,000	\$ 7,400,493	

Ejercicio Caso III

Se calculó el porcentaje de disminución de la tarifa a partir de la fórmula que considera un factor de penalización de 0.80, debido a que cae dentro del tercer rango de acuerdo con la clasificación propuesta por la Comisión, de conformidad con la tabla 2 del presente documento.

$$TM_{t+2} = \left[0.80 - \frac{17.90\% - (10.74\% + 1.5\%)}{10.74\% + 1.5\%} \right] * 10 = \$3.38$$

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Acorde con este resultado, la tarifa aplicable en el próximo periodo presenta una disminución de 66.22%, pasando de \$10.00 MXN/GJ a \$3.38 MXN/GJ.

Tabla 47. Resultados del ejercicio práctico (Caso III)

	Periodo Vigente	Proximo Periodo	% Disminucion Tarifa
Volumen (GJ)	1,000,000	1,000,000	
Tarifa (MXP/GJ)	\$ 10.00	3.38	66.22%
Ingreso (MXP)	\$ 10,000,000	\$ 3,378,087	

De lo anterior, se puede concluir que el porcentaje de disminución de las tarifas es sustancialmente mayor a la variación existente entre la tasa de rentabilidad y el $LRM + I_E$, esto se puede observar en el segundo caso donde la disminución de la tarifa resulta en un 26.00% mientras que la variación entre la tasa de rentabilidad y el $LRM + I_E$ es del 16.00%, análogamente para el caso III, la disminución de la tarifa resulta en un 66.22% mientras que la variación entre la tasa de rentabilidad y el $LRM + I_E$ es del 46.22%.

Lo anterior, le genera gran incertidumbre a mi representada respecto a si la tarifa resultante permitirá cubrir las erogaciones necesarias para dar continuidad a la prestación del servicio, debido a los exorbitantes recortes a la lista de tarifas, tal como se observa en la tabla 7:

Tabla 48. Cuadro comparativo Caso I, II y III

	Tasa de rentabilidad TR	Determinación del rango	Variación de la TR vs LRM+IE	Porcentaje de disminución en la tarifa
Caso I	12.50%	102.11%	2.11%	2.11%
Caso II	14.20%	116.00%	16.00%	26.00%
Caso III	17.90%	146.22%	46.22%	66.22%

Para dar sustento a lo anterior y comprobar que la metodología propuesta por la Comisión impide que los permisionarios obtengan un rendimiento que refleje las condiciones del mercado, mi representada elaboró un ejercicio práctico de un flujo de caja descontado para un periodo de 5 años, empleando las variables del Caso II, del cual, se puede observar lo siguiente:

Tabla 49. Plan de negocios permisionario

Inversión **21,048,697**

Tabla 9. Plan de negocios permisionario

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingreso		10,000,000	10,000,000	10,000,000	10,000,000	10,000,000
Costos		1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Depreciación		701,623	701,623	701,623	701,623	701,623
Utilidad antes de impuestos		7,798,377	7,798,377	7,798,377	7,798,377	7,798,377
Impuestos		2,339,513	2,339,513	2,339,513	2,339,513	2,339,513
Utilidad Neta		5,458,864	5,458,864	5,458,864	5,458,864	5,458,864
Flujo neto de efectivo	-21,048,697	6,160,487	6,160,487	6,160,487	6,160,487	6,160,487

TIR **14.20%**

Tabla 50. Plan de negocios afectado por el Mecanismo de Supervisión

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Tabla 10. Plan de negocios afectado por el Mecanismo de Supervisión

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingreso		10,000,000	7,400,493	7,400,493	7,400,493	7,400,493
Costos		1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Depreciación		701,623	701,623	701,623	701,623	701,623
Utilidad antes de impuestos		7,798,377	5,198,870	5,198,870	5,198,870	5,198,870
Impuestos		2,339,513	1,559,661	1,559,661	1,559,661	1,559,661
Utilidad Neta		5,458,864	3,639,209	3,639,209	3,639,209	3,639,209
Flujo neto de efectivo	21,048,697	6,160,487	4,340,832	4,340,832	4,340,832	4,340,832
TIR	4.05%					

El ingreso para el año 2 de \$7,400,493 fue afectado por el Mecanismo de Supervisión, se puede observar en la tabla 6 del

Con base en lo anterior, en el caso de que la Comisión considere la aplicación de esta metodología, impedirá que el permisionario obtenga por lo menos, una tasa de retorno cercana al LRM establecido. De hecho, sobre penaliza cualquier variación positiva evitando llegar a la LMR definido por la Comisión.

Esto se puede observar en la tabla 9 anterior, en la cual se estimó que el Requerimiento de Ingresos de un permisionario para un periodo de 5 años sería de \$10,000,000, obteniendo así una tasa de rendimiento de 14.20%.

Al utilizar la metodología del Mecanismo de Supervisión propuesta por la Comisión, los ingresos para el segundo año disminuirían en un 26%, pasando a \$7,400,493 con lo cual, la tasa de rendimiento del permisionario pasaría de 14.20% a 4.05%, impidiéndole la obtención de una tasa de rendimiento que refleje las condiciones del mercado, es decir, que de ninguna manera alcanzaría la tasa del 10.74% (LRM).

Asimismo, es importante recalcar que, si bien el objetivo de la metodología es el controlar la tasa de rentabilidad del permisionario, el cual se mide en la partida de utilidad neta de un flujo de caja descontado, la afectación a la lista de tarifa mediante el mecanismo propuesto tiene impacto en todos los componentes del Requerimiento de Ingresos, o bien, del flujo de caja descontado, lo cual le impide al permisionario recuperar los gastos y los impuestos mínimos para operar, afectando la correcta operación de los sistemas poniendo en un alto riesgo la viabilidad de la prestación del servicio.

Para que la Comisión tenga mayores elementos de análisis se adjunta al presente documento dos anexos con el cálculo numérico aquí mostrado "3.6. Caso Practico. Mecanismo de Supervisión" y "3.7 Ejemplo Flujo Mecanismo Supervisión"

3. Cuestionamientos

- 77. En cuanto a la determinación de los rangos, debido a que no existe una explicación estadística respecto a los intervalos propuestos para clasificar las tasas de rentabilidad de acuerdo con la tabla 1 del presente documento. Se solicita a la Comisión detallar el criterio de determinación de dichos intervalos.
- 78. Con base en la observación anterior, ¿cómo se puede garantizar que la propuesta de intervalos es la más eficiente para clasificar las tasas de rendimiento de los permisionarios?
- 79. La Comisión no especifica los criterios que utilizó para determinar los factores de penalización referidos en la tabla 2 del presente documento. Se solicita a la Comisión justificación del proceso de determinación de dichos factores de penalización.

80. Se solicita a la Comisión que justifique técnicamente que la aplicación de los factores de penalización, a los que se refiere la tabla 2 del presente escrito, reflejan adecuadamente un mecanismo sobre el control de la rentabilidad.
81. Con base en la observación anterior, se solicita a la Comisión que justifique la poca relación entre el descuento aplicable a las tarifas y la variación de la TR vs $LRM + I_E$, de acuerdo con lo referido en la tabla 8 del presente documento.
82. Con base en el ejercicio numérico referido en las tablas 9 y 10 del presente documento, se observa que la disminución en la tarifa después de aplicar el Mecanismo de Supervisión (de una tasa de rentabilidad que supero el $LRM + I_E$ en un 16%) generó una disminución considerable en la tasa de rentabilidad en el flujo de efectivo (14.20% a 4.05%)

Por tal motivo, se solicita a la Comisión justificar que el uso de esta metodología no generará impactos negativos en la correcta operación de los sistemas poniendo en riesgo la seguridad y viabilidad de la prestación del servicio al usuario final.

83. Se solicita a la Comisión que muestre los cálculos que en su caso haya realizado para evaluar el impacto de los ajustes propuestos sobre los ingresos de los Permisosarios.
84. En el numeral 11.2 de las DACG de tarifas de distribución se menciona que el Mecanismo de Supervisión se aplicará anualmente a la lista de tarifas máximas a partir del primer año del Periodo Regulatorio, dado lo anterior ¿cómo garantizar que este mecanismo no impactará negativamente el comportamiento del mercado derivado de la volatilidad que se pudiera presentar en las tarifas máximas?
85. Con base en la pregunta anterior, ¿cómo garantiza la Comisión que la volatilidad de las tarifas máximas no afectará a los consumidores finales de gas natural?
86. ¿Cómo garantiza la Comisión que el mecanismo de supervisión no impactará en otros componentes del Requerimiento de Ingresos del Permisario (Costos de operación, mantenimiento y administración e Impuestos), así como en actividades futuras de expansión y desarrollo?
87. ¿Cómo garantiza la Comisión que el Mecanismo de supervisión será aplicable en los tiempos propuestos en las DACG de tarifas de distribución, de manera que el inicio del periodo de aplicación de las tarifas no se afecte por posibles retrasos en la evaluación?
88. Respecto al punto anterior, la Comisión propone un mecanismo de ajuste compensatorio cuando por causas atribuibles a la Comisión se retrase la aprobación y aplicación de las tarifas, en donde ajusta las tarifas de cargo por servicio de acuerdo con una razón de clientes, sin embargo, se estima que la ecuación propuesta no compensa el ingreso no obtenido en el periodo. ¿Podría la Comisión demostrar que la ecuación efectivamente compensaría el ingreso no obtenido por no aplicar las tarifas a tiempo?
89. Asimismo, para el caso de a fórmula para el cargo variable donde se usa una razón de volúmenes, ¿podría la Comisión compartir ejemplos prácticos donde se demuestre que estas fórmulas todos los permisionarios podrían recuperar el saldo no cobrado? ¿sería homogéneo para todos los permisionarios dado sus ciclos de lectura y facturación?
90. Que la Comisión justifique financiera y económicamente que la definición de la tasa de rentabilidad observada calculada a partir del promedio aritmético de las rentabilidades anuales reales obtenidas por el Distribuidor durante el Periodo Regulatorio en curso garantiza una correcta metodología de aplicación en los sistemas de distribución.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

91. Con base en el numeral 11.7 de las DACG de tarifas de distribución, se menciona que en caso de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al $LRM + I_E$, en 2 (dos) años consecutivos o en 3 (tres) años no consecutivos durante la vigencia del Permiso, la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se determinarán de oficio. En este sentido, se solicita a la Comisión que detalle explícitamente cuál será el procedimiento, así como los criterios para determinar dichas tarifas de oficio, mismas que estarán vigentes por un periodo de 5 años.

Regulación del gas natural en Chile

El objeto del presente apartado es presentar un análisis del mercado y la normativa del sector de distribución de gas natural en Chile para verificar la factibilidad de aplicación del mecanismo regulatorio vigente en dicho país, debido a que en las DACG la Comisión propone el establecimiento de un esquema de regulación con control de la rentabilidad para el sector de distribución en México.

A partir de esta propuesta por parte de la Comisión, se pretende realizar un análisis de la regulación en Chile, haciendo énfasis en los riesgos potenciales de su aplicación al mercado mexicano y un detalle de las diferencias metodológicas existentes entre la versión propuesta por la CRE y la existente en Chile.

El presente informe contiene una descripción de la normativa regulatoria vigente en Chile, un análisis de la factibilidad de aplicación de dicha normativa en México y un listado de las diferencias metodológicas existentes entre la propuesta de México y la vigente en Chile.

1. Normativa del sector de gas natural en Chile

1.1. Regulación tarifaria

En primera instancia, Chile presenta características muy particulares en materia tarifaria con respecto a otros países de la región. La regulación de la cadena de valor es mínima y los precios en general no están regulados y solo se realiza un control "expost".

La regulación del sector en Chile establece que las empresas permisionarias de transporte y de distribución de gas natural tienen libertad para fijar sus tarifas, es decir, el precio del gas natural es libre en todas las regiones donde se comercializa, con excepción de la región de Magallanes, donde por sus condiciones especiales, la Ley establece un sistema de fijación de precios.

Los precios son de dominio público y las empresas están obligadas a publicarlos en sus oficinas comerciales, en periódicos de circulación en sus zonas de distribución y en sus sitios de internet.

En el caso del transporte por gasoductos, las tarifas quedan definidas en procesos de oferta pública de capacidad que deben realizar los transportistas para cumplir con la obligación de acceso abierto.

Para el caso de la actividad de distribución, los tipos de servicio y sus tarifas asociadas son determinadas libremente por las distribuidoras, aunque los pliegos tarifarios deben ser públicos y no discriminatorios.

Solo en caso de que se detecte una rentabilidad excesiva, en cuyo caso las tarifas pueden ser reajustadas. De esta manera, las empresas de distribución de gas natural en Chile están sujetas a un esquema regulatorio de tasa de rentabilidad máxima por cada zona de distribución, que contempla el promedio simple de sus rentabilidades anuales de los últimos tres años (Decreto con Fuerza de Ley N°323).

Posteriormente mediante la modificación de la Ley N°20.999 (La Ley), en febrero de 2017 el esquema se profundizó mediante la incorporación de una metodología específica para el cálculo de una rentabilidad máxima y el establecimiento de sanciones ante incumplimiento.

En ese sentido el Artículo 32 de la Ley, establece que, para las empresas permisionarias de distribución de gas de red, su régimen de precios estará sujeto a una Tasa de Rentabilidad Económica Máxima (TREM) para una determinada zona de concesión, equivalente a tres puntos porcentuales (3%) sobre el promedio simple de los últimos tres años de la tasa de costo de capital. Esta tasa de costo anual de capital se calcula cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

El procedimiento de revisión de rentabilidad se encuentra definido en el Artículo 33 y 33 Bis de la Ley. En dichos artículos la Ley indica que la tasa de rentabilidad económica anual de una empresa permisionaria 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 y que sean necesarios para prestar el servicio público de distribución.

Por otra parte, el flujo neto corresponderá a la diferencia entre los ingresos anuales y la suma de los costos anuales de explotación, de inversión y los impuestos a las utilidades. Para lo anterior, se considerarán los costos de explotación y de inversión de la empresa real de acuerdo con criterios de eficiencia y estándares similares aplicables a otras empresas de servicio público.

De esta manera, los costos de inversión a considerar en el cálculo se determinarán con base en la metodología de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los bienes de la empresa, los cuales serán incorporados al flujo como costos anuales de inversión, 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.

Para los efectos de esta Ley se entiende por Valor Nuevo de Reemplazo al 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.

Asimismo, la Ley también establece las penalidades para las empresas concesionarias que hayan excedido la tasa de rentabilidad económica máxima, señalando que deberán devolver a sus clientes el monto correspondiente al exceso de rentabilidad obtenido, calculado por la CNE en el informe de rentabilidad anual, distribuyéndolo en proporción al volumen de gas facturado durante el último año calendario.

1.2. Problemáticas en la aplicación de la normativa

La regulación por control de rentabilidad ha presentado problemas en su aplicación en el sector de gas natural en Chile. La sanción de la ley 20.999 estuvo motivado en la imposibilidad de aplicar penalidades por exceso de rentabilidad, sin embargo, a raíz de discusiones recientes, la misma ha resultado ser insuficiente para lograr un adecuado control.

Si bien es cierto que Chile delegó el desarrollo de infraestructura de gas natural en la iniciativa privada, la aparición de un mercado de bajo consumo (residencial y comercial) sin poder de negociación, presionó a la industria a la aplicación de las herramientas de control definidas en la Ley de servicios de gas natural.

Es importante mencionar que, entre los años 2013 y 2014 se llevaron a cabo diversas discusiones con respecto a la rentabilidad de algunos distribuidores de gas natural, en las cuales se demostró que la ley presentaba importantes vacíos normativos que imposibilitaban su aplicación.

Por este motivo, en el año 2017 se decretó una ley modificatoria que pretendía dotar al estado de las herramientas necesarias para poder efectivizar el control de rentabilidad.

Recientemente, la Fiscalía Nacional Económica (FNE) publicó un informe denominado "Estudio de Mercado del Gas (EM06-2020)", en el que analizó las problemáticas existentes en los segmentos de gas LP y gas natural.

En dicho documento, la FNE concluyó que el mercado del gas en Chile no estaba funcionando adecuadamente, debido esencialmente a riesgos de coordinación y verticales en el segmento de distribución mayorista de gas LP, así como vacíos regulatorios en el mercado de gas natural.

Y en los más de 60 años de vigencia de la ley de servicios de gas natural y de los 5 años de la última reforma en el año 2017, no ha sido aplicado a ninguna empresa de distribución de gas natural penalidad por exceso de rentabilidad. Lo anterior demuestra la complejidad en la aplicación de este mecanismo como metodología regulatoria.

1.3. Impacto de la regulación chilena en la expansión del servicio

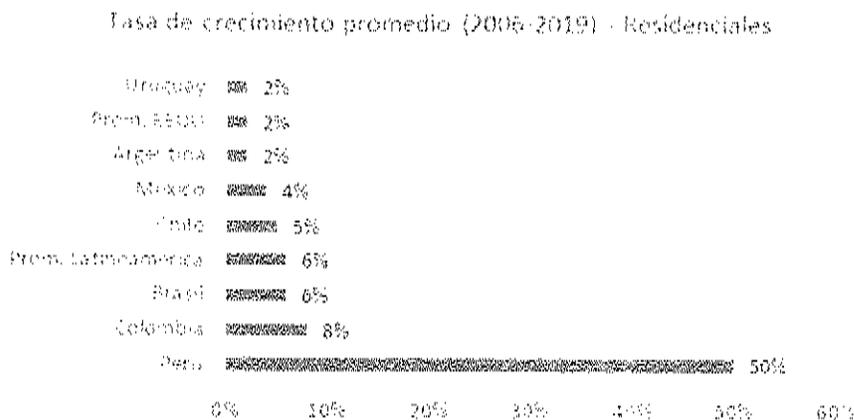
De acuerdo con las DACG, uno de los pilares de la modificación regulatoria es promover la expansión de las redes de distribución de gas natural por medio de ducto en el sector residencial considerando aspectos demográficos y socioeconómicos.

Con base en las DACG, la Comisión propone el establecimiento de un esquema de regulación con control de la rentabilidad, similar al vigente en el sector de distribución de gas natural en Chile.

En este sentido, a partir de los objetivos definidos por la nueva regulación propuesta por la Comisión, es que debe plantearse la interrogante de si verdaderamente el modelo chileno brinda los incentivos adecuados para promover la expansión del gas natural y lograr factores de penetración mayores a los observados actualmente en el mercado mexicano.

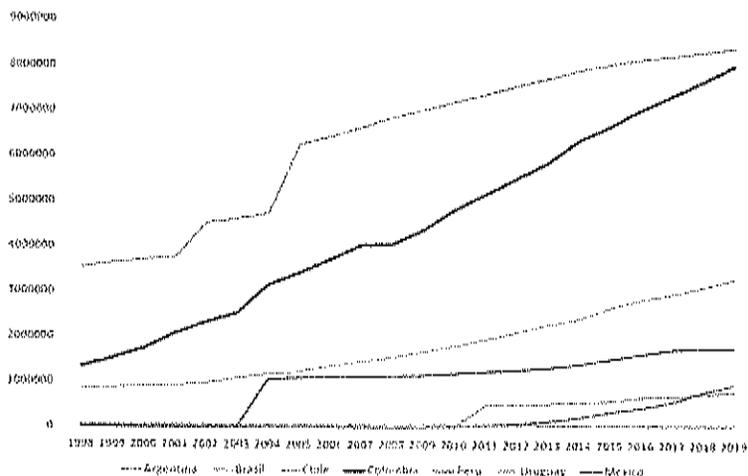
El mercado chileno de gas natural a lo largo de los años ha presentado un crecimiento muy bajo en el sector residencial en comparación a otros países de la región, incluso se encuentra por debajo del promedio:

Figura 1.1



Con el objetivo de profundizar en la tendencia del número de clientes que presentan dichos países de Latinoamérica, a continuación, se presenta el siguiente gráfico, en el que se observa la tendencia lineal de la evolución anual de clientes residenciales en países de la región.

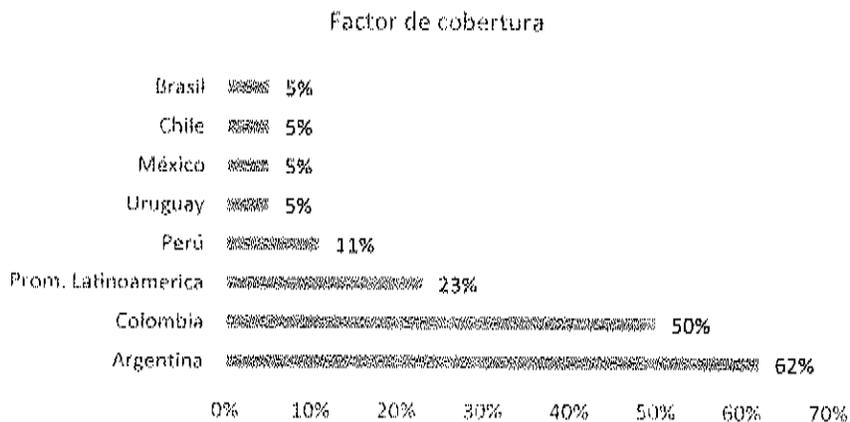
Figura 52: Crecimiento del número de clientes residenciales de gas natural por países en Latinoamérica



Asimismo, se puede apreciar que el mayor crecimiento anual en clientes residenciales lo tienen los países de Colombia y Argentina con respecto a Chile y el resto de los demás países.

Por último, si se considera el factor de cobertura de viviendas conectadas al gas natural, se observa que Chile presenta una de las tasas más bajas de la región:

Figura 53. Factor de cobertura a 2019



Por lo anteriormente expuesto, es que resulta importante plantear si modelos regulatorios como el de Chile, son los indicados para promover la expansión del servicio y alcanzar a los sectores socioeconómicos más vulnerables del segmento residencial como se pretende en las nuevas disposiciones emitidas por la Comisión.

Al respecto, se debe señalar que regulaciones como las de Colombia, Argentina o Perú han resultado más favorables a la hora de cumplir los objetivos de expansión del servicio de distribución para llegar a más clientes residenciales.

2. Análisis comparativo Chile/México

2.1. Aspectos estructurales

El sector de gas natural de Chile presenta diferencias relevantes con el sector de gas natural en México. A continuación, se indican algunas diferencias relevantes:

- Promotores

En Chile el sector se desarrolló principalmente a partir de la iniciativa privada, mientras que en México el impulsor inicial fue PEMEX.

- Permisos

En México inicialmente la actividad de distribución de gas natural se otorgaba bajo la modalidad de permisos mediante licitación con exclusividad en una zona geográfica. Posteriormente la Comisión aprobó la creación de una única zona geográfica por lo que los permisos dejaron de brindar exclusividad y ya no fue necesaria la realización de licitaciones.

En el caso de Chile se ha desarrollado un camino inverso, ya que pasó de otorgar autorizaciones a brindar servicio libre y finalmente a establecer permisos para zonas geográficas específicas. Si bien estos permisos no brindan exclusividad y no se realizan licitaciones, se impuso cierta obligatoriedad de solicitar el permiso para brindar el servicio.

- Transporte

En México se cuenta con una importante red de transporte que permite trasladar el gas desde la frontera de Estados Unidos o el Golfo de México a los centros de consumo, en Chile la mayoría de los permisionarios tienen suministro virtual por GNL proveniente de las plantas de regasificación de Quinteros y Mejillones en Argentina.

- Concentración de mercado

Debido a las restricciones de suministro de gas natural desde Argentina y lo limitado de la producción en Magallanes, la mayoría de los usuarios reciben gas natural a través de la planta de Quintero y Mejillones. Por su parte, México dispone de diversidad en el suministro, derivado de la producción nacional y la importación por medio de gasoductos o GNL.

- Antigüedad

Si bien el mercado de gas natural en Chile presenta varios años de madurez en su "masificación", esto se originó con la entrada en operación de los gasoductos de transporte de gas natural desde Argentina en 2004. Por el contrario, la red de transporte en México desarrollada por PEMEX presenta más de 60 años de antigüedad en algunos casos.

Como puede observarse en el presente apartado, el mercado de distribución de gas natural en Chile es completamente diferente al mercado en México, lo cual genera que la propuesta de la Comisión de una regulación por LRM pueda generar distorsiones importantes que impacten de manera negativa sobre los permisionarios de gas natural en México.

3. Aspectos regulatorios

A continuación, se presentan algunas de las diferencias identificadas entre la metodología regulatoria que la Comisión pretende emplear en México, a través de la modificación de la actual regulación tarifaria de *price cap* hacia una de control de la rentabilidad, con respecto a la definida en Chile.

Los principales aspectos que causan una importante controversia en la propuesta de la Comisión, son los siguientes:

- **Base de Activos Regulados (BAR):** En el marco regulatorio mexicano, consideran la BAR como el valor "contable", es decir, el reconocido a su costo de adquisición y no reconocen la posibilidad de revaluación de activos.

Figura 54: Metodología de evaluación de activos propuesta en las DACG

8. Revaluación de activos fijos

8.1. La revaluación de activos es un método para actualizar contablemente los valores de los bienes que conforman el activo de un Distribuidor, por lo tanto, al no producir efectos tangibles en beneficio de los usuarios, no puede ser aceptada para efectos regulatorios.

Optar por el modelo de la revaluación implicaría, por una parte, reconocer en otras partidas integrales ganancias aún no devengadas que se generarán por el uso o la venta posterior del activo, y, por otra parte, reconocer pérdidas no devengadas aun cuando el monto recuperable del activo indique que no tiene deterioro de su valor.

8.2. Para efectos regulatorios no se reconocera el valor razonable utilizado en el modelo de la revaluación, ya que en algunos activos es altamente volátil, conduciendo a errores en la toma de decisiones debido a los cambios observados en su valor desde la fecha de los estados financieros hasta la fecha de su aprobación para emisión a terceros.

Por el contrario, la regulación chilena emplea la metodología de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), donde se considera el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución.

Figura 55: Metodología de valuación de activos Chile.

2 DEFINICIONES

Para el presente documento y proceso de información se entenderá por Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria¹, el costo de renovar² todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución³, en las respectivas concesiones⁴, incluyendo los costos de materiales, montaje, obras civiles, ingeniería, gastos generales, intereses intercalarios, los derechos, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los costos correspondientes a la reposición de pavimentos, los bienes intangibles y el capital de explotación.

- **Depreciación:** Tanto en la regulación mexicana como en la chilena se considera, con fines impositivos, el método de línea recta para el cálculo de la depreciación lineal de la BAR sobre la base de la vida útil de los activos.

En el caso de México, la propuesta de vida útil por parte de la Comisión se encuentra definida en el Anexo II de las DACGs detallando claramente por tipo de activo fijo, mientras que la Ley de servicios de gas en Chile no fija un valor específico.

Para fines del cálculo del costo anual de la inversión, ambos países reconocen una depreciación económica incluida en la anualidad, sin embargo, en México adicionalmente afectan dicha anualidad por un factor de proporcionalidad de la vida remanente (p_j) que no tiene sentido alguno.

Figura 56: Costo anual de la inversión propuesta

$$CAI = \sum_{j=1}^m I_j * \left[\frac{i(1+i)^{n_j}}{(1+i)^{n_j} - 1} \right] * p_j$$

$$p_j := \begin{cases} r_j / n_j & \text{si } r_j < n_j \\ 1 & \text{si } r_j = n_j \end{cases}$$

Donde:

CAI =	Costo Anual de la Inversión.
I_j =	Inversión erogada en el activo j
i =	Tasa de rentabilidad anual
n_j =	Vida útil del activo j , conforme lo establecido en el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.
m =	Total de activos fijos al cierre del año de supervisión.
r_j =	Vida remanente del activo j .
p_j =	Factor de proporcionalidad de la vida remanente.

- **Límite de rentabilidad máxima (LRM):** el LRM en México es el equivalente al Costo de Capital, mientras que en Chile es equivalente a tres puntos porcentuales sobre el promedio simple de los últimos tres años de la tasa de costo de capital.

Si bien es cierto que en México la metodología propuesta otorga un delta de 3%, este solo aplica cuando se cumple el cálculo del Incentivo a la Expansión; sin embargo, de acuerdo con las fórmulas mostradas por la Comisión este incentivo es inalcanzable.

- **Tasa de rentabilidad observada:** La tasa de rentabilidad observada, tanto en México como en Chile, será aquella que permite un flujo neto igual a cero. El flujo neto, en ambos casos, se compone de Ingresos – (Costos de explotación + Costos de inversión + Impuestos).
 - Costos de explotación: En México la propuesta considera que los costos se obtendrán a partir de lo observado en estados financieros. De ahí que, la principal diferencia con Chile es que consideran costos de explotación eficientes; es decir, tanto respecto a su necesidad en relación con la actividad de la empresa concesionaria como también en comparación con estándares de otras empresas distribuidoras de gas o públicas comparables, en lugar de basarse en los costos que figuren en los estados financieros que pueden incorporar otras líneas de negocio.
 - Costos de inversión: En México la propuesta considera el valor contable o de adquisición de la inversión realizada mientras que en Chile se considera el valor VNR de la inversión. A su vez, en Chile se incluyen los costos de inversión en bienes intangibles y en México no se hace.
 - Impuestos: En México, la propuesta calcula impuestos a las utilidades, basado en la información de los Estados Financieros Dictaminados. En Chile, los impuestos a las utilidades se calculan considerando la tasa general del impuesto aplicada a 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 para considerar en el cálculo

se calcula linealmente sobre la base de la vida útil de los bienes del permiso. Es decir, los impuestos son teóricos y no contables en Chile.

- **Costo de Capital:** El costo de capital afecta tanto en la regulación mexicana como chilena a la tasa de rentabilidad que fijará el regulador. Ahora bien, las diferencias en el detalle del cálculo son:
 - Frecuencia de actualización de la tasa: en Chile se calcula cada 4 años mientras que en México establecen revisarla cada año.
 - Metodología aplicada: En México se aplica CAPM. En Chile, se da la siguiente operación: $A + B * C + D$, siendo A= tasa libre de riesgo, B= Premio por riesgo de mercado, C= Riesgo sistemático y D=Factor individual.
 - Valor mínimo: En Chile, no puede ser menor al 6%, mientras que en México no hay un mínimo, lo cual, conlleva a que la rentabilidad del permisionario pueda caer en valores irracionales una vez aplicado el Mecanismo de supervisión propuesto.
- **Incumplimiento de rentabilidad máxima permitida:** De acuerdo con la propuesta regulatoria tarifaria en México, cuando el distribuidor obtiene una tasa de rentabilidad superior a la permitida se aplicará un ajuste (que no tiene relación con los Ingresos percibidos en exceso) a la Lista de Tarifas máximas, dicho ajuste se determinara de acuerdo con tres posibles rangos de exceso incurrido.

En la regulación chilena, cuando se excede la tasa máxima permitida se fija mediante resolución las tarifas máximas del servicio de distribución de gas hasta la entrada en vigor de un nuevo periodo tarifario.

Dichas tarifas corresponderán a las que la empresa permisionaria tenía vigentes al 31 de diciembre del año calendario anterior al de la resolución, multiplicados por un factor igual al cociente entre la diferencia de los ingresos totales de la empresa en el año calendario anterior y el monto correspondiente al exceso de rentabilidad obtenido y los ingresos ya señalados.

- Por otro lado, el mecanismo de supervisión y sanción se hará anualmente en el caso de México, mientras que, en Chile, si bien se revisa anualmente la rentabilidad, se sanciona cuando la rentabilidad promedio de los últimos 3 años supera a la máxima permitida.
- Asimismo, en el marco regulatorio mexicano propuesto se establece que en caso de que el distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor a la permitida en 2 años consecutivos o en 3 años no consecutivos, la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se determinarán de oficio y estarán vigentes por 5 años independientemente de la conclusión del Periodo Regulatorio respectivo.
- Por último, algo que se añade en la regulación chilena, es que, en caso de detectarse el exceso de rentabilidad, se hará una compensación a los clientes en función del volumen de gas facturado en el último año (artículo 31 bis), mientras que en la propuesta de regulación mexicana no hace mención de ello.

- **Actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados:** La principal diferencia de dicha metodología en ambos países es respecto al período de actualización, donde en México es anual y en Chile es mensual. Adicionalmente, en los precios máximos asociados a servicio de gas, en Chile también incluye la variación mensual del costo del gas, mientras que México sólo lo hace con el INPC y dejando de lado el reconocimiento de las erogaciones efectuadas en dólares.

4. Conclusión

A partir del análisis comparativo entre las nuevas Disposiciones Administrativas de Carácter General detalladas en el documento "1. DACG Tarifas de Distribución" y anexos y el marco normativo vigente en Chile es posible intuir que la Comisión tomo dicho país como referencia para la elaboración del mecanismo de control de rentabilidad.

Sin embargo, es importante resaltar que la selección de Chile como referencia, resulta atípica, ya que el sector de gas natural en Chile presenta un origen y composición muy diferentes a las del sector en México.

Mientras el crecimiento del gas natural en Chile fue impulsado por agentes privados con mínima intervención estatal, en México, PEMEX desarrolló la infraestructura inicial y fue durante muchos años el agente predominante.

Asimismo, en Chile el transporte del gas natural es mayoritariamente virtual y se realiza con GNL proveniente de las plantas de Quinteros y Mejillones. En el caso de México, existe una extensa red de gasoductos de transporte. Adicionalmente es uno de los países de Latinoamérica con mayor diversidad en su suministro ya que posee producción nacional e importación vía gasoductos y GNL.

Por otro lado, a partir de las reiteradas discusiones sucedidas con respecto a la aplicación del mecanismo de control de rentabilidad en Chile, existen dudas sobre su utilidad como herramienta regulatoria. Actualmente organismos como la Fiscalía Nacional Económica han planteado la necesidad de introducir nuevas modificaciones a la ley de servicio de gas natural, más allá de las introducidas con la ley 20.999 sancionada en el año 2017.

De igual manera con base en el análisis realizado, se demuestra que este mecanismo no ha sido una herramienta exitosa para fomentar la expansión del gas natural en el sector residencial, y las tasas de penetración del servicio en Chile, dado que dicho país aún mantiene niveles por debajo de los valores alcanzados en otros países de la región tales como Argentina y Colombia.

Adicionalmente, el mecanismo regulatorio de control de rentabilidad propuesto por la Comisión presenta diferencias metodológicas relevantes con respecto a la regulación vigente en Chile y las cuales ponen en manifiesto la posición vulnerable y riesgosa a los permisionarios y a los usuarios.

Estas modificaciones en la metodología propuesta generan un impacto importante en el control de rentabilidad debido a que sobre controlan dicho parámetro, alterando la esencia de esta y perjudicando gravemente al sector de gas natural, lo que afectará la expansión de este en el mediano y largo plazo.

5. Cuestionamientos

92. Se solicita a la Comisión explique porque tomo como parámetro la regulación chilena para esta mejora regulatoria.
93. Se solicita a la Comisión entregue la información que le sirvió como base para seleccionar esta regulación como una buena herramienta para masificar el servicio de distribución de gas natural en México.
94. Se solicita a la Comisión aclare las diferencias metodológicas aplicadas en México y justifique el cambio, en específico en:
- Valor de la base de activos
 - Depreciación
 - Límite máximo de rentabilidad
 - Tasa de rentabilidad observada
 - Costos de capital
 - Proceso de supervisión
 - Medida de sanción en caso de incumplimiento a la rentabilidad.

Comentarios en relación con los Criterios contables aplicables a la prestación del servicio de distribución por medio de ductos de gas natural

El objeto del presente apartado es la emisión de comentarios respecto de los criterios contables que propone la Comisión en el *Anexo II de las DACG*.

1. Inversiones, costos y gastos comunes

En el numeral 2.3. de las Disposiciones Generales de los Criterios contables aplicables a la prestación del servicio de distribución por medio de ductos de gas natural (los Criterios), la Comisión señala que los Estados Financieros de los Distribuidores deberán ser presentados por título de permiso y de manera independiente, **considerando únicamente la información contable del permiso en evaluación.**

Al respecto, es importante señalar que no se están considerando algunos criterios que permite la regulación vigente respecto a los costos y gastos comunes para el caso de los permisionarios que cuentan con diversos sistemas.

Actualmente, el esquema autorizado para este tipo de casos en el que los permisionarios operan diversos sistemas y servicios, es que efectúen prorrates de costos y gastos comunes entre dichos sistemas y servicios y, para lo cual deben justificar ante la Comisión la clasificación de costos y gastos comunes con base en la ponderación que se deriva de la participación de los ingresos por sistema y por servicio en el ingreso total, o bien, con base en los siguientes criterios:

- I. La participación del valor de los activos utilizados en una actividad respecto al total de activos;
- II. La participación del número de empleados que trabajan en una actividad respecto al total de empleados;
- III. La participación de los salarios y prestaciones derivados de una actividad respecto al monto total de salarios y prestaciones, y
- IV. La participación de la utilidad bruta obtenida en una actividad respecto a la utilidad bruta total.

De esta manera es que, durante los años transcurridos en los que los permisionarios de distribución han operado en México, se han presentado a esta Comisión los Estados Financieros con el desglose de los montos de inversiones, costos y gastos comunes, así como los criterios para su ponderación entre los diferentes permisos que opera cada permisionario.

Es importante mencionar que, los montos de inversiones, costos y gastos comunes son trazables en la contabilidad de las empresas, por lo que una vez que han sido dictaminados por auditores externos son presentados a la Comisión. Asimismo, la práctica de mantener inversiones y costos y gastos comunes es común en la industria, pues permite generar eficiencias en la gestión administrativa y operativa, trasladables directamente a los usuarios.

De no realizarse dicha práctica, cada uno de los permisos de distribución de cada permisionario tendría que contar con personal, sistemas, oficinas, mobiliario, equipo, etc., exclusivamente para cada uno de los permisos; lo cual implicaría ejercer inversiones y costos ineficientes que se trasladarían a las tarifas. Lo anterior contrapone la metodología de rentabilidad máxima propuesta por la Comisión en las DACG ya que los permisionarios deberán ser capaces de alcanzar la rentabilidad determinada por la Comisión.

Por lo anterior, se considera de suma importancia que, como parte de los Criterios contables, la Comisión haga explícito el reconocimiento de inversiones, costos y gastos comunes entre los diferentes permisos o sistemas que operan los distribuidores, y que especifique los lineamientos para llevar a cabo el prorrato de dichas inversiones, costos y gastos comunes, de forma que la información financiera que se presenta de manera periódica considere esos lineamientos.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

2. Activo fijo y tratamiento de activos de conexión

2.1. Definición de Activo fijo

La Comisión define al Activo fijo de la siguiente manera:

3.1. *Activo fijo: es el activo tangible (físico) que:*

- a) *Posee una entidad regulada por la Comisión, (sobre los cuales ya tiene los riesgos y beneficios) para su uso en la producción o suministro de bienes y servicios o para propósitos administrativos, sin un propósito inmediato de venderlos.*
- b) *Se espera usar generalmente durante más de un año o de un Periodo Regulatorio.*
- c) *Son sujetos a depreciarse por el uso y el tiempo, salvo algunas excepciones.*
- d) *Su costo se recupera a través de la obtención de beneficios económicos futuros, normalmente, por la prestación del servicio regulado. "es el activo tangible (físico) que:*
 - a) *Posee una entidad regulada por la Comisión, (sobre los cuales ya tiene los riesgos y beneficios) para su uso en la producción o suministro de bienes y servicios o para propósitos administrativos, sin un propósito inmediato de venderlos.*

Como se puede observar en dicha definición, se excluyen todo tipo de activos intangibles (por ejemplo, aplicaciones informáticas) que actualmente se reconocen en la Base de Activos Regulada, y si bien no se trata de activos físicos, es importante que la Comisión los reconozca por el valor que aportan a la actividad de distribución, motivo por el cual deben estar considerados en los criterios contables que la Comisión finalmente emita. Un ejemplo claro son los sistemas comerciales que sirven para gestionar el proceso comercial de los "n" clientes que tenga el distribuidor en cuestión.

2.2. Activos de conexión

Se observa que en las DACG la Comisión omite la regulación relativa a los activos de conexión.

Esto resulta relevante, toda vez que la regulación de hoy en día permite a los usuarios recuperar su inversión por concepto de conexión mediante dos esquemas: 1) pueden tener los activos de conexión dentro de su base de activos regulada y recuperar su inversión con el resto de los activos, o bien 2) pueden tener los activos de conexión fuera de su base de activos y establecer cargos de conexión estándar y no estándar para la recuperación de estas inversiones.

En este sentido, es importante hacer explícitas en la regulación estas dos casuísticas, con el objeto de que los permisionarios tengan certeza respecto al cálculo del CAI; es decir, que sea claro tanto para el regulador como para los permisionarios, el cálculo de la rentabilidad para efectos de supervisión. Esto debido a que habrá casos en los que estos activos se tengan que descontar de la BAR, haciendo referencia sólo a la inversión recuperada por el permisionario en los ingresos vía sus cargos por conexión.

3. Revaluación de la Base de Activos Regulada (BAR)

En el numeral 8 de los Criterios contables, la Comisión establece que la revaluación de activos fijos se refiere a "un método para actualizar contablemente los valores de los bienes que conforman el activo de un Distribuidor, por lo tanto, al no producir efectos tangibles en beneficio de los usuarios, no puede ser aceptada para efectos regulatorios".

Asimismo, se señala que la revaluación es un modelo que "implicaría, por una parte, reconocer en otras partidas integrales ganancias aún no devengadas que se generarán por el uso o la venta posterior del activo, y, por otra parte, reconocer pérdidas no devengadas aun cuando el monto recuperable del activo indique que no tiene deterioro de su valor".

Con base en lo anterior, en dicho numeral de los Criterios contables la Comisión determina que *"no se reconocerá el valor razonable utilizado en el modelo de la revaluación, ya que en algunos activos es altamente volátil, conduciendo a errores en la toma de decisiones debido a los cambios observados en su valor desde la fecha de los estados financieros hasta la fecha de su aprobación para emisión a terceros"*.

Al respecto, se considera de gran relevancia que existe una omisión de interpretación por parte de la Comisión en relación con el objeto de reevaluar la BAR, ya que debe distinguirse la revaluación o reexpresión con base en la inflación mexicana, pues a diferencia de lo señalado en los párrafos anteriores, el único objetivo de aplicar la inflación mexicana sobre el valor de los activos desde su fecha de adquisición es **mantener el valor de esos activos en el tiempo y, que el rendimiento aprobado por la Comisión se reconozca sobre ese valor presente de estos.**

Esto último resulta congruente con lo establecido en la Ley de Hidrocarburos y en el Reglamento de las Actividades a las que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos debido a que las contraprestaciones, precios o tarifas de los permisionarios deben promover **la obtención de una rentabilidad razonable que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo estimado de financiamiento y los riesgos inherentes del proyecto,** entre otros, considerando los principios que permitan el desarrollo eficiente de la industria y de mercados competitivos, **que reflejen las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación.**

De esta manera es que resulta difícil de comprender que si la tasa que determina la Comisión (que en las DACG se encuentra en términos reales), se aplica sobre el valor de un activo que no corresponde con el valor actual del dinero invertido; es decir, que no esté expresada a poder adquisitivo actual.

Tal es la importancia del reconocimiento del valor del dinero en el tiempo para efectos tarifarios, que la propia Comisión considera en la regulación vigente y en las DACG un ajuste anual por el índice de inflación a las tarifas.

Mediante la aplicación de dicho ajuste se reconoce el impacto de la inflación sobre las tarifas máximas, que a su vez se componen por los elementos que conforman el Requerimiento de Ingresos, es decir, los costos de operación y mantenimiento y gastos de administración y ventas, la depreciación, los impuestos y, el rendimiento de la base de activos. En otras palabras, se actualiza de manera indirecta el valor de estos componentes mediante el índice inflacionario.

Por tanto, para ser congruente matemática y financieramente se debe de actualizar también la base de activos sobre la que se aplica el rendimiento. En caso contrario, la evolución de las tarifas reguladas presentaría distorsiones sin sentido, pues estas se ajustarían por inflación anualmente mientras que la base de activos se encontraría a valor histórico.

En este sentido, y de conformidad con la Norma de Información Financiera B-10 (la NIF B-10) la regla de no reexpresión de la base de activos puede tener sentido desde el punto de vista contable, sin embargo, no lo tiene desde el punto de vista financiero y regulatorio.

El no ajustar la base de activos genera un perjuicio económico para los permisionarios, debido a que no se estaría considerando que el valor de la inversión en el tiempo evoluciona con la inflación, en otras palabras, si al paso de los años no se le permite al permisionario la reexpresión de su base de activos, el modelo de negocio se subvaloraría, pues se tendrán **inversiones cuyo valor no se corresponde con el costo de oportunidad de los recursos de capital en el presente.**

De conformidad con lo anteriormente expuesto, resulta evidente que el reconocimiento de una rentabilidad razonable debe de considerar tanto la reexpresión de costos como la revaluación de los activos. Asimismo,

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

la emisión y evolución de una norma contable, en este caso la NIF B-10, no debe resultar en un cambio de metodología tarifaria y regulatoria; sino que **la Comisión debe establecer a través las nuevas disposiciones de carácter general, un criterio que dé continuidad al objetivo de mantener una rentabilidad razonable.**

De igual manera, es responsabilidad de la Comisión establecer en las nuevas disposiciones que las tarifas de los distribuidores deberán de considerar las variaciones de precios que respondan al entorno actual del sector energético, tal como lo señala la propia Comisión en el numeral 2.2. del Anexo II Criterios contables, al describir que "**los Distribuidores observarán los lineamientos contables de las NIF, excepto cuando a juicio de la Comisión sea necesario aplicar una normatividad o un criterio de contabilidad específico, tomando en consideración que las entidades realizan operaciones reguladas**" (énfasis añadido).

Por otro lado, e independientemente del efecto de la inflación en la práctica común de otros países, las normas internacionales de información financiera consideran la posibilidad de evaluar un valor razonable para los activos que se encuentren totalmente depreciados, conocido como valor residual o de salvamento, es decir, estos activos no sólo se deberían valorar para efectos contables de ventas de activos, sino para el beneficio al mercado que puede transferirse al reconocer un rendimiento a un activo depreciado en su totalidad siempre y cuando sean activos que permanecen en uso y operación.

Mi representada considera que dicha práctica representa una oportunidad para incentivar a los permisionarios de distribución de gas natural a que mantengan en las mejores condiciones sus instalaciones y ofrezcan a largo plazo unas tarifas competitivas y eficientes.

4. Método para la determinación de la depreciación de los activos fijos

Conforme a lo propuesto en el numeral 6.1. de los Criterios, relativo al método para la depreciación, los Distribuidores determinarán la depreciación por el método de línea recta, establecido en la NIF C-6, que consiste en la multiplicación del costo de adquisición de cada componente del activo fijo por su tasa de depreciación. No obstante, después de ejemplificar mediante la aplicación de la metodología de Costo Anual de la Inversión, se observó lo siguiente:

La depreciación lineal resulta inconsistente con el método de amortización considerado en la fórmula del Costo Anual de la Inversión, debido a que esta metodología no considera la amortización lineal de los activos, sino que, al tratarse de un modelo en donde la anualidad es fija, la amortización se calcula por diferencia entre la anualidad y la retribución de los activos.

Lo anterior también es posible validarlo en la fórmula del Costo Anual de la Inversión, debido a que el parámetro denominado P , modifica la vida útil del activo en cuestión, es decir, automáticamente este parámetro desasocia la metodología de depreciación por línea recta con el número de flujos positivos a los que tendría derecho el permisionario por un activo.

En este sentido, la amortización calculada mediante la fórmula del Costo Anual de la Inversión resulta en menor proporción al principio y mayor proporción al final del periodo de vida útil del activo, lo que evidencia una incongruencia al mencionar que la depreciación debe de calcularse en línea recta, situación que no se cumple en la fórmula de anualidades vencidas para el cálculo del Costo Anual de la Inversión.

Con el objetivo de visualizar lo anteriormente expuesto, mi representada realizó un ejercicio práctico en el cual se puede observar que la fórmula del costo anual de la inversión no es congruente con el método de línea recta para el cálculo de la depreciación.

CAPM	10%
BAR	1,000
Vida útil	10

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Retribución total según fórmula	162.7	162.7	162.7	162.7	162.7	162.7	162.7	162.7	162.7	162.7
Retribución activos	\$ 100.00	\$ 93.73	\$ 86.82	\$ 79.23	\$ 70.88	\$ 61.69	\$ 51.59	\$ 40.47	\$ 28.25	\$ 14.80
Amortización	\$ 62.75	\$ 69.02	\$ 75.92	\$ 83.51	\$ 91.87	\$ 101.05	\$ 111.16	\$ 122.27	\$ 134.50	\$ 147.95
Retribución total	\$ 162.75	\$ 162.75	\$ 162.75	\$ 162.75	\$ 162.75	\$ 162.75	\$ 162.75	\$ 162.75	\$ 162.75	\$ 162.75

De acuerdo con los resultados obtenidos, se puede concluir que durante los primeros años se amortiza una depreciación en menor proporción en comparación con los últimos años, es decir, se genera un efecto que parece reconocer un mayor rendimiento sobre la inversión, situación que no es correcta. Esto se debe principalmente a que la depreciación que se amortiza en la fórmula no corresponde a la obtenida en el cálculo de depreciación por línea recta, que en este caso arrojaría un rendimiento menor, debido a que no sería creciente al inicio y decreciente al final del periodo de vida útil del activo.

5. Vida útil inicial de los activos fijos

Respecto a las vidas útiles de los activos, propuestas por la Comisión se observan distintos valores a los que actualmente tienen aprobados diferentes Permisionarios. De ajustarse contablemente los parámetros como los propone la Comisión se aceleraría la depreciación de los activos que actualmente cuentan con una vida útil superior o viceversa, impactando de forma negativa en los resultados contables de los permisionarios.

Por ello, se considera de gran relevancia que, en el caso de los permisos que actualmente consideren activos con vidas útiles diferentes a las que se proponen en el numeral 7.1 de los Criterios, la Comisión establezca que deberán de concluir su depreciación con las vidas útiles actualmente aprobadas.

Asimismo, es importante recordar que algunas empresas distribuidoras cotizan en el mercado accionario y por lo tanto deben cumplir con obligaciones contables definidas por la Bolsa y presentar sus Estados financieros bajo estándares internacionales, motivo por el cual, el método de depreciación a utilizar y la vida útil de los activos deberán estar acorde con las NIIF y tendrán que quedar establecidos en las políticas establecidas por la compañía (NIC8, Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores), por lo que, en estos casos, las vidas útiles de algunos activos siempre podrían diferir de los propuestos por la Comisión.

6. Presentación y estructura de información financiera

La información financiera dictaminada juega un papel sumamente importante en las DACG debido a que el mecanismo de supervisión dependerá totalmente de que dicha Información sea presentada en tiempo y forma por los distribuidores. No obstante, se establece un plazo que resulta de difícil cumplimiento debido a lo siguiente:

- i. Normalmente las empresas distribuidoras cuentan con los Estados Financieros Dictaminados consolidados e individuales en el periodo que actualmente prevé la regulación, es decir, en el primer cuatrimestre del año.

Sin embargo, en el caso de los estados financieros por permiso, estos requieren más tiempo, debido a los análisis que deben realizar los auditores, por lo que frecuentemente los permisionarios recurren a la solicitud de prórrogas para la entrega de dichos reportes por permiso.

- ii. Considerando que la propuesta de la Comisión prevé una estructura de información distinta a la que se presenta actualmente, y con un mayor detalle, en caso de que fuese aprobado en los
Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

términos en los que fue puesto a Consulta pública, se requerirían adecuaciones o evolutivos en los sistemas contables, lo cual implica costos e inversiones y, sobre todo un plazo para su implementación, además de que los auditores requerirán aún más tiempo para la revisión, por lo que no sería posible cumplir con el plazo de presentación de la información que, al estar directamente ligado con el plazo para la supervisión del LRM, daría como resultado un incumplimiento del procedimiento tal como está descrito en las nuevas disposiciones.

En este sentido y, con el objeto dar mayor certeza a los permisionarios, es necesario que los trámites que se establezcan en las nuevas disposiciones incluyan criterios o lineamientos más flexibles.

7. Cuestionamientos

95. ¿Por qué la Comisión omite mencionar el tratamiento de inversiones, costos y gastos comunes entre los diversos permisos que operan algunos permisionarios?
96. En caso de considerar que los permisionarios no deben mantener costos y gastos comunes, ¿la Comisión ha elaborado análisis o cálculos para evaluar el impacto en tarifas? En caso de una respuesta afirmativa, ¿lo pueden dar a conocer a los permisionarios? ¿Cuál sería la explicación en términos de eficiencia?
97. ¿Cuál es la razón de que la Comisión no incluya los activos intangibles dentro de la definición de activo y, en consecuencia, que no se reconozcan para efectos de rentabilidad, cuando se requieren para la actividad regulada y, por tanto, deben tener una retribución?
98. Favor de explicar a qué se refiere la Comisión cuando señala que reconocer la reexpresión de la Base de Activos Regulada "implicaría, por una parte, reconocer en otras partidas integrales ganancias aún no devengadas que se generarán por el uso o la venta posterior del activo, y, por otra parte, reconocer pérdidas no devengadas aun cuando el monto recuperable del activo indique que no tiene deterioro de su valor". ¿Cuál podría ser un ejemplo de esto? Lo anterior, dado que el objetivo de los permisionarios no es la venta de los activos y el fin único de la reexpresión es recibir una rentabilidad razonable como lo establece la propia regulación.
99. ¿Es un error el hecho de que la Comisión considere en los Criterios contables el método de línea recta para la depreciación y otro método no lineal en el cálculo del CAI? O bien, ¿cuál es la razón de emplear dos metodologías diferentes para la depreciación?
100. Respecto a las vidas útiles, ¿cómo se garantiza que se reconozcan las vidas útiles que se estén considerando actualmente y sean diferentes de las establecidas en las DACG y cómo se garantiza que las empresas que cotizan en Bolsa tengan la flexibilidad que permiten las normas internacionales para la determinación de vidas útiles? La Comisión no puede impedir que los permisionarios que deben cumplir con las normas internacionales emitan sus estados financieros con dichas normas y no con las normas locales.
101. ¿Cómo considera la Comisión que deberá reconocerse la recuperación de costos por arrendamientos operativos o financieros, por ejemplo, los leasing, ya que por normativa contable no son registrados contablemente como costos y gastos, sino que se registran como activos y se

amortizan en los pasivos, para los distribuidores representan un costo o gasto, sin embargo, el tratamiento contable es distinto, ¿debería la Comisión considerar en la fórmula del flujo neto este tipo de gastos?

102. Se requiere a la Comisión que justifique ampliamente las razones por las que estima consistente no reconocer la revaluación de los activos fijos, mientras que, por otro lado, sí considera la actualización por inflación en las tarifas, a fin de mantener el valor de los activos en el tiempo.
103. Se insta a la Comisión que replantee los plazos para entrega de los estados financieros por permiso, o bien, se establezca un mecanismo más flexible para llevar a cabo el trámite de supervisión.
104. Se solicita a la Comisión que señale un plazo razonable de adaptación de los sistemas contables a la nueva estructura propuesta en las DACG.
105. Se solicita a la Comisión aclare cual la interpretación correcta de la metodología de depreciación lineal en la fórmula de CAI y entregue un ejercicio numérico de esto.

Comentarios a los Procedimientos y su ejecución

La presente sección tiene como objetivo el analizar los procedimientos descritos en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la Metodología de Tarifas de Distribución por Ducto de Gas Natural para brindar mayor claridad y certidumbre en la ejecución de estos.

1. Sobre los documentos que deben acompañar la Solicitud de Autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados

Entre los documentos que se mencionan deben de acompañar la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se señala una Memoria de cálculo que compruebe que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados propuesta no excede el LRM establecido por la Comisión, con los formatos correspondientes.

Una vez revisados dichos formatos se consideran que son complejos en su llenado además de que la Comisión no debería solicitar ni revisar información detallada en dichos formatos, ya que el único parámetro a observar en la solicitud es la Tasa de Rentabilidad Estimada.

En este sentido, las DACG deberían de especificar que, en la solicitud de autorización de la lista de tarifas máximas, la Comisión no tiene que revisar activos, inversiones, depreciación, costos de operación y mantenimiento, volúmenes, longitud de red ni usuarios, ya que corresponde al mecanismo de la supervisión anual en el que se llevará a cabo este análisis y el distribuidor cuidará que las proyecciones sean razonables para evitar una futura penalización. El formato correspondiente debería omitir el detalle de esta información.

Asimismo, se considera que la Comisión tampoco debería definir el esquema de facturación, en este caso, escalonado. El permisionario debería tener la libertad de elegir el esquema que mejor se adapte a su objetivo y mercado, siempre que no supere el LRM o que cumpla la metodología que se encuentre vigente.

2. Sobre la admisión a trámite de la Solicitud de Autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados

Las DACG señalan que la admisión a trámite de la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se determina dentro de los 10 días hábiles siguientes a que se recibe y en caso de no existir un requerimiento, dicha solicitud se tendrá por admitida. Sin embargo, más adelante se especifica que la Comisión tendrá un plazo de 90 días hábiles a partir de la notificación de admisión a trámite para resolver respecto a la solicitud.

El plazo para que la Comisión resuelva lo conducente respecto de la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados no debe estar sujeto a la notificación de admisión a trámite, sino únicamente a los 90 días hábiles, que sería el plazo consistente con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

Adicionalmente, debido a que el criterio principal de resolución que observará la Comisión es que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aplicables estén alineados a que la Tasa de Rentabilidad Observada no exceda el LRM establecido por la Comisión, el plazo de 90 días hábiles parece excesivo, por lo que, de aprobarse la metodología de LRM se sugiere reducir los plazos asociados a la Solicitud de Autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.

Por último, en lo relativo a la resolución de la solicitud de autorización de la lista de tarifas máximas, es decir previo al inicio del Período Regulatorio, la Comisión debería hacer referencia a la Tasa de Rentabilidad Esperada, no Observada. La Comisión debe reconocer que parten de diferentes parámetros, es decir, supuestos contra reales.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

3. Sobre los criterios de resolución que observará la Comisión para la Solicitud de Autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados

En cuanto a los criterios que pondrá en práctica la Comisión respecto a la autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulatorios se incluyen que la Comisión podrá llevar a cabo análisis comparativos entre las tarifas propuestas y las tarifas vigentes, o con las mejores prácticas y/o estándares de la industria en cuanto a estructuras de costos y rentabilidad, de conformidad con el artículo 77 del Reglamento.

Para este caso, se considera que la Comisión no debería llevar a cabo análisis comparativos, sino solamente debe revisar que la Tasa de Rentabilidad Esperada en los cinco años del Periodo Regulatorio no exceda el LRM. De ser así, estaría sobre regulando al Distribuidor, ya que se entendería que la Comisión no solo estaría regulando mediante el control de rentabilidad, sino que de manera discrecional podría controlar los costos del distribuidor, provocando que no alcance la rentabilidad máxima. Adicionalmente, no debería haber comparación entre Periodos Regulatorios para ajustar la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.

4. Ajuste compensatorio

La Comisión considera correcta la aplicación de los ajustes compensatorios cuando el desahogo del proceso de aprobación de la lista de tarifas máximas y otros cargos regulados para el siguiente periodo regulatorio se incumpla por causas atribuibles a la misma Comisión y el nuevo periodo regulatorio haya iniciado, tal como se señala en el numeral 6.1. de las DACG.

Para el cálculo del ajuste compensatorio, la Comisión propone las siguientes fórmulas para la aplicación del cargo por servicio y cargo por capacidad, cargo por uso y distribución con comercialización:

- Cargo por servicio

$$Tarifa_{CS} = T_{RCS} + \frac{\sum_1^v U}{\sum_{v+1}^f U} * (T_{RCS} - T_{VCS})$$

Donde:

- $Tarifa_{CS}$ = Tarifa con ajuste compensatorio.
- U = Número de usuarios del mes correspondiente.
- v = Mes de corte sujeto a la tarifa vigente durante el periodo regulatorio en curso.
- $v + 1$ = Mes siguiente del corte sujeto a la tarifa vigente durante el periodo regulatorio en curso.
- f = Último mes del periodo regulatorio en curso.
- T_{RCS} = Tarifa resultante del periodo regulatorio en curso.
- T_{VCS} = Tarifa vigente durante el periodo regulatorio inmediato anterior.

- Cargo por capacidad, cargo por uso y distribución con comercialización

$$Tarifa_C = T_{Rdc} + \frac{\sum_1^v V}{\sum_{v+1}^f V} * (T_{Rdc} - T_{Vdc})$$

Donde:

- $Tarifa_C$ = Tarifa con ajuste compensatorio.
- V = Energía conducida del mes correspondiente.
- v = Mes de corte sujeto a la tarifa vigente durante el periodo regulatorio en curso.
- $v + 1$ = Mes siguiente del corte sujeto a la tarifa vigente durante el periodo regulatorio en curso.

- f = Último mes del periodo regulatorio en curso.
 T_{Rdc} = Tarifa resultante del periodo regulatorio en curso.
 T_{Vdc} = Tarifa vigente durante el periodo regulatorio inmediato anterior.

De lo anterior se puede observar que el cargo por servicio se actualizará por la variación de usuarios, mientras que el cargo por capacidad, uso y distribución con comercialización por la variación de energía conducida, entre el mes siguiente del corte sujeto a la tarifa vigente durante el periodo regulatorio en curso y el mes de corte sujeto a la tarifa vigente durante el periodo regulatorio en curso.

En este sentido, de acuerdo con las fórmulas propuestas se interpreta que, respecto del periodo considerado, únicamente se reconocerá la variación de usuarios y energía de un mes, sin que haya un análisis de que esa compensación será suficiente para subsanar las pérdidas ocasionadas por la falta de actualización de la tarifa.

Asimismo, de acuerdo con la metodología propuesta por la Comisión, se identifica que las fórmulas planteadas requieren de elementos adicionales que permitan reflejar la variación de los costos a los que se enfrentan los permisionarios.

5. Sobre la aplicación del Incentivo a la Expansión

En cuanto a la disposición 8.4 de las DACG, esta señala que el Incentivo a la Expansión será aplicable al LRM del año supervisado y sólo será vigente para dicho año y no tendrá efectos acumulativos.

Sin embargo, se considera que la redacción es errónea, ya que el año supervisado o sujeto a supervisión, es el año previo a aquel en que se lleva a cabo dicha supervisión (el año en curso), por lo que el Incentivo a la Expansión no podría estar vigente el año supervisado.

Esto se confirma en la disposición 9.2, cuando se solicita el soporte documental que avale el incremento del año sujeto a supervisión, respecto al número de UFBC y la longitud de la red y dicha información corresponde al año previo al supervisado. Adicionalmente, la definición de Periodo Regulatorio considera solamente años calendario.

Por otra parte, en el mecanismo de supervisión anual, el ajuste correspondiente a la supervisión que la Comisión lleva a cabo el año en curso se aplica hasta el siguiente año, por lo que el Incentivo a la Expansión, debería tener el mismo tratamiento.

Por ello, es de gran relevancia que la Comisión considere el incremento en las variables que definen el Incentivo desde el inicio del Periodo Regulatorio y no al final de este, pues en el segundo año del periodo ya cuentan con información relativa al desempeño del permisionario en el primer año. Es decir, si durante el segundo año del Periodo Regulatorio el Distribuidor solicita la determinación del Incentivo a la Expansión; la Comisión supervisará que se haya incrementado la prestación del servicio en el primer año del periodo regulatorio y determinará un Incentivo a la Expansión aplicable al tercer año del periodo regulatorio. Lo anterior debido a que se trata de años calendario y, de aplicarlo el año en curso, el Distribuidor solo podía obtener el beneficio del Incentivo a la Expansión por menos de seis meses, aun cuando hubiera cumplido con todas las condiciones para obtenerlo.

6. Sobre el Mecanismo de Supervisión

Las DACG de Tarifas de Distribución establecen que los Distribuidores deberán solicitar anualmente a la Comisión la autorización de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para cada Periodo Regulatorio y de esta manera la Comisión llevará a cabo mecanismos de supervisión, para verificar que el



promedio aritmético de las Tasas de Rentabilidad Observadas anuales disponibles no excedan el Límite de Rentabilidad Máxima.

Sin embargo, dado que la redacción empleada por la Comisión no es clara respecto a la aplicación de sus procedimientos, es que se considera de suma importancia que se describa explícitamente que cada Periodo Regulatorio será supervisado de manera independiente y que no existirán ajustes entre Periodos Regulatorios, por lo que los mecanismos de supervisión anual se reiniciarán cada Periodo Regulatorio.

Lo anterior implica que en la aplicación, para un Periodo Regulatorio, la supervisión se llevará a cabo en los años 2, 3 y 4 para en su caso, ajustar las tarifas en los años 3, 4 y 5, respectivamente, y que el año 5 no estará sujeto al procedimiento de supervisión anual debido a que: (i) el ajuste no podría llevarse a cabo en el primer año del siguiente Periodo Regulatorio y (ii) en junio de ese año el Distribuidor deberá presentar la solicitud del siguiente Periodo Regulatorio y no podría prever el ajuste que la Comisión llevaría a cabo.

Con el objetivo de ejemplificar lo descrito en el párrafo anterior, Ecogas elaboró una tabla en la que se puede visualizar los periodos de aplicación de cada uno de los procedimientos mencionados previamente.

Figura 14

		PERÍODO QUINQUENAL 1					PERÍODO QUINQUENAL 2						
		Año 1 2024	Año 2 2025	Año 3 2026	Año 4 2027	Año 5 2028	Año 1 2029	Año 2 2030	Año 3 2031	Año 4 2032	Año 5 2033		
2023	SOLICITUD INICIAL JUN 2023	TM APROBADAS EN SOLICITUD 2023											
		SUPERVISIÓN INFO 2024 Y AJUSTE EN TM 2025		TM APROBADAS POR AJUSTE DE 2025									
			SUPERVISIÓN INFO 2025 Y AJUSTE EN TM 2027		TM APROBADAS POR AJUSTE DE 2026								
				SUPERVISIÓN INFO 2026 Y AJUSTE EN TM 2028		TM APROBADAS POR AJUSTE DE 2027							
					SUPERVISIÓN INFO 2027 SIN AJUSTE EN TM 2029		TM APROBADAS POR AJUSTE DE 2027						
					SOLICITUD JUN 2028		TM APROBADAS EN SOLICITUD 2028						
							SUPERVISIÓN INFO 2029 Y AJUSTE EN TM 2031		TM APROBADAS POR AJUSTE DE 2029				
								SUPERVISIÓN INFO 2030 Y AJUSTE EN TM 2032		TM APROBADAS POR AJUSTE DE 2030			
									SUPERVISIÓN INFO 2031 Y AJUSTE EN TM 2032		TM APROBADAS POR AJUSTE DE 2031		
									SUPERVISIÓN INFO 2032 Y AJUSTE EN TM 2033		TM APROBADAS POR AJUSTE DE 2032		
										SUPERVISIÓN INFO 2032 SIN AJUSTE EN TM 2034		TM APROBADAS POR AJUSTE DE 2032	
											SOLICITUD JUN 2033		

Adicionalmente, las DACG especifican que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados sólo podrán ser aplicables para el Periodo Regulatorio correspondiente, por lo que en el siguiente Periodo Regulatorio el Distribuidor deberá contar con una nueva Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados y no podría aplicar la tarifa que la Comisión haya ajustado en el Periodo Regulatorio anterior.

Por otra parte, en la disposición 11.8 que se señala que el Distribuidor deberá solicitar la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, conforme a lo descrito en las disposiciones 4.1 y 4.2, excluyendo el pago de derechos; a más tardar seis meses antes de que culmine la vigencia de las Tarifas Máximas derivadas del procedimiento de ajuste.

Al respecto, se considera que dicho plazo para presentar las tarifas resulta inconsistente, pues según la fracción I de la disposición 4.2., la Comisión contará con un plazo de 20 (veinte) Días Hábiles, posterior a la entrega de información referida en el apartado Sexto de la propuesta de DACG de Tarifas de Distribución (la cual se puede entregar hasta el 31 de mayo) para notificar al Distribuidor, el inicio de un procedimiento de ajuste a sus Tarifas Máximas.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

En este sentido, si la Comisión se toma los 20 días hábiles posteriores al 31 de mayo, quedarían menos de 5 días para presentar la propuesta de tarifas (plazo que se empalma con las manifestaciones a la respuesta de la Comisión). A ello se debe sumar que esos cinco días restantes pueden reducirse dependiendo del día de la semana que corresponda al 31 de mayo.

Paralelamente, las DACG señalan que el LRM establecido a la fecha de aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados permanecerá vigente hasta culminar el Periodo Regulatorio respectivo, con lo cual el Distribuidor deberá preparar un nuevo plan de negocios que se ajuste a dicho LRM.

El Apartado Quinto sobre la Actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados especifica que dicha actualización será aplicable para aquellos años que conformen el Periodo Regulatorio en curso y que no podrá actualizarse la lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de un Periodo Regulatorio para ser aplicable en el siguiente Periodo Regulatorio. Esto podría aplicarse también al ajuste por supervisión anual.

Las DACG también establecen que el periodo de supervisión será estimado por año calendario y aplicará anualmente a partir del primer año del Periodo Regulatorio, pero el ajuste aplicará para la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados del segundo año posterior al supervisado y estarán vigentes por un año.

Lo anterior resulta erróneo para el primer año del Periodo Regulatorio, ya que la información financiera presentada para efectos del Mecanismo de Supervisión de ese año correspondería a otro Periodo Regulatorio o incluso podría ser inexistente. De acuerdo con la redacción general de las DACG no debería existir interacción entre Periodos Regulatorios en cuanto al mecanismo de supervisión anual.

La información financiera que no corresponde al Periodo Regulatorio no puede afectar la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados del Periodo Regulatorio en curso porque atiende a otros parámetros.

Adicionalmente, el mecanismo de supervisión descrito en las DACG determina tres rangos para llevar a cabo el ajuste a la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, dependiendo de la proporción en que la Tasa de Rentabilidad Observada excede el LRM.

No obstante, resulta intransigente que la Comisión no acepte ninguna variación razonable entre la Tasa de Rentabilidad Estimada y la Tasa de Rentabilidad Observada, que no pudo ser prevista por el Distribuidor en las proyecciones del plan de negocios. La Comisión debe determinar un margen que exima al Distribuidor de la aplicación del ajuste en la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.

Por otra parte, la Comisión debe justificar el criterio mediante el cual determinó los ajustes adicionales del 10 y 20% correspondientes al 2do y 3er rango, ya que representan una pérdida de ingresos adicional a la relacionada con el control de la rentabilidad, toda vez que este criterio no penaliza la rentabilidad en exceso, sino la tarifa, que además del rendimiento incluye los costos y gastos e impuestos.

De aprobar este mecanismo de ajuste, la Comisión debería asumir la responsabilidad de las posibles pérdidas que experimenten los permisionarios, ya que el ajuste sería una imposición y no un criterio razonable definido por el distribuidor para compensar la rentabilidad que, en su caso haya obtenido en exceso, sin experimentar pérdidas adicionales.

El mecanismo de supervisión debe especificar que el Distribuidor podrá ajustar sus tarifas en cualquier momento del Periodo Regulatorio, siempre y cuando no excedan las autorizadas en la solicitud de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados. Lo anterior, con la intención de que el Distribuidor pueda prever y evitar ajustes en la siguiente supervisión anual. Siendo éste el caso, dichas tarifas solo deberán publicarse en su Boletín Electrónico y no serán consideradas como Tarifas Convencionales.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

La regulación propuesta elimina los incentivos a la eficiencia ya que éstos se tienen que trasladar de manera inmediata a los usuarios. Por ejemplo, una disminución de los Costos OMAV incrementaría la Tasa de Rentabilidad Observada, por lo que es necesario que el Distribuidor ajuste sus tarifas ese mismo año para que la Tasa de Rentabilidad Observada no exceda el LRM más el Incentivo a la Expansión, de otra manera, la CRE realizaría el ajuste en la supervisión anual correspondiente. Asimismo, la regulación por LRM es altamente sensible a los incrementos en volumen, en particular del sector industrial, ya que mayores ingresos también incrementan el TRO.

La disposición 11.7 establece que cuando el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al LRM más el Incentivo a la Expansión, en dos años consecutivos o en tres años no consecutivos durante la vigencia del Permiso, la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se determinarán de oficio y estarán vigentes por cinco años, aplicando la ecuación del procedimiento de ajuste del 3er rango, es decir con un 20% adicional de penalización.

Esta medida resulta excesiva tanto por las causas que la producen, como en el ajuste que implica. La ejecución de esta medida puede imposibilitar al Distribuidor para continuar prestando el servicio de distribución. El procedimiento del Mecanismo de Supervisión ya penaliza al Distribuidor cuando excede el LRM, por lo que éste evitará sobrepasarlo.

7. Sobre la Actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados

Las DACG permiten que los Distribuidores soliciten a la Comisión la actualización anual por índice de inflación de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, y otorga a la Comisión un plazo de 30 días hábiles a partir de la solicitud para su aprobación, aplicado la afirmativa ficta.

Sin embargo, dicha actualización solamente considera la variación anual en el INPC registrada respecto al año anterior y omite las variaciones en el tipo de cambio y el índice de Precios al Consumidor en Estados Unidos correspondientes. Es necesario que la memoria de cálculo requerida por la Comisión incluya los tres parámetros, debido a que los permisionarios realizan inversiones y ejecutan gastos en moneda extranjera, de manera que sus resultados se ven afectados por la fluctuación del tipo de cambio y los precios de los insumos en el extranjero.

Adicionalmente, el plazo de respuesta implica que el Distribuidor tendrá una pérdida de ingresos por el atraso en la aplicación de las tarifas actualizadas por el índice de inflación en la facturación de mes y medio. En caso de que se ajustara la metodología, al ser un trámite en el que solo se debe verificar el índice de inflación aplicado, 10 días hábiles podría ser un plazo razonable. Incluso se aprecia que es la sencillez del trámite lo que da certeza a la Comisión para que, ante la falta de respuesta, aplique afirmativa ficta.

Por otra parte, la disposición 12.5 establece que la Comisión podrá determinar los ajustes anuales por el índice de inflación sobre la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para reflejar deflación o disminuciones en el INPC. Esta disposición debe ser más específica en cuanto a plazos de aplicación. Por ejemplo y bajo iguales condiciones con el Distribuidor, a más tardar 3 meses después de que se encuentren disponibles las publicaciones del INPC correspondiente, conforme a la fecha de expresión de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.

Sin embargo, más allá de los plazos, es importante señalar que, bajo la metodología propuesta por la Comisión, el ajuste anual por inflación no tendría sentido, a menos que la tasa del LRM se determine en términos nominales, de lo contrario, este ajuste únicamente permitiría recuperar el efecto de inflación en los OPEX, pero cualquier incremento en la tarifa implicaría que la tasa de rentabilidad observada fuese superior a la máxima.

8. Sobre el Reporte Anual de Información Financiera

En el Apartado sobre Entrega de Información se requiere que los Estados Financieros estén dictaminados por un contador acreditado ante la SHCP.

Dada la carga de trabajo que significa la supervisión anual de todos los distribuidores, la Comisión podría aprobar a Terceros Autorizados para verificar el cumplimiento de los criterios contables aplicables descritos en el Anexo II, previo a su presentación a la Comisión.

9. Sobre los Convenios de Inversión

Las DACG establecen que cuando la infraestructura quede en propiedad del Distribuidor y el mismo aporte los recursos de la inversión y ésta beneficie únicamente al Usuario Final solicitante, el Distribuidor no podrá solicitar a la Comisión un ajuste a la Lista de Tarifas Máximas derivado que el Convenio de Inversión debe establecer que dicho Usuario pagará el costo de la infraestructura al Distribuidor, además, el Distribuidor sólo podrá cobrar los costos OMAV determinados de manera convencional.

La expansión inicial de un sistema de Distribución, o de un ramal nuevo en un sistema maduro podría requerir la construcción de infraestructura con la que inicialmente se preste el servicio a un solo usuario, pero que sirva de base para prestar el servicio a futuros usuarios. Si esta infraestructura es técnica y económicamente viable conforme al plan de negocios del Distribuidor, no tiene porqué representar un Convenio de Inversión ni se deben excluir sus costos OMAV para el cálculo de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, ya que forma parte integral del sistema de distribución.

Las DACG deben especificar que los Convenios de Inversión solamente aplican cuando la extensión o ampliación sea técnica pero no económicamente viable, de acuerdo con el Artículo 75 del Reglamento. Adicionalmente, dicha infraestructura no es que no deba utilizarse para solicitar un ajuste o modificación de la Lista de Tarifa Máximas y Otros Cargos Regulados, sino que no debe formar parte de la Base de Activos Regulados para el cálculo del Costo Anual de Inversión. Los costos OMAV forman parte de los costos del Sistema y en algunos casos es imposible desagregarlos, por lo que sugerimos eliminar el cobro de manera convencional. La corrección de este Apartado es fundamental para los sistemas que cubren parques y áreas industriales.

10. Cuestionamientos

106. Se solicita a la Comisión que especifique la información que contendrá la memoria de cálculo que debe acompañar la solicitud de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.
107. Se solicita eliminar del procedimiento de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados la notificación de la admisión a trámite.
108. Se solicita disminuir el plazo de 90 días hábiles a partir de la admisión a trámite para resolver lo conducente respecto de la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.
109. Se solicita incluir el término Tasa de Rentabilidad Esperada en lo referente a la tasa presentada en la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.
110. Se solicita eliminar de los criterios de resolución que observará la Comisión para la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados el inciso X. sobre los análisis comparativos.

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

111. Se solicita corregir la redacción sobre la vigencia del Incentivo a la Expansión para que se aplique al LRM del siguiente año y que se puedan considerar los incrementos en las variables que se determinen para el incentivo desde el primer año, en el entendido de que los permisionarios ya conocen en el segundo año, la información del inicio del periodo.
112. Se solicita especificar que los ajustes de un Periodo Regulatorio no pueden aplicarse al siguiente Periodo Regulatorio.
113. Se solicita aclarar que el primer año del Periodo Regulatorio se supervisará durante el procedimiento de supervisión en el segundo año.
114. Se solicita agregar un margen razonable entre la Tasa de Rentabilidad Observada y LRM que permita eximir al Distribuidor de un ajuste en la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.
115. Se solicita una justificación de los ajustes adicionales a la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de 10 y 20% previstos en el 2do y 3er rango.
116. Se solicita especificar que el Distribuidor podrá ajustar sus tarifas en cualquier momento del Periodo Regulatorio, siempre y cuando no excedan las autorizadas en la solicitud de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, sin que sean consideradas como Tarifas Convencionales.
117. Se solicita extender el número de veces que el Distribuidor puede exceder el LRM antes de que la Comisión determine la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de oficio.
118. Se solicita a la CRE revisar los plazos establecidos en las DACG, garantizando que no se empalmen los procesos y los permisionarios tengan certeza sobre su cumplimiento.
119. Se solicita a la Comisión aclarar cómo entiende el objeto del ajuste anual por inflación sobre tarifas que fueron determinadas para no exceder una tasa máxima de rentabilidad real.
120. Se solicita disminuir el plazo de respuesta de la Comisión a la solicitud de actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.
121. Se solicita incluir un plazo máximo para que la Comisión determine ajustes anuales que reflejen deflación o disminuciones en el INPC.
122. Se sugiere considerar la aprobación de Terceros Autorizados para verificar el cumplimiento de los criterios contables aplicables descritos en el Anexo II, previo a su presentación a la Comisión.
123. Se sugiere modificar la redacción sobre los Convenios de Inversión para evitar limitar del desarrollo de los sistemas de distribución.
124. Se solicita a la Comisión que explique la metodología que empleó para determinar que las fórmulas que plantea son suficientes para compensar la diferencia de ingresos de los permisionarios por la demora, fuera del procedimiento propuesto, en la aprobación de la lista de tarifas máximas y otros



cargos regulados para el siguiente periodo regulatorio. Particularmente, es relevante que aclare cómo determino que un mes sería suficiente para compensar los ingresos no obtenidos.

125. Se requiere que la Comisión detalle el análisis que realizó para excluir variables relevantes en la determinación del ajuste compensatorio, tales como la inflación, costos de materias primas, costo de la mano de obra, tasas de interés del financiamiento de la deuda de los permisionarios, entre otros.

Anexo 4
Dudas Generales sobre las DACG

DUDA	ADMINISTRATIVO/ PERMISOS
<p>Apartado Primero. Disposiciones Generales</p> <p>1. Objetivo</p> <p>1.1 Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG de Tarifas de Distribución) establecen la metodología para determinar las Tarifas Máximas aplicables a la prestación del Servicio de Distribución por medio de ducto de Gas Natural que los Distribuidores podrán cobrar a los Usuarios y Usuarios Finales, bajo un esquema de regulación con control de la rentabilidad.</p>	<p>¿Qué relación mantiene de control de rentabilidad con la metodología de Tarifas Máximas?</p>
<p>1.2 La Comisión contemplará los siguientes objetivos para la aplicación e interpretación de las presentes DACG de Tarifas de Distribución:</p> <p>I. Promover el desarrollo eficiente de la industria y de mercados competitivos para la prestación del Servicio de Distribución por medio de ducto de Gas Natural, que reflejen las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación, así como de protección de los intereses de los Usuarios y Usuarios Finales, para fomentar la demanda y uso racional del Servicio de Distribución por medio de ducto de Gas Natural;</p> <p>II. Propiciar que la actividad regulada que deriva en la determinación de Tarifas Máximas para la prestación del Servicio de Distribución por medio de ducto de Gas Natural se lleve a cabo de forma eficiente con base en principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad;</p> <p>III. Propiciar que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados consistan en esquemas regulatorios económicamente viables, simples y transparentes.</p> <p>IV. Promover la aplicación de tarifas adecuadas para los Usuarios y Usuarios Finales de conformidad con los principios y criterios establecidos en la Ley de Hidrocarburos (la Ley), el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento) y demás disposiciones aplicables, y</p> <p>V. Garantizar la protección de los intereses del Distribuidor, Usuarios y Usuarios Finales, quedando a salvo los derechos de los terceros.</p>	<p>Favor de ejemplificar el desarrollo que obtendría la industria (permisos en operación maduros y jóvenes) en 10 y 15 años al aplicar la regulación que propone las DACG.</p>
<p>2. Ámbito de Aplicación</p> <p>2.1 Las presentes DACG de Tarifas de Distribución son de observancia obligatoria en todo el territorio nacional para todo titular de un permiso de Distribución por medio de ducto.</p>	<p>¿Las DACG será aplicable a cualquier permisionario de Distribución o en específico a permisionarios de Distribución de gas natural?</p>

<p>2.2 Las presentes DACG de Tarifas de Distribución establecen la metodología para la determinación de Tarifas Máximas en donde los Distribuidores podrán proponer la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados que pretenden aplicar bajo una regulación con control de rentabilidad máxima que supervisará la Comisión, la cual reflejará los siguientes aspectos para cada proyecto:</p> <p>I. El costo de oportunidad del capital invertido. II. Los riesgos inherentes del proyecto.</p>	
<p>3. Definiciones</p> <p>Para los efectos de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, además de las definiciones contenidas en la Ley, en el Reglamento serán aplicables las siguientes, mismas que se deberán entender en singular o plural:</p>	<p>¿Por qué el proyecto de DACG no considera en las definiciones a los Usuarios Finales de Bajo Consumo (UFBC)?</p>
<p>3.1 Ampliación: se refiere al aumento de tamaño de la red de Distribución para incrementar la Capacidad Operativa de un Sistema de Distribución.</p>	<p>¿Por qué se considera la ampliación únicamente al aumento en red y no considera a la infraestructura?</p>
<p>3.2 Base de Activos Regulados o BAR: es la base de activos necesaria para la adecuada prestación del Servicio de Distribución, de conformidad con el Anexo II denominado "<i>Criterios Contables para la actividad de distribución de Gas Natural por medio de ductos</i>" de las DACG de Tarifas de Distribución.</p>	
<p>3.3 Base Firme: es la Modalidad de Servicio bajo la cual los Usuarios o Usuarios Finales suscriben contratos de reserva de capacidad con el Distribuidor en virtud de los cuales obtienen el derecho de asegurar la disponibilidad de dicha capacidad en el Sistema para recibir la prestación del servicio. El servicio en Base Firme asegura la disponibilidad del servicio al Usuario o Usuario Final, por lo que tiene prioridad en la nominación de la prestación de los servicios sobre la Base Interrumpible y no puede ser objeto de interrupciones, reducciones o suspensiones, excepto bajo Alertas Críticas, Caso Fortuito o Fuerza Mayor y condiciones extraordinarias definidas en la regulación emitida por la Comisión, el título del permiso y en los Términos y Condiciones para la Prestación del servicio previamente aprobados por la Comisión.</p>	
<p>3.4 Base Interrumpible: es la Modalidad de Servicio que ofrece el Distribuidor únicamente si el Sistema de Distribución ya no cuenta con Capacidad Disponible para contratación de servicios en Base Firme. Bajo esta Modalidad de Servicio, el Usuario o Usuario Final no requiere reservar capacidad en el Sistema, pero la nominación de servicio tiene prioridad menor al servicio en Base Firme. Bajo el servicio Interrumpible no se asegura al Usuario o Usuario Final la disponibilidad y el uso de capacidad del Sistema, y los pedidos respectivos pueden ser objeto de interrupciones, reducciones o suspensiones de acuerdo con el título del permiso y los Términos y Condiciones para la Prestación del servicio previamente aprobados por la Comisión al Distribuidor.</p>	<p>¿Esto como promueve e incentiva el acceso abierto a los Usuarios?</p> <p>¿Qué sucede cuando la capacidad en base firme no ha sido confirmada para su utilización?</p>

<p>3.5 Boletín Electrónico: plataforma digital accesible vía remota a la que se hace referencia en el Título Tercero, Capítulo IV, Art. 70 de la Ley de Hidrocarburos, en la que los Distribuidores ponen a disposición del público en general, como mínimo, la información a que se refieren las Disposiciones contenidas en las DACG de Servicios de Distribución que expida la Comisión, con objeto de brindar información a los Usuarios, Usuarios Finales y UFBC sobre la prestación del servicio.</p>	<p>¿Qué lineamientos deberá cumplir el boletín electrónico para el servicio de distribución?</p>
<p>3.6 Capacidad Disponible: la porción de la capacidad del Sistema que resulta de la diferencia entre la Capacidad Operativa y la Capacidad Reservada.</p>	
<p>3.7 Capacidad Operativa: la cantidad máxima de Gas Natural que se puede conducir, por unidad de tiempo (GJ/día) en el Sistema de Distribución, considerando la máxima presión de operación, las condiciones reales de operación, así como las características de diseño y construcción del Sistema correspondiente.</p>	<p>Al tratarse de capacidad, ¿Por qué se debe utilizar unidades de energía?</p>
<p>3.8 Capacidad Reservada: es la capacidad máxima de conducción que el Usuario o Usuario Final de Distribución Simple adquiere mediante Contratos de reservas de capacidad para la prestación del servicio en Base Firme expresada en base diaria (GJ/día); así mismo debe contemplar la capacidad que el Distribuidor reserva para el servicio de Distribución con Comercialización.</p>	<p>Al tratarse de capacidad, ¿Por qué se debe utilizar unidades de energía?</p>
<p>3.9 Cargo por Capacidad: la porción de la Tarifa Máxima, denominada en Pesos por Gigajoule, que se aplica a la Capacidad Reservada por el Usuario o Usuario Final en un periodo determinado.</p>	
<p>3.10 Cargo por Conexión: es el monto fijo, denominado en Pesos por evento, por el cual el Distribuidor podrá recuperar el costo de los servicios de Conexión del Usuario y Usuario Final al Sistema de Distribución. Este cargo es un monto fijo, que se aplica una sola vez, y se cobrará en una o varias exhibiciones, por punto de Conexión. Puede corresponder a una Conexión Estándar o a una Conexión No Estándar.</p>	<p>¿Por qué el Cargo por Conexión debe ser por evento, y esto no es exclusivo del Cargo por Conexión Estándar?</p>
<p>3.11 Cargo por Conexión Estándar: es el monto fijo denominado en Pesos por evento, para la Conexión Estándar.</p>	
<p>3.12 Cargo por Conexión No Estándar: es el monto fijo, denominado en Pesos por metro lineal, para la Conexión No Estándar.</p>	<p>El Cargo por Conexión No Estándar al reflejar una cantidad variable de metros, ¿Por qué la Comisión lo considera como un monto fijo?</p>
<p>3.13 Cargo por Desconexión: es el monto fijo, denominado en Pesos, por dejar de prestar el Servicio de Distribución de Gas Natural por medio de ducto a un Usuario o Usuario Final por falta de pago o ya sea que no requiera el servicio.</p>	<p>Justificar, ¿Por qué la Comisión no considera la periodicidad del cobro? ¿Qué sucedería si dicho impago se presenta en más de una ocasión?</p>
<p>3.14 Cargo por Servicio: es el monto fijo máximo que podrán aplicar los Distribuidores para recuperar los costos relacionados con actividades inherentes a la prestación del servicio, independientes a la cantidad de Gas Natural conducida, tales como la lectura, el mantenimiento de medidores, en su caso, el mantenimiento de conexiones. Dicho cargo es un monto que se aplica de forma mensual.</p>	

<p>3.15 Cargo por Reconexión: es el monto fijo denominado en Pesos por reanudar el Servicio de Distribución de Gas Natural por medio de ducto a un Usuario o Usuario Final.</p>	<p>Justificar, ¿Por qué la Comisión no considera la periodicidad del cobro?</p>
<p>3.16. Cargo por Uso: es la porción de la Tarifa Máxima, definida en Pesos por Gigajoule, basada en la prestación del servicio que refleja el uso del Sistema de Distribución, de acuerdo con el volumen de Gas Natural conducido al Usuario o Usuario Final.</p>	
<p>3.17. Centro de Población: es una porción del territorio que agrupa un conjunto de áreas urbanizadas, las reservas para el crecimiento de la ciudad y las áreas naturales protegidas, por lo que un solo municipio puede contener uno o varios Centros de Población teniendo también varios municipios dentro de un Centro de Población.</p>	
<p>3.18 Comisión: Comisión Reguladora de Energía.</p>	
<p>3.19 Conexión: conjunto de tuberías, válvulas, medidores y accesorios apropiados para la conducción y entrega del Gas Natural desde las líneas del Sistema de Distribución hasta las Instalaciones de Aprovechamiento de los Usuarios, Usuarios Finales y UFBC, con excepción de los Sistemas de los permisionarios de Distribución por ducto. Puede corresponder a una Conexión Estándar o a una Conexión No Estándar.</p>	
<p>3.20 Conexión Estándar: conexión cuya longitud es de hasta 30 (treinta) metros.</p>	
<p>3.21 Conexión No Estándar: conexión cuya longitud se desarrolla de forma adicional a la comprendida en la Conexión Estándar.</p>	<p>¿Por qué la CRE considera que en la Conexión No Estándar no implicaría válvulas, medidores y accesorios, y solo prevé que dicha Conexión está asociados a la longitud?</p>
<p>3.22 Contrato: es el instrumento legal que se celebra para la prestación del servicio de Distribución de Gas Natural entre el Distribuidor y cualquier Usuario, Usuario Final o UFBC, de conformidad con los Términos y Condiciones para la Prestación del servicio previamente aprobados por la Comisión.</p>	
<p>3.23 Convenio de Inversión: es el acuerdo de voluntades por virtud del cual las partes intervinientes en un negocio establecen los lineamientos específicos de carácter jurídico, de negocio y temporal que las vinculará, sujeto a los términos establecidos en el mismo convenio de inversión y que regirán el contenido de los actos jurídicos accesorios de dicho convenio, necesarios para implementar el proyecto.</p>	
<p>3.24 DACG de Tarifas de Distribución: son las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de Tarifas de Distribución por ducto de Gas Natural, en su caso, sus modificaciones.</p>	
<p>3.25 DACG de Servicios de Distribución: son las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de desarrollo de los sistemas, acceso abierto y prestación de los Servicios de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos, que expida la Comisión.</p>	
<p>3.26 Día Hábil: cualquier Día Natural con excepción de sábados, domingos y días de descanso obligatorios señalados en la Ley Federal del Trabajo y de los días en los que las instituciones de crédito están autorizadas a cerrar sus</p>	<p>¿Por qué, la Comisión no considera el calendario anual de labores aprobado por el Órgano</p>

puertas al público, conforme a lo que publique la Comisión Nacional Bancaria y de Valores en el Diario Oficial de la Federación.	de Gobierno si este afecta los procesos de aprobación?
3.27 Día Natural: todos los días del año incluyendo fines de semana y días festivos. En los plazos establecidos por periodos se computarán todos los Días Naturales; cuando se fijen por mes o por año se entenderá que el plazo concluye el mismo número de Día del mes o año de calendario que corresponda, respectivamente; cuando no exista el mismo número de Día en el mes de calendario correspondiente, el término será el primer Día Hábil del siguiente mes de calendario. Cuando el último día del plazo sea inhábil, se entenderá prorrogado hasta el Día Hábil siguiente.	
3.28 Distribución: actividad regulada que comprende el adquirir, recibir y conducir Gas Natural mediante ductos para su entrega al Usuario, Usuario Final y/o UFBC para su consumo.	¿Por qué la CRE no considera en la definición que, en su caso, el distribuidor puede adquirir y enajenar el gas natural?
3.29 Distribución con Comercialización: tipo de Servicio de Distribución que incluye la adquisición de Gas Natural, por parte del Distribuidor, y su enajenación a UFBC. En este servicio el UFBC no asumirá la responsabilidad de Servicios de Suministro que impliquen la reserva de capacidad en Base Firme o cantidades fijas de Gas Natural, y su volumen de consumo podrá variar sin restricción alguna, ni penalización, entre cero y el límite máximo de consumo fijado para el UFBC por año, de conformidad con el artículo 72 fracción II del Reglamento, las DACG de Servicios de Distribución que expida la Comisión.	
3.30 Distribución Simple: tipo de Servicio que puede ser prestado en modalidad de Base Firme o Base Interrumpible, el cual consiste, en la acción de recibir el Gas Natural propiedad del Usuario o Usuario Final en el o los Puntos de Recepción del Sistema de Distribución y entregarlo en el o los Puntos de Entrega.	
3.31 Distribuidor: el titular de un permiso de Distribución de Gas Natural por medio de ductos otorgado por la Comisión.	
3.32 DOF: Diario Oficial de la Federación.	
3.33 Extensión: el desarrollo de infraestructura para aumentar la longitud del Sistema para el cual se otorgó el permiso, sin incrementar la capacidad de este.	En el supuesto de un permiso maduro, más de 15 años de operación, y con un sistema ya saturado, ¿Cómo prevé la Comisión que aplicaría esto?, ¿Qué beneficios obtendría el permisionario y los usuarios?
3.34 Facturación con Esquema Escalonado: es el esquema de facturación donde el Usuario Final paga la tarifa por Gigajoule correspondiente al rango de consumo del Grupo Tarifario al que pertenezca.	¿Qué beneficio obtienen los permisionarios y usuarios al tener una Factura Esquema Escalonado?

<p>3.35 Gas Natural: la mezcla de gases que se obtiene de la extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano, que cumple con las especificaciones de calidad establecidas en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, especificaciones del Gas Natural, o la que la modifique o sustituya.</p>	<p>¿Por qué la comisión no estima necesario integrar la Facturación con Esquema por bloques?</p>
<p>3.36 Gigajoule o GJ: son mil millones de Joules.</p>	
<p>3.37 Grupo Tarifario: es el conjunto de Usuarios y/o Usuarios Finales con características comunes y uniformes tales como el rango de volumen, la presión de entrega o cualquier otro factor de diferenciación técnico que apruebe la Comisión para efectos de distinguir las Tarifas Máximas que los Distribuidores aplicaran a los Usuarios y/o Usuarios Finales.</p>	
<p>3.38 Incentivo a la Expansión: es un elemento aditivo al LRM determinado por la Comisión, que busca promover la expansión de las redes de distribución de Gas Natural por medio de ducto aplicable a los UFBC.</p>	<p>El incentivo, ¿Cómo incentiva el crecimiento del distribuidor, cuando no posee un mecanismo de ajuste en su tarifa? Favor de ejemplificar numéricamente. ¿Por qué este incentivo solo se otorga por un año del proyecto, siendo que el Permisionario asume el riesgo para toda la vida del proyecto (30 años)?</p>
<p>3.39 Inicio de operaciones: es la fecha en la que el Sistema de Distribución por medio de ducto inicie la prestación del servicio de Gas Natural.</p>	
<p>3.40 INPC: es el Índice Nacional de Precios al Consumidor mensual que elabora el Instituto Nacional de Estadística y Geografía conforme a lo previsto en el artículo 59, fracción III, inciso a) de la Ley del Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica y publicado en el DOF.</p>	
<p>3.41 Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI): organismo público con autonomía técnica y de gestión, responsable de normar y coordinar el Sistema Nacional de Información Estadística y Geografía.</p>	
<p>3.42 Interconexión: la instalación de tubería, válvulas, medidores y accesorios necesarios para permitir el acoplamiento físico entre diferentes sistemas de otro Distribuidor o sistema de Transporte.</p>	
<p>3.43 Joule o J: unidad de medida para contabilizar el contenido energético de conformidad con la Norma Oficial Mexicana, NOM-008-SCFI-2002, o la que la modifique o sustituya.</p>	
<p>3.44 Ley: Ley de Hidrocarburos</p>	
<p>3.45 Lista de Tarifas Máximas: el conjunto de Tarifas Máximas aprobadas por la Comisión a cada Distribuidor por medio de ducto de Gas Natural y que son publicadas en la página electrónica de la Comisión, así como en el DOF o Boletín Electrónico (página electrónica del Distribuidor).</p>	
<p>3.46 Límite de Rentabilidad Máxima o LRM: es la tasa de rentabilidad máxima establecida por la Comisión, con la cual, se determina el máximo beneficio que los Distribuidores bajo un esquema regulatorio de control de rentabilidad, podrán obtener como retribución por la prestación de sus servicios.</p>	

<p>3.47 Mecanismo de Supervisión: es el procedimiento anual al que deberán sujetarse los Distribuidores para la determinación de la Tasa de Rentabilidad Observada.</p>	
<p>3.48 Modalidad de Servicio: refiere a las variantes en que podrán prestarse los Tipos de Servicio de Distribución Simple y Distribución con Comercialización, cada variante bajo determinadas reglas y mecanismos.</p>	
<p>3.49 Otros Cargos Regulados: cargos por Conexión Estándar, No Estándar, Desconexión y Reconexión aprobados por la Comisión a cada Distribuidor y que son publicadas en la página electrónica de la Comisión, así como en el DOF o Boletín Electrónico.</p>	
<p>3.50 Periodo Regulatorio: es el periodo de 5 (cinco) años, en el cual la Lista de Tarifas Máximas y los Otros Cargos Regulados permanece vigente, el cual debe considerar años calendario y ser consistente con la vigencia del permiso.</p>	<p>¿Qué sucederá con los permisos que tienen aprobados periodos regulatorios que no son coincidentes con el año calendario? Esto se contrapone a la disposición 12.1, fracción II en donde se mencionan actualizaciones anuales considerando el periodo de mes de expresión de las tarifas.</p>
<p>3.51 Pesos: es la moneda de curso legal en los Estados Unidos Mexicanos.</p>	
<p>3.52 Práctica Indebidamente Discriminatoria: ocurre cuando hay una conducta que demuestre distinción, exclusión o restricción, a causa de alguna característica propia de los usuarios o adquirentes similares, que tenga como consecuencia anular o impedir el ejercicio de un derecho en condiciones similares. No se consideran así, aquellas como resultado de los distintos tipos y Modalidades de servicio; la localización de los usuarios o adquirentes, o distinciones por tipos de usuarios o adquirentes. 3.53 Rango de Volumen: es el intervalo entre los niveles mínimos y máximos de Gas Natural conducido durante un periodo de tiempo determinado correspondiente a un Grupo Tarifario específico, expresado en Gigajoule por mes.</p>	
<p>3.54. Rango de Volumen: es el intervalo entre los niveles mínimos y máximos de Gas Natural conducido durante un periodo de tiempo determinado correspondiente a un Grupo Tarifario específico, expresado en Gigajoule por mes.</p>	<p>Esta definición ¿Cómo aplica operativamente, ya que el límite que la misma Comisión estableció para UFBC se expresa en Gj/año?</p>
<p>3.54 Reglamento: Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.</p>	
<p>3.55 Riesgo País: medida o indicador que señala el riesgo que determinado país presenta frente a otro respecto a las inversiones, es decir, el riesgo que asumen las entidades financieras, las empresas o el Estado por la imposibilidad de pago en operaciones comerciales o financieras. Asimismo, este indicador recoge las diversas fuentes de incertidumbre implícitas en un determinado entorno, de carácter político, económico y social.</p>	
<p>3.56 SHCP: es la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.</p>	
<p>3.57 Sistema de Distribución o Sistema: red de tuberías, válvulas, equipos auxiliares e instalaciones utilizados en la Distribución de Gas Natural, que</p>	<p>Favor de justificar, ¿Por qué la Comisión no</p>

<p>inicia en los Puntos de Recepción hasta los Puntos de Entrega a los Usuarios, Usuarios Finales o UFBC utilizada para prestar el servicio de distribución amparada por el permiso otorgado por la Comisión.</p>	<p>considera parte del sistema de distribución a los equipos de medición y regulación?</p>
<p>3.58 Tasa de Rentabilidad Observada: es el promedio aritmético de las rentabilidades anuales reales obtenidas por el Distribuidor durante el Periodo Regulatorio en curso.</p>	<p>Favor de explicar numéricamente y justificar, ¿Cómo el promedio aritmético permite la flexibilidad de ajustar la rentabilidad entre los años del quinquenio?</p>
<p>3.59 Tarifa en Base Firme: es la Tarifa Binómica para el servicio en Base Firme o también conocida como tarifa de Distribución Simple.</p>	
<p>3.60 Tarifa en Base Interrumpible: es la Tarifa Monómica para el servicio en Base Interrumpible y se calcula como el 99.00% (noventa y nueve por ciento) del Cargo por Capacidad más el Cargo por Uso en Base Firme.</p>	
<p>3.61 Tarifa Binómica: es la tarifa que se integra por el Cargo por Capacidad y el Cargo por Uso correspondientes a la prestación del servicio a determinado Grupo Tarifario.</p>	
<p>3.62 Tarifa de Distribución con Comercialización: es la tarifa para el Servicio de Distribución con Comercialización o Base Volumétrica y se define como la tarifa en Base Firme para los Grupos Tarifarios con rango de volumen entre 0 (cero) y el límite máximo de consumo fijado para el Usuario Final de Bajo Consumo.</p>	
<p>3.63 Tarifa Convencional: son los cargos o descuentos libremente pactados por el Usuario o Usuario Final y el Distribuidor para el Servicio de Distribución por medio de ducto de Gas Natural aplicados de manera no indebidamente discriminatoria, de conformidad con lo establecido en las presentes DACG de Tarifas de Distribución, en apego a los Términos y Condiciones, y a las DACG de Servicios de Distribución que expida la Comisión.</p>	
<p>3.64 Tarifa Máxima: es el cargo máximo que un Distribuidor puede cobrar por el Servicio de Distribución por medio de Ducto de Gas Natural a un determinado Usuario o Usuario Final.</p>	
<p>Tarifa Monómica: es la tarifa que se compone de un sólo cargo que integra los costos fijos (relacionados con la capacidad del Sistema) y los costos variables (relacionados con el uso del Sistema) correspondientes a la prestación del servicio a determinado Grupo Tarifario, y que se aplica al Gajajuole de Gas Natural conducido.</p>	
<p>Términos y Condiciones o TCPS: los Términos y Condiciones para la Prestación de los servicios, que forman parte integral de los títulos de permiso de los Distribuidores y que contienen las tarifas, procedimientos, derechos y obligaciones del Distribuidor frente a los Usuarios, Usuarios Finales o UFBC y viceversa, mismos que son aprobados por la Comisión.</p>	
<p>3.67 Tipo de Servicio: figura principal que clasifica las distintas modalidades de prestación del servicio de Distribución.</p>	

3.68 Usuario: el Permisionario que solicita y/o utiliza los servicios del Distribuidor.	
3.69 Usuario Final: la persona que solicita los servicios del Distribuidor para satisfacer su consumo de Gas Natural superior a los 5,000 GJ.	¿Por qué la Comisión no prevé que puede determinar un límite distinto?
3.70 Usuario Final de Bajo Consumo (UFBC): persona que adquiere Gas Natural al Distribuidor, cuyo consumo máximo anual del energético es de hasta 5,000 GJ.	¿Por qué la Comisión no prevé que puede determinar un límite distinto?
<p>Apartado Segundo. Aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para el Servicio de Distribución</p> <p>4. Solicitud de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados</p> <p>4.1 Los Distribuidores deberán solicitar a la Comisión por medio de un escrito libre, la autorización de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para cada Periodo Regulatorio, indicando lo siguiente:</p> <p>I. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, considerando, en su caso, los rangos de volumen para los Grupos Tarifarios aplicables expresados en GJ/mes; así como la fecha base de expresión de éstas.</p> <p>II. La Lista de Tarifas Máximas en Base Interrumpible, en caso de contar con el 100% (cien por ciento) de Capacidad Reservada.</p> <p>III. El Periodo Regulatorio aplicable.</p>	<p>Aclarar si las revisiones quinquenales vigentes desaparecerán. Esta redacción sugiere que habrá una solicitud inicial de tarifas para los permisionarios en este esquema "Límite Máximo de rentabilidad" y por tanto la CRE eliminaría las revisiones quinquenales.</p>
<p>4.2 El Distribuidor deberá acompañar su solicitud con los siguientes anexos:</p> <p>I. Comprobante de pago de aprovechamientos o de derechos, según corresponda</p> <p>II. Memoria de cálculo que compruebe que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados propuesta no excede el LRM establecido por la Comisión. Los Distribuidores deberán sujetarse a los formatos que al efecto determine la Comisión;</p> <p>III. Ejercicio de Facturación con Esquema Escalonado para cada Grupo Tarifario, y</p> <p>IV. Soporte documental del 100% (cien por ciento) de la Capacidad Reservada del sistema amparado en el Permiso, en caso de aplicar lo establecido en la fracción II de la disposición inmediata anterior.</p>	<p>Favor de explicar y justificar ¿Por qué es necesaria la revisión activos, inversiones, depreciación, costos de operación y mantenimiento, volúmenes, longitud de red y usuarios, si la tarifa está basada en el LRM, que relación mantienen? Y ¿Por qué no revisa solamente el promedio aritmético de la Tasa de Rentabilidad Observada? ¿Cuáles son los formatos a los que se refiere, y donde pueden ser consultados?</p> <p>Se solicita incluir el término Tasa de Rentabilidad Esperada en lo referente a la tasa presentada en la solicitud</p>

	<p>de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados Aclarar, ¿a qué se refiere la Comisión con soporte documental que compruebe el 100% de la capacidad reservada? Definir el requerimiento específico ¿Por qué la Comisión considera los Otros cargos regulados (conexión estándar, conexión no estándar, desconexión y reconexión) para comprobar si se excede el LRM establecido si éstos no forman parte de la base de activos?</p>
<p>4.3 Los Distribuidores podrán solicitar en cualquier momento del Periodo Regulatorio en curso, por medio de un escrito libre, la autorización por parte de la Comisión de la Lista de Tarifas Máximas en Base Interrumpible al contar con el 100% (cien por ciento) de Capacidad Reservada en el sistema, presentando lo establecido en la fracción II de la disposición 4.1 y IV de la disposición 4.2 anterior; las cuales, sólo serán aplicables por el Periodo Regulatorio en curso y será expresada a la fecha de la Lista de Tarifas Máximas vigentes.</p>	
<p>4.4 El Distribuidor deberá presentar la solicitud de autorización de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados a más tardar 6 (seis) meses antes del inicio del Periodo Regulatorio correspondiente.</p>	<p>En la Información, ¿La CRE considera únicamente información real? en caso de ser así justifique la respuesta. ¿Cuál será impacto de esta información en la tarifa proyectada para el siguiente quinquenio?</p>
<p>4.5 El procedimiento para la autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se llevará a cabo, conforme a lo siguiente:</p> <p>I. La admisión a trámite de la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, referida en la disposición 4.1 anterior, se determinará dentro de los 10 (diez) Días Hábiles siguientes a la recepción de la misma. Transcurrido dicho plazo sin que medie un requerimiento, dicha solicitud se tendrá por admitida. Si dentro del plazo a que se refiere esta fracción se determina la omisión de alguno de los requisitos establecidos en las disposiciones 4.1 y 4.2 anteriores, se requerirá al Distribuidor para que presente los</p>	<p>Indicar, ¿Cuál es la mejora regulatoria que tiene este procedimiento versus el actual, y que beneficios prevé para los distribuidores? ¿Cómo se alinea este procedimiento con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero</p>

<p>requisitos omitidos dentro de los 10 (diez) Días Hábiles siguientes a la notificación del requerimiento respectivo;</p> <p>II. En caso de que el Distribuidor no desahogue dicho requerimiento dentro del plazo establecido en la fracción inmediata anterior se tendrá por no admitida la solicitud y el Distribuidor deberá iniciar el procedimiento de solicitud de reintegro del pago de aprovechamientos o de derechos, según corresponda;</p> <p>III. Una vez admitida a trámite la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, referida en la disposición 4.1 anterior, se llevará a cabo el análisis y evaluación de la misma, donde en caso de cualquier omisión y/o inconsistencia en la información presentada, la Comisión podrá prevenir al Distribuidor, en un plazo de 45 (cuarenta y cinco) Días Hábiles posteriores a haber admitido a trámite la solicitud, a efecto de que éste, dentro de un plazo de 10 (diez) Días Hábiles contado a partir de que surta efecto la notificación de la prevención, subsane la omisión y/o inconsistencia identificada. Transcurrido dicho plazo sin que el Distribuidor desahogue la prevención, la Comisión desechará la solicitud.</p> <p>Cuando la Comisión haya prevenido al Distribuidor en términos del párrafo anterior, el plazo para la emisión de la resolución se suspenderá y se reanudará a partir del Día Hábil inmediato siguiente a aquél en que el Distribuidor desahogue la prevención;</p> <p>IV. En caso de que la Comisión deseche la solicitud conforme la fracción inmediata anterior, el pago de derechos o aprovechamientos, según corresponda, no será aplicable para otra solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados y el Distribuidor deberá ingresar una nueva solicitud, de acuerdo con las disposiciones 4.1 y 4.2 anteriores.</p>	<p>de la Ley de Hidrocarburos? Conforme a los objetivos establecidos en la Ley General de Mejora Regulatoria, ¿Este procedimiento como obedece dichos objetivos?</p> <p>Se solicita a la Comisión que especifique la información que contendrá la memoria de cálculo que debe acompañar la solicitud de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.</p> <p>Se solicita eliminar del procedimiento de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados la admisión a trámite ya que contraviene el artículo 83 del Reglamento que establece un plazo de 90 días para este procedimiento?.</p>
<p>4.6 La Comisión tendrá un plazo de 90 (noventa) Días Hábiles contabilizados a partir de la notificación de admisión a trámite para resolver lo conducente respecto a la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.</p>	<p>¿Por qué, si la CRE solamente revisa que la TRO no exceda el LRM, y no analiza la información utilizada para su cálculo, el proceso mantiene el mismo plazo que la regulación vigente? Conforme a los objetivos establecidos en la Ley General de Mejora Regulatoria, ¿Este plazo como obedece dichos objetivos?</p> <p>Se solicita disminuir el plazo de 90 días hábiles a partir de la admisión a trámite para resolver lo</p>

	<p>conducente respecto de la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.</p>
<p>4.7 En cualquier momento del Periodo Regulatorio en curso, los Distribuidores podrán ofrecer nuevos Tipos de Servicio o generar nuevos Grupos Tarifarios para responder a cambios en las circunstancias del mercado en el que operan, que no fueron considerados al momento de la aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados vigentes. Al efecto, el Distribuidor deberá presentar, para aprobación de la Comisión, la nueva Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados conforme a las disposiciones 4.1 y 4.2 anteriores.</p>	
<p>4.8 En caso de que el Distribuidor no presente la solicitud de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para un nuevo Periodo Regulatorio conforme la disposición 4.4 anterior, la Comisión determinará de oficio las Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aplicables al Periodo Regulatorio correspondiente, conforme al procedimiento establecido en la disposición 11.7 de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>Favor de Indicar ¿Qué procedimiento prevé la CRE para la determinación de tarifas por oficio y cuál sería la justificación de dicho procedimiento? ¿Cuáles son los posibles riesgos jurídicos y económicos en que la Comisión podría incurrir al determinar las tarifas de oficio?</p>
<p>5. Aplicación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados</p> <p>5.1 Los criterios de resolución que observará la Comisión para la solicitud de autorización de la Lista Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados son los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> I. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aplicables deberán estar alineados a que la Tasa de Rentabilidad Observada no exceda el LRM establecido por la Comisión; II. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aplicables deberán estar expresados en Pesos por unidad; III. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aplicables deberán presentarse bajo una Facturación con Esquema Escalonado; IV. Se considerarán Tarifas Máximas para el Servicio en Base Firme y el Servicio de Distribución con Comercialización y en caso de aplicar, el Servicio en Base Interrumpible; V. La Lista de Tarifas Máximas para el Servicio en Base Interrumpible deberá seguir lo descrito en la disposición 3.60 anterior; 	<p>Se solicita eliminar de los criterios de resolución que observará la Comisión para la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados el inciso X. sobre los análisis comparativos.</p> <p>¿Por qué la CRE, solo prevé la posibilidad de un esquema de facturación escalonado? En el caso de usuarios y permisionarios que actualmente cuentan con</p>

<p>VI. Los Grupos Tarifarios deberán especificar el tipo de usuario que consideran, es decir, si este Grupo Tarifario corresponde a Usuarios residenciales, comerciales e industriales, así como, el Rango de Volumen donde se diferencien los rangos aplicables a Usuarios Finales de Bajo Consumo;</p>	<p>una facturación con esquema en bloque ¿Qué beneficios e impactos tendría la facturación escalonada?</p>
<p>VII. Sólo podrán considerarse como Otros Cargos Regulados, los descritos en la disposición 3.49 anterior;</p>	
<p>VIII. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados por la Comisión incluirán los ajustes por el índice de inflación, de conformidad con el Apartado Quinto de las presentes DACG de Tarifas de Distribución;</p>	<p>Facturación con Esquema Escalonado ¿Cómo prevé a los UFBC?</p> <p>¿Cómo prevé la Comisión que se exprese el rango en G/mes para diferenciar a los UFBC?</p>
<p>IX. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, Grupos Tarifarios y el esquema de facturación no deberán ser indebidamente discriminatorios, de conformidad con la fracción II del artículo 56 de la Ley;</p>	
<p>X. La Comisión podrá llevar a cabo análisis comparativos entre las tarifas propuestas y las tarifas vigentes, o con las mejores prácticas y/o estándares de la Industria en cuanto a estructuras de costos y rentabilidad, de conformidad con el artículo 77 del Reglamento;</p>	<p>¿Por qué no se prevé que tratamiento diferenciado tendrán los permisos con las conexiones fuera de la base de activos?</p>
<p>XI. La Lista de Tarifas Máximas y los Otros Cargos Regulados no podrán entrar en vigor sino hasta después de 5 (cinco) días de su publicación en el Boletín Electrónico, y</p>	<p>¿Por qué no considera las tarifas convencionales?</p>
<p>XII. El Distribuidor no podrá iniciar la prestación de los servicios hasta no contar con la aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.</p>	<p>¿Por qué, en la solicitud inicial, prevé análisis comparativos si la TRO no excede LRM+IE?</p> <p>¿Qué lineamientos y qué tipo de permisionarios deberán cumplir el Boletín Electrónico y cuál será el beneficio para los usuarios y permisionarios?</p>
<p>5.2 La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados sólo podrán ser aplicables para el Periodo Regulatorio correspondiente. En caso de que la Comisión autorice la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados antes del inicio del Periodo Regulatorio descrito en la fracción II de la disposición 4.1 anterior, éstas no serán vigentes ni aplicables sino hasta el inicio del Periodo Regulatorio respectivo, siempre y cuando hayan sido publicadas en el Boletín Electrónico, tal como lo indica las DACG de Servicios de Distribución que expida la Comisión.</p>	
<p>5.3 La Comisión no tendrá ninguna responsabilidad en cuanto a posibles pérdidas para el Distribuidor, es decir, es estricta responsabilidad del</p>	<p>¿Qué sucede si aun y cuando el Distribuidor presenta en tiempo y</p>

<p>Distribuidor llevar a cabo su solicitud considerando el plazo máximo de respuesta y los plazos de prevención y de desahogo, que puedan aplicar.</p>	<p>forma su solicitud, la CRE no responde de conformidad con los tiempos establecidos en el procedimiento?</p>
<p>6. Consideraciones para la determinación del Ajuste Compensatorio 6.1 Cuando el desahogo del proceso de aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para el siguiente Periodo Regulatorio se incumpla por causas atribuibles a la Comisión y el nuevo Periodo Regulatorio haya iniciado, el Distribuidor continuará aplicando la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados vigentes del Periodo Regulatorio inmediato anterior. No obstante, la aprobación de la nueva Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados incluirá los ajustes compensatorios que, en su caso, resulten necesarios para compensar la posible diferencia de ingresos que experimenten los Distribuidores por la demora señalada.</p>	
<p>6.2 La Comisión determinará ajustes compensatorios cuando se cumplan integralmente los siguientes dos criterios:</p> <p>I. El Distribuidor haya entregado la nueva Lista de Tarifas Máximas en el plazo establecido en la disposición 4.4 anterior.</p> <p>II. La aprobación de la Lista de Tarifas Máximas esté fuera del plazo establecido en la disposición 4.6 anterior.</p>	
<p>6.3 La metodología de aplicación del ajuste compensatorio a la Lista de Tarifas Máximas aplicable al Cargo por Servicio, Cargo por Capacidad, Cargo por Uso y Distribución con Comercialización es la siguiente:</p> <p>I. El ajuste compensatorio aplicable para cada grupo tarifario se determinará mediante las siguientes ecuaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Servicio $Tarifa_{CS} = T_{RCS} + \frac{\sum_1^v U}{\sum_{v+1}^f U} * (T_{RCS} - T_{VCS})$ <p>Donde:</p> <p>$Tarifa_{CS}$ = Tarifa con ajuste compensatorio.</p> <p>U = Número de usuarios del mes correspondiente.</p> <p>v = Mes de corte sujeto a la tarifa vigente durante el Periodo Regulatorio en curso.</p> <p>$v + 1$ = Mes siguiente del corte sujeto a la tarifa vigente durante el Periodo Regulatorio en curso.</p> <p>f = Último mes del Periodo Regulatorio en curso.</p> <p>T_{RCS} = Tarifa resultante del Periodo Regulatorio en curso.</p> <p>T_{VCS} = Tarifa vigente durante el Periodo Regulatorio inmediato anterior.</p>	<p>¿Los usuarios y energía son reales o proyectados? Toda esta sección debe ser replanteada, ya que la CRE está ajustando la tarifa para reconocer el ajuste compensatorio, pero no se modifica el límite de rentabilidad, por lo que reconocer un ajuste sobre la tarifa puede derivar en una rentabilidad mayor a la establecida.</p> <p>Para el caso de la fórmula para el cargo variable donde se usa una razón de volúmenes, ¿podría la Comisión compartir ejemplos prácticos donde se demuestre que estas fórmulas todos los permisionarios podrían recuperar el saldo no cobrado? ¿sería homogéneo para todos</p>

6

<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Capacidad, Cargo por Uso y Distribución con Comercialización $Tarifa_c = T_{Rdc} + \frac{\sum_v^f V}{\sum_{v+1}^f V} * (T_{Rdc} - T_{Vdc})$ <p>Donde:</p> <p>$Tarifa_c$ = Tarifa con ajuste compensatorio.</p> <p>V = Energía conducida del mes correspondiente.</p> <p>v = Mes de corte sujeto a la tarifa vigente durante el Periodo Regulatorio en curso.</p> <p>$v + 1$ = Mes siguiente del corte sujeto a la tarifa vigente durante el Periodo Regulatorio en curso.</p> <p>f = Último mes del Periodo Regulatorio en curso.</p> <p>T_{Rdc} = Tarifa resultante del Periodo Regulatorio en curso.</p> <p>T_{Vdc} = Tarifa vigente durante el Periodo Regulatorio inmediato anterior.</p> <p>II. Para aplicar la diferencia de ingresos, la Lista de Tarifas Máximas resultante para el nuevo Periodo Regulatorio deberá encontrarse expresada a Pesos de la fecha del Periodo Regulatorio vigente; la cual corresponderá a la fecha que la Comisión hubiera utilizado en caso de haber dado cumplimiento a los plazos establecidos para la aprobación de las mismas.</p>	<p>los permisionarios dado sus ciclos de lectura y facturación?</p> <p>¿Por periodo regulatorio vigente debemos entender el periodo regulatorio que se termina?</p>
--	---

<p>Apartado Tercero. Determinación del Límite de Rentabilidad Máxima e Incentivo a la Expansión</p> <p>7. Procedimiento para la determinación del Límite de Rentabilidad Máxima (LRM)</p> <p>7.1 El LRM es equivalente al Costo de Capital calculado por la Comisión, conforme al Anexo I de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>¿Cómo prevé la Comisión que el LRM no resulte contrario a lo establecido en el párrafo sexto del artículo 77 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos y en el inciso b) fracción II del párrafo segundo del artículo 82 de la LH, es decir, que la aritmética que se refleje en la rentabilidad de las tarifas cubra costos eficientes la obtención de una rentabilidad razonable que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo estimado de financiamiento y los riesgos inherentes del proyecto?</p> <p>¿La tasa de rentabilidad regulatoria que actualmente posee cada permisionario, se sometería a revisión y actualización en base a todo lo mencionado en el Anexo I (WACC y todos sus elementos)?</p> <p>Se solicita a la Comisión explique por qué tomó como parámetro la regulación chilena para esta mejora regulatoria.</p> <p>Se solicita a la Comisión entregue la información que le sirvió como base para seleccionar esta regulación como una buena herramienta para masificar el servicio de distribución de gas natural en México.</p>
---	--

6

	<p>Se solicita a la Comisión aclare las diferencias metodológicas aplicadas en México y justifique el cambio, en específico en:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Valor de la base de activos • Depreciación • Límite máximo de rentabilidad • Tasa de rentabilidad observada • Costos de capital • Proceso de supervisión • Medida de sanción en caso de incumplimiento a la rentabilidad.
<p>7.2 El LRM al que deberán sujetarse los Distribuidores será aprobado por parte de la Comisión mediante un Acuerdo, el cual será publicado en el DOF, así como en el sitio web oficial de la Comisión, para efectos de publicidad.</p>	<p>Justifique, ¿Por qué no se prevé un plazo? ¿Esta metodología aplica a la lista de tarifas máximas permitidas o se trata de una especificación caso por caso? ¿Por qué la Comisión no prevé una fecha de publicación para que el permisionario se encuentre en tiempo de formular las estrategias para no rebasar el LRM?</p>
<p>7.3 El LRM establecido a la fecha de aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados permanecerá vigente hasta culminar el Periodo Regulatorio respectivo.</p>	<p>¿De qué manera garantiza que LRM sea el mismo al momento de Ingresar la solicitud que al momento de la aprobación?</p>
<p>8. Incentivo a la Expansión 8.1 El Incentivo a la Expansión (I_E) será un elemento aditivo al LRM determinado por la Comisión, conforme a la disposición 7.1 anterior, denotado como $LRM + I_E$.</p>	<p>Aclarar si el crecimiento de clientes y KM ¿Sólo estará justificado en las tarifas máximas por medio de este Incentivo de Expansión y el índice</p>

	<p>que la Comisión determine? ¿Cuál es la periodicidad que prevé la CRE para este incentivo, y por qué dicha periodicidad? Se solicita a la Comisión, justifique por qué estima conveniente que el incentivo a la expansión únicamente esté vinculado al crecimiento de variables asociadas a UFBC y no contempla el crecimiento de variables asociadas a usuarios de mayor consumo.</p> <p>Se insta a la Comisión que exponga si la interpretación del límite máximo que podrá alcanzar cada parámetro, así como del incentivo a la expansión, es correcta, así como desarrolle ejemplos de su aplicación para su mejor comprensión. Asimismo, es necesario que la Comisión desarrolle el marco conceptual o teórico que empleó para determinar que la ponderación de los factores externos se realizaría con los factores internos.</p> <p>Se solicita a la Comisión que exponga la relación conceptual de los indicadores que propone en los parámetros externos, es decir, el análisis que relaciona la densidad de viviendas con toma de agua y el porcentaje de viviendas con toma de agua que consumen gas natural como principal combustible con</p>
--	--

	<p>incentivos para desarrollar infraestructura nueva.</p> <p>Conforme a lo expuesto en el Acuerdo por el que se expiden las DACG, referente al Incentivo de Expansión, se solicita a la Comisión la revisión y, en su caso, rectificación de la información de la <i>Tabla 3. Determinación de los parámetros externos</i>, de dicho Acuerdo.</p> <p>También se requiere que la Comisión aclare cuáles son los datos que empleó para la determinación de los intervalos aplicables para los criterios de los parámetros internos, así como la trazabilidad que resultó en los intervalos incluidos en la Tabla 4. Intervalos de los parámetros externos para el Incentivo a la Expansión del Acuerdo, sin que ello revele información sensible de los permisionarios</p> <p>Se solicita a la Comisión justificar por qué no ha incorporado escenarios y reglas para aquellas zonas en las que se encuentra más de un distribuidor y, en consecuencia, tienen una menor posibilidad de crecimiento de la red, y estos puedan aspirar a obtener el incentivo a la expansión.</p>
<p>8.2 El Distribuidor podrá ser acreedor al I_E cuando se compruebe el incremento en UFBC y la expansión de las redes de distribución de Gas Natural, de acuerdo con la ubicación geográfica del sistema, conforme lo establecido en el Anexo III de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>¿Por qué la CRE no considera la dinámica natural de mercado de distribución en el que se</p>

	tiene un bajo rendimiento al inicio y este se incrementa a medida que la red se va saturando, a través de los años?
8.3 El I _E no superará el 3% (tres por ciento o 300 puntos base) cuando el Distribuidor incremente la prestación del servicio de distribución por medio de ducto de Gas Natural a UFBC.	Se establece que el incentivo a la expansión se incrementará hasta un 3%. Al respecto, se requiere a la Comisión que aclare cuáles fueron los criterios que empleó para determinar que el límite máximo del incentivo a la expansión sería hasta por ese porcentaje, asimismo, explique si considera la actualización de este y bajo qué supuestos
8.4 El I _E será aplicable al LRM del año supervisado y sólo será vigente para dicho año y no tendrá efectos acumulativos.	
8.5 El Distribuidor será acreedor al I _E hasta que el año sujeto a supervisión corresponda al tercer año consecutivo de prestación del servicio a UFBC, con excepción de los Distribuidores que, al momento de aplicación de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, cuenten con la prestación de servicio a UFBC.	¿Por qué no al segundo año? ¿Es decir que los Permisarios que ya presten el servicio a UFBC lo pueden aplicar desde el primer año? Se solicita corregir la redacción sobre la vigencia del Incentivo a la Expansión para que se aplique al LRM del siguiente año y que se puedan considerar los incrementos en las variables que se determinen para el incentivo desde el primer año, en el entendido de que los permisionarios ya conocen en el segundo año, la información del inicio del periodo.
8.6 El I _E será calculado en función de los parámetros externos e internos, referidos en el Anexo III de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.	
8.7 Los intervalos para la determinación de los parámetros externos e internos del I _E al que deberán sujetarse los Distribuidores será el vigente a la fecha de evaluación, mismo que será aprobado mediante un Acuerdo, el	¿Por qué no se prevé un plazo para la publicación?

<p>cual, será publicado en el DOF, así como en el sitio web oficial de la Comisión, para efectos de publicidad.</p>	<p>El no establecer un plazo, ¿Qué beneficios y mejora regulatoria prevé la Comisión para los permisionarios?</p>
<p>9. Procedimiento para la determinación del Incentivo a la Expansión</p> <p>9.1 Los Distribuidores podrán solicitar a la Comisión por medio de un escrito libre, la determinación del I_E, indicando lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> I. El I_E aplicable, conforme al método descrito en el Anexo III de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, basado en los intervalos referidos en la disposición 8.7 anterior, y II. El periodo de aplicación del I_E de acuerdo con lo establecido en la disposición 8.4 anterior. 	
<p>9.2 El Distribuidor deberá acompañar su solicitud, de los siguientes documentos anexos:</p> <ul style="list-style-type: none"> I. La memoria de cálculo del I_E que incluya las entidades federativas donde se ubica el sistema, incremento del año sujeto a supervisión en el número de UFBC y longitud de la red, conforme al método establecido en el Anexo III de las presentes DACG de Tarifas de Distribución. Los Distribuidores deberán sujetarse a los formatos que al efecto determine la Comisión; II. Soporte documental que avale el incremento del año sujeto a supervisión respecto al número de UFBC y longitud de la red, mismo que deberá ser congruente con la información remitida por el Distribuidor de conformidad con las DACG de Servicios de Distribución que expida la Comisión, y III. Descripción esquemática general del Sistema de Distribución, en formato kmz, que incluya el sistema desarrollado, los puntos de interconexión al sistema de transporte u otro de distribución, y las entidades federativas, así como municipios y alcaldías que abarca la cobertura de la red. 	<p>¿Cuál es el soporte documental al que hace referencia? ¿Qué mejora regulatoria (simplificación de trámites y reducción de costos) aporta a los permisionarios?</p>
<p>9.3 El Distribuidor deberá presentar su solicitud de determinación de I_E, a más tardar el último Día Hábil del mes de mayo del año en curso, siempre y cuando presenten incrementos en UFBC en el año sujeto a supervisión.</p>	
<p>9.4 El derecho a solicitar la determinación del I_E debe ejercitarse de forma anual y precluye cuando vence el plazo establecido en la disposición inmediata anterior.</p>	
<p>9.5 La Comisión tendrá un plazo de 30 (treinta) Días Hábiles contados a partir de que el Distribuidor haya presentado la solicitud de I_E, para su autorización.</p>	
<p>9.6 En caso de que el Distribuidor no emita la información descrita en la disposición 9.2 anterior, la Comisión desechará la solicitud y, en su caso, el Distribuidor deberá presentar nuevamente la solicitud conforme las disposiciones 9.1 y 9.2 anteriores; siempre y cuando se encuentren aún dentro del plazo establecido en la disposición 9.3 anterior.</p>	

<p>9.7 La Comisión podrá considerar como 0 (cero) el I_E cuando de conformidad con la información remitida por el Distribuidor de acuerdo a las DACG de Servicios de Distribución, que en su caso emita la Comisión, se compruebe que no existe desarrollo del Servicio de Distribución de Gas Natural, es decir, no se observe crecimiento real de la base de usuarios, considerando conexiones, desconexiones y reconexiones, o cuando la Comisión determine que, de existir crecimiento en la base de UFBC y en la red de ductos, éste se dé a través de inversiones y erogaciones no justificadas por el crecimiento observado, en perjuicio de los intereses de los usuarios.</p>	<p>¿Cómo aplicaría el incentivo al crecimiento, en el caso de permisos que operaran en ciudad versus los que operan en provincia?</p> <p>En cuanto a crecimiento de usuarios, ¿De qué manera prevé la Comisión, las puestas verticales y/horizontales?</p> <p>¿Por qué el incentivo no considera criterios de inversiones y erogaciones no justificadas?</p> <p>¿Qué considera la Comisión de una inversión o erogación no justificada? Definir criterios</p> <p>En el caso de sistemas con mayor saturación, ¿este incentivo que efecto tendría en las inversiones para el incremento en red?</p> <p>¿De qué manera prevé que las desconexiones y reconexiones, así como las bajas de usuarios que no necesariamente están relacionadas con acciones deliberadas del permisionario (un ejemplo de ello es el impago del servicio) no afecten de manera negativa al incentivo?</p> <p>Definir con claridad las causales para que la Comisión determine que el I_E es 0 y lo aplique a las tarifas máximas. No queda claro cuál debe ser la justificación de la CRE; ¿No tendrán justificación para cambio y se mantendrán las</p>
---	--

	<p>actuales del periodo en cuestión?</p> <p>¿Por qué la Comisión no considera el grado de desarrollo y madurez del permiso? Los permisos maduros tendrán más inversiones dedicadas a saturación o redensificación de red y los permisos nuevos tendrán más inversiones asociadas a expansión de red</p>
--	---

6

Apartado Cuarto. Mecanismo de Supervisión

10. Determinación de la Tasa de Rentabilidad Observada de los Distribuidores

10.1 La Comisión llevará a cabo la supervisión anual mediante la evaluación del flujo neto, que corresponderá a la diferencia entre los ingresos anuales y la suma de los costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas (OMAV) correspondientes al Servicio de Distribución, Costos Anual de la Inversión (CAI) y los Impuestos. Para lo cual se empleará la siguiente ecuación:

$$FN = I - (OMAV + CAI + Imp)$$

Donde:

- FN* = Flujo Neto.
- I* = Ingresos anuales del Servicio de Distribución basados en la información de los estados financieros dictaminados, conforme el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.
- OMAV* = Costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas del Servicio de Distribución, durante el año de supervisión, basado en la información de los estados financieros dictaminados, conforme el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.
- CAI* = Costo Anual de la Inversión.
- Imp* = Impuestos a las utilidades, basado en la información de los Estados Financieros Dictaminados.

¿Por qué, los impuestos a las utilidades, basado en Estados Financieros Dictaminados, consideran las utilidades generadas por actividades que no están relacionadas al servicio de distribución?

A lo largo del documento no se especifica el tema de activos de conexión. En este caso, es importante aclarar que los permisionarios que cuenten con cargos por conexión no deberán considerar estos activos en la BAR.

Se solicita a la Comisión explique el beneficio financiero y económico de cambiar la metodología por flujo de efectivo propuesto en las DACG.

Se solicita a la Comisión presente el análisis documental y económico, así como la comparativa con otros reguladores de la metodología de flujo de efectivo.

Se solicita a la Comisión un ejemplo práctico aplicando la propuesta mencionada bajo el entorno actual de sistemas de distribución.

Se solicita a la Comisión la comprobación matemática, económica y financiera sobre la

	<p>aplicabilidad de esta metodología, comprobando el correcto funcionamiento de la metodología en sistemas de distribución.</p> <p>Se solicita a la Comisión un ejemplo práctico aplicando la propuesta mencionada bajo el entorno actual de sistemas de distribución.</p> <p><u>Formula Flujo Neto:</u> Se solicita a la Comisión explique detalladamente como se evitará transferir riesgos adicionales al permisionario y al usuario por usar el ingreso percibido registrado en los estados Financieros en la fórmula de flujo neto.</p> <p>Se solicita a la Comisión demuestre financieramente y mediante qué proceso validará que la fórmula de flujo neto no se verá afectada por el uso del ingreso registrado en estados financieros y el cual tiene una visión contable, más no regulatoria.</p> <p>Se solicita a la Comisión demuestre que tiene la atribución legal para incluir los impuestos registrados en los estados financieros en el cálculo tarifario.</p> <p>Se solicita a la Comisión explique detalladamente como se evitará transferir las estrategias</p>
--	--

6

	<p>fiscales (fuera de su atribución) al permisionario y al usuario por usar el Impuesto registrado en los estados Financieros en la fórmula de flujo neto.</p> <p>Se solicita a la Comisión determine la metodología que permita al permisionario corregir la rentabilidad cuando entes exógenos intervienen en el volumen real con relación al volumen proyectado y aprobado por la Comisión al inicio el periodo regulatorio.</p> <p>Se solicita a la Comisión describa detalladamente que proceso de supervisión realizará en el componente OMAV toda vez, que las DACG solo se menciona que podrá sufrir recortes.</p> <p>Se solicita a la Comisión entregue una memoria de cálculo y los parámetros que se usará para realizar la supervisión del componente OMAV.</p> <p>Se solicita la Comisión explique contablemente como separa los impuestos reales, devengados, acreditables y por acreditar del proceso de supervisión anual de un ejercicio para evitar ajustes retroactivos de años anteriores.</p> <p>Se solicita la Comisión explique matemática,</p>
--	--



	<p>financiera y contablemente como será calculada la fórmula de flujo neto cuando una empresa fiscal tenga más de un permiso de distribución, o bien tenga permisos de otras líneas de negocio diferentes a distribución; toda vez que los impuestos registrados en estados financieros se realizan de acuerdo a las normas dictas por la SHCP, en la cual existe la obligación de calcularlos de acuerdo a la totalidad de utilidad de una empresa fiscal y no por permiso.</p> <p>Se solicita la Comisión presentar los ejemplos numéricos con el cálculo del flujo neto y del CAI que haya realizado previo a la emisión de las DACG.</p>
<p>10.2 El CAI se calculará considerando el valor neto de la inversión total erogada expresada al cierre del año de supervisión, la vida útil de cada uno de los activos fijos necesarios para llevar a cabo el servicio de distribución y la tasa de actualización equivalente a la tasa de rentabilidad anual del Distribuidor. La fórmula para el cálculo del CAI es la siguiente:</p> $CAI = \sum_{j=1}^m I_j * \left[\frac{i(1+i)^{n_j}}{(1+i)^{n_j} - 1} \right] * p_j$ $p_j := \begin{cases} r_j/n_j & \text{si } r_j < n_j \\ 1 & \text{si } r_j = n_j \end{cases}$ <p>Donde:</p> <p>CAI = Costo Anual de la Inversión.</p> <p>I_j = Inversión erogada en el activo j.</p> <p>i = Tasa de rentabilidad anual.</p> <p>n_j = Vida útil del activo j, conforme lo establecido en el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p> <p>m = Total de activos fijos al cierre del año de supervisión.</p> <p>r_j = Vida remanente del activo j.</p>	<p>¿Por qué no especifica que la expresión sea pesos del cierre del año en supervisión? ¿Cómo asegura que no se utilice el valor de adquisición?</p> <p>¿Por qué la fórmula no considera la amortización lineal de los activos, como se establece en el Anexo II? ¿Por qué la fórmula no reconoce la reexpresión de la BAR?</p> <p>Hay un error en el índice n_j cuando actúa de exponente: no debería ser la vida útil sino la vida remanente (r_j). Favor de justificar.</p>

<p>$p_j =$ Factor de proporcionalidad de la vida remanente.</p>	<p>Se solicita aclarar si en este caso, ¿el numerador de la fórmula del CAI debe considerar la vida útil, o la vida remanente y por qué?</p> <p>Se solicita a la Comisión explique la lógica en la construcción de la fórmula de cálculo de la variable P_j o señale la fuente de referencia.</p> <p>Se solicita a la Comisión justifique financieramente que representa la variable P_j Se solicita a la Comisión que justifique fundamentalmente que la variable P_j es la adecuada para aplicar un factor de proporcionalidad de la vida remanente, ya que existen otros mecanismos.</p> <p>Se solicita a la Comisión justifique ¿por qué la variable P_j afecta a todo el factor de recuperación capital?</p> <p>Se solicita a la Comisión justifique ¿por qué toma el valor neto de la inversión para calcular el CAI?</p> <p>Se solicita a la Comisión demuestre que la aplicación de la fórmula propuesta de CAI le permite al permisionario obtener los flujos futuros necesario para obtener la tasa aprobada por la Comisión.</p> <p>¿Por qué la CRE no considera los costos</p>
--	--

	<p>financieros en el FN? Debería ya que considera los impuestos</p>
<p>10.3 La tasa de rentabilidad anual se entenderá como la rentabilidad en términos reales generada por los activos fijos necesarios para la prestación del Servicio de Distribución que permite un flujo neto igual a cero, conforme a la metodología descrita en la disposición 10.1 anterior.</p>	<p>Inconsistencia en la revisión, ya que la tasa de rentabilidad se expresará en términos reales, mientras que la revisión anual del LRM considera variables que se encontrarán expresadas en términos nominales. Favor de justificar. Se solicita la Comisión explique a través de una fórmula tangible el cálculo de la tasa real obtenida del permisionario.</p>
<p>10.4 El mecanismo de supervisión se llevará a cabo calculando la Tasa de Rentabilidad Observada que equivale al promedio aritmético de las tasas de rentabilidad anuales disponibles del Periodo Regulatorio en curso, referida en la disposición inmediata anterior, éste se obtendrá de la información entregada anualmente por el Distribuidor conforme al Apartado Sexto de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>Inconsistencia en la revisión, ya que la tasa de rentabilidad se expresará en términos reales, mientras que la revisión anual del LRM considera variables que se encontrarán expresadas en términos nominales. Favor de justificar. Que la Comisión justifique financiera y económicamente que la definición de la tasa de rentabilidad observada calculada a partir del promedio aritmético de las rentabilidades anuales reales obtenidas por el Distribuidor durante el Periodo Regulatorio en curso garantiza una correcta metodología de aplicación en los sistemas de distribución. La supervisión anual, ¿Qué mejora regulatoria (simplificación de</p>

	<p>trámite, carga administrativa y eficiencia en costos) prevé para los permisionarios?</p> <p><u>Tasa de Rentabilidad Observada</u> Se solicita la Comisión un ejemplo numérico del cálculo de la tasa de rentabilidad observada. Se solicita la Comisión demuestre financieramente que es comparable con el LMR y por lo tanto, aritméticamente correcta una comparación entre ambos. Se solicita la Comisión explique financieramente la relación con el parámetro CAI. Se menciona que la tasa de rentabilidad observada es un promedio lineal de los años transcurridos, por lo que se solicita la Comisión demuestre matemática y financieramente que esto es correcto. Se solicita la Comisión justifique que la aplicación de la tasa de rentabilidad no conlleva ajustes retroactivos o ajustes compensatorios de años ya transcurridos.</p> <p>Se solicita especificar que los ajustes de un Periodo Regulatorio no pueden aplicarse al siguiente Periodo Regulatorio</p>
<p>10.5 La Comisión supervisará anualmente, que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados al Distribuidor no deriven en una Tasa de Rentabilidad Observada mayor que el $LRM + I_R$.</p>	

6

<p>10.6 Para el Periodo Regulatorio en curso, la Tasa de Rentabilidad Observada será igual a la tasa de rentabilidad anual para el primer año de supervisión, mientras que para los años posteriores se calculará conforme al promedio de los años disponibles del Periodo Regulatorio en curso, hasta que el año supervisado corresponda al último año del Periodo Regulatorio en curso.</p>	<p>Aclarar las circunstancias en las que se aplica el promedio de los años disponibles del periodo regulatorio en curso.</p> <p>No está muy claro cómo funcionará el tema de los promedios; ¿Entonces no habrá revisiones anuales? o ¿Sólo si el permisionario así lo solicita?</p> <p>Se solicita aclarar que el primer año del Periodo Regulatorio se supervisará durante el procedimiento de supervisión en el segundo año</p>
<p>10.7 La Comisión revisará la información entregada anualmente por el Distribuidor conforme al Apartado Sexto de las presentes DACG de Tarifas de Distribución para analizar y valorar la congruencia interna del desarrollo del sistema de distribución por medio de ducto de Gas Natural conforme a parámetros nacionales de la Industria, así como para validar que el Distribuidor haya efectuado transacciones con partes relacionadas a precios de mercado, en su caso, la Comisión podrá ajustar los Costos OMAV e Impuestos.</p>	<p>Favor de indicar y justificar ¿Qué mejora regulatoria y qué eficiencia en costos obtendrían los permisionarios?</p> <p>¿De qué manera se relaciona con la metodología de rentabilidad máxima?, Dado que se observa que, en este tipo de esquema la Comisión no podría ajustar costos OMAV e impuestos ya que no hay un mecanismo prospectivo del reconocimiento de la rentabilidad de ejercicios anteriores. El comparativo sobre parámetros de la industria tiene sentido bajo una regulación de incentivos y no en una de máxima rentabilidad.</p>
<p>10.8 Para la determinación de la Tasa de Rentabilidad Observada, el Distribuidor deberá utilizar las herramientas y formatos que disponga la Comisión para efectos del manejo, procesamiento y revisión de la información.</p>	

6

<p>11. Procedimiento del Mecanismo de Supervisión</p> <p>11.1 El periodo de supervisión para la regulación con control de rentabilidad será estimado por año calendario, es decir, la Comisión examinará la información del 1 de enero al 31 de diciembre de cada año, conforme al Apartado Sexto de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, en la cual si el Inicio de operaciones bajo el esquema con control de rentabilidad es posterior al inicio del año calendario, se considerará como primer año del Periodo Regulatorio los meses transcurridos del Inicio de operaciones al cierre del año calendario en curso.</p>	<p>Para los permisos a los que la Comisión les ha aprobado periodos regulatorios que no van con el año calendario no establece el periodo de revisión o, en su caso el ajuste del periodo regulatorio, lo que implicaría alargar o acortar quinquenios, con las implicaciones económicas que eso puede traer a los Permisarios. Favor de justificar.</p> <p>¿Cuál es el límite de meses transcurridos? ¿Qué pasaría con un permiso que inicie operaciones después del segundo semestre del año?</p> <p>¿Cómo garantiza la Comisión que el mecanismo de supervisión no impactará en otros componentes del Requerimiento de Ingresos del Permisionario (Costos de operación, mantenimiento y administración e Impuestos), así como en actividades futuras de expansión y desarrollo?</p> <p>¿Cómo garantiza la Comisión que el Mecanismo de supervisión será aplicable en los tiempos propuestos en las DACG de tarifas de distribución, de manera que el inicio del periodo de aplicación de las tarifas no se afecte por posibles retrasos en la evaluación?</p>
--	--

6

	<p>Respecto a lo anterior, la Comisión propone un mecanismo de ajuste compensatorio cuando por causas atribuibles a la Comisión se retrase la aprobación y aplicación de las tarifas, en donde ajusta las tarifas de cargo por servicio de acuerdo a una razón de clientes, sin embargo, se estima que la ecuación propuesta no compensa el ingreso no obtenido en el periodo. ¿Podría la Comisión demostrar que la ecuación efectivamente compensaría el ingreso no obtenido por no aplicar las tarifas a tiempo?</p> <p>Se solicita especificar que el Distribuidor podrá ajustar sus tarifas en cualquier momento del Periodo Regulatorio, siempre y cuando no excedan las autorizadas en la solicitud de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, sin que sean consideradas como Tarifas Convencionales</p>
<p>11.2 El Mecanismo de Supervisión aplicará anualmente a cada Distribuidor a partir del primer año del Periodo Regulatorio, de acuerdo con lo establecido en la disposición inmediata anterior, en el cual la Comisión analizará la información presentada, en cuyo caso podrá solicitar información adicional que considere necesaria para proseguir con el proceso de evaluación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.</p>	<p>Clarificar a que se refiere con Información adicional que consideraría necesaria la Comisión, como parte de la certeza jurídica, así como de los comentarios que pueda emitir el Permisionario sobre la carga administrativa y regulatoria que esto puede suponer.</p> <p>En el este numeral se menciona que el</p>

	<p>Mecanismo de Supervisión se aplicará anualmente a la lista de tarifas máximas a partir del primer año del Periodo Regulatorio, ¿cómo garantizar que este mecanismo no impactará negativamente el comportamiento del mercado derivado de la volatilidad que se pudiera presentar en las tarifas máximas? Con base en la pregunta anterior, ¿cómo garantiza la Comisión que la volatilidad de las tarifas máximas no afectará a los consumidores finales de gas natural?</p>
<p>11.3 La Comisión notificará posterior a la entrega de información referida en el apartado Sexto de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, la determinación de la Tasa de Rentabilidad Observada respecto a si el Distribuidor no excede el LRM, considerando en su caso el I_E aplicable.</p>	<p>Se solicita agregar un margen razonable entre la Tasa de Rentabilidad Observada y LRM que permita eximir al Distribuidor de un ajuste en la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados. ¿Por qué no se establece un plazo para realizar el/los requerimientos de información adicional, qué certidumbre brinda esto a los permisionarios?</p>
<p>11.4 En caso de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al $LRM + I_E$, la Comisión dará inicio al siguiente procedimiento de ajuste de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados:</p> <p>I. La Comisión contará con un plazo de 20 (veinte) Días Hábiles, posterior a la entrega de información referida en el apartado Sexto de las presentes DACG de Tarifas de Distribución para notificar al Distribuidor, el inicio de un procedimiento de ajuste a sus Tarifas Máximas. La falta de la notificación referida en esta disposición no significará que el Distribuidor no ha excedido el $LRM + I_E$;</p>	<p>Es indispensable la notificación de la Comisión el inicio del procedimiento de ajuste de Tarifas Máximas, de lo contrario no podrá dar cumplimiento a la</p>

<p>II. El Distribuidor contará con un plazo de 10 (diez) Días Hábiles, posterior a la notificación descrita en la fracción Inmediata anterior, para aportar cualquier información que a su derecho convenga;</p> <p>III. De determinar que el ajuste es procedente, derivado del Mecanismo de Supervisión y del análisis de la información que en su caso presente el Distribuidor, este ajuste deberá de llevarse a cabo de conformidad con la disposición 11.6 de las presentes DACG de Tarifas de Distribución;</p> <p>IV. La Comisión notificará el ajuste correspondiente a la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, conforme al plazo establecido en la disposición 4.6 anterior, y</p> <p>V. El Distribuidor deberá publicar la nueva Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados derivados del procedimiento de ajuste antes de la entrada en vigor de las mismas; conforme a las DACG de Servicios de Distribución que expida la Comisión.</p>	<p>fracción II de la disp. 11.4</p>
<p>11.5 El ajuste aplicará para la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados del segundo año posterior al supervisado y estarán vigentes por 1 (un) año.</p>	<p>No es claro en qué momento del quinquenio esto puede aplicar.</p>
<p>11.6 El ajuste será aplicado cuando el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al $LRM + I_E$, de acuerdo con el siguiente procedimiento:</p> <p>I. Definir el rango en que se encuentra el Distribuidor, mediante la siguiente ecuación:</p> $\text{Determinación del rango} = \frac{T_R}{LRM + I_E}$ <p>II. Seleccionar la ecuación de acuerdo con la Determinación del rango:</p> <p><u>1er. Rango:</u> cuando la Determinación del rango, referido en el inciso anterior, sea mayor a 1 y menor o igual a 1.15 veces el $LRM + I_E$:</p> $TM_{t+2} = \left[1 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$ <p><u>2do. Rango:</u> cuando la Determinación del rango, referido en el inciso I de la presente disposición, sea mayor a 1.15 y menor o igual a 1.45 veces el $LRM + I_E$:</p> $TM_{t+2} = \left[0.9 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$ <p><u>3er. Rango:</u> cuando la Determinación del rango, referido en el inciso I de la presente disposición, sea mayor a 1.45 veces $LRM + I_E$:</p>	<p>Se puede dar el caso en el que por el desarrollo natural de un sistema de distribución las tasas de rentabilidad iniciales sean inferiores a la tasa aprobada por lo que la "determinación del rango" sería inferior a uno. En tal caso en qué momento el distribuidor recupera la rentabilidad a que tiene derecho por esa inversión inicial.</p> <p>Lo anterior ya que, de acuerdo con el grado de desarrollo de un permisionario, las inversiones pueden ser muy grandes para empezar a abastecer a pocos usuarios y posteriormente realizar la saturación de la red o pueden ser inversiones dedicadas a saturación o redensificación de red.</p> <p>Este cálculo puede llegar a ajustar 100% las</p>

$TM_{t+z} = \left[0.8 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$ <p><i>Donde:</i></p> <p>TM_{t+z} Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados ajustados.</p> <p>T_R Tasa de Rentabilidad Observada del Distribuidor.</p> <p>$LRM + I_E$ Límite de Rentabilidad Máxima considerando el Incentivo a la expansión.</p> <p>TM_t Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados vigentes.</p>	<p>tarifas en el caso que la determinación del rango sea 1.8</p> <p>¿Bajo qué criterios se determinaron los rangos? ¿Se hicieron sensibilidades de cuánto pueden afectar los ingresos de los permisionarios? Se solicita a la Comisión detallar el criterio de determinación de dichos intervalos.</p> <p>¿Cómo podemos garantizar que la propuesta de intervalos es la más eficiente para clasificar las tasas de rendimiento de los permisionarios?</p> <p>Se solicita a la Comisión que justifique técnicamente que la aplicación de los factores de penalización, reflejan adecuadamente un mecanismo sobre el control de la rentabilidad.</p> <p>Se solicita a la Comisión que justifique la poca relación entre el descuento aplicable a las tarifas y la variación de la TR vs $LRM + I_E$.</p> <p>Se solicita a la Comisión justificar que el uso de esta metodología no generará impactos negativos en la correcta operación de los sistemas poniendo en riesgo la seguridad y viabilidad de la prestación del servicio al usuario final.</p>
---	---

6

	<p>Se solicita a la Comisión que muestre los cálculos que en su caso haya realizado para evaluar el impacto de los ajustes propuestos sobre los ingresos de los Permisarios.</p> <p>Se solicita una justificación de los ajustes adicionales a la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de 10 y 20% previstos en el 2do y 3er rango</p> <p>Dado el grado de afectación que podría tener, la CRE sí debería ser responsable de pérdidas excesivas que pudieran tener los permisionarios. El distribuidor debería ser capaz de calcular la tarifa que le dé la rentabilidad que compense el exceso de periodos previos.</p>
<p>11.7 En caso de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al $LRM + I_E$, en 2 (dos) años consecutivos o en 3 (tres) años no consecutivos durante la vigencia del Permiso, la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se determinarán de oficio y estarán vigentes por 5 (cinco) años independientemente de la conclusión del Periodo Regulatorio respectivo, bajo el siguiente procedimiento:</p> <p>I. Determinación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de acuerdo con lo establecido en la fracción X de la disposición 5.1 anterior, y</p>	<p>Es excesivo considerar que se exceda el LRM 3 veces en un periodo de 30 años partiendo del entendido que la lista de tarifas máxima permanecerá vigente durante el quinquenio y no es la variable que el Permisionario pueda modificar para ajustar los niveles de rentabilidad. Se considera que la determinación de tarifas de oficio por parte de la CRE podría generar un acto arbitrario por parte del regulador y con ello, se correría el riesgo de una posible violación de la garantía de seguridad jurídica en su vertiente</p>

II. Aplicación de la ecuación del procedimiento de ajuste correspondiente al 3er Rango, referido en la disposición inmediata anterior.

de confianza legítima del permisionario en cuanto a los mecanismos y procedimientos utilizados, y no garantiza que las tarifas determinadas de oficio cumpla con la obtención de una rentabilidad razonable que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo estimado de financiamiento y los riesgos inherentes del proyecto. Además, dentro de la LH y el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, no se prevé la facultad ni el procedimiento para que la CRE pueda determinar las tarifas máximas aplicables de oficio.

Se menciona que en caso de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al $LRM + I_p$, en 2 (dos) años consecutivos o en 3 (tres) años no consecutivos durante la vigencia del Permiso, la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se determinarán de oficio... En este sentido, se solicita a la Comisión que detalle explícitamente cuál será el procedimiento, así como los criterios para determinar dichas tarifas de oficio, mismas que estarán vigentes por un periodo de 5 años.

	<p>Se solicita extender el número de veces que el Distribuidor puede exceder el LRM antes de que la Comisión determine la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de oficio.</p>
<p>11.8 El Distribuidor deberá solicitar la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, conforme a lo descrito en las disposiciones 4.1 y 4.2 anteriores, excluyendo lo referido en la fracción I de la disposición 4.2 anterior; a más tardar 6 (seis) meses antes de que culmine la vigencia de las Tarifas Máximas derivadas del procedimiento de ajuste. En caso de que el Distribuidor no presente su solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, se procederá conforme a la disposición 4.8 anterior.</p>	<p>La falta de flexibilidad de las tarifas obliga a tener este mecanismo oneroso de autocorrección por parte de los permisionarios, para evitar que la CRE determine de oficio sus tarifas de los siguientes 5 años.</p> <p>Los plazos, no prevén una mejora regulatoria ya que se empalman, pues de entregar la información el 31 de mayo, si la CRE responde hasta los 20 días posteriores, quedan menos de 5 días para presentar la propuesta de tarifas (plazo que se empalma con las manifestaciones a la respuesta de la CRE).</p> <p>Se solicita a la CRE revisar los plazos establecidos en las DACG, garantizando que no se empalmen los procesos y los permisionarios tengan certeza sobre su cumplimiento.</p>
<p>11.9 La Comisión no será responsable de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al $LRM + I_E$ por:</p> <p>I. La aplicación del procedimiento de ajuste.</p> <p>II. La aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de oficio.</p>	

6

<p>III. La lista de Tarifas Máximas con ajuste compensatorio.</p> <p>Lo anterior, de conformidad con el artículo 78 del Reglamento, toda vez que, las tarifas que apruebe la Comisión serán máximas y el Permisionario podrá pactar descuentos sobre las Tarifas Máximas.</p>	<p>El Reglamento también señala que para efectos de transparencia y evitar discriminación indebida, los Permisarios deberán registrar ante la Comisión los contratos en los que se hayan pactado acuerdos convencionales o descuentos. Por tanto, la aplicación de descuentos no puede ser automática y prácticamente sería imposible dado la obligación de firmar los contratos, los cuales, además, deberían cumplir lo establecido en la disposición 16.2 de estas DACG.</p> <p>¿Por qué en las supervisiones anuales, la Comisión no prevé llevar a cabo análisis comparativos si la TRO no excede LRM+ie?</p>
---	--

6

<p>Apartado Quinto. Actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para el servicio de Distribución</p> <p>12. Actualización de La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados</p> <p>12.1 Los Distribuidores podrán solicitar a la Comisión por medio de un escrito libre, la actualización anual por índice de inflación de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados para el Periodo Regulatorio, con los siguientes elementos:</p> <p>I. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados actualizada, conforme al método de ajuste tarifario descrito en las disposiciones 13.1 y 13.2 de las presentes DACG de Tarifas de Distribución;</p> <p>II. El periodo de actualización, aplicable de forma anual, considerando como el inicio del periodo el mes de expresión de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, y</p> <p>III. La memoria de cálculo del ajuste de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados que incluya el INPC conforme al método establecido en las disposiciones 13.1 y 13.2 de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>¿Cuál es el incentivo para solicitar la inflación? Con esta lógica, la tasa debería ser aprobada en términos nominales, de lo contrario, este ajuste únicamente permitiría recuperar el efecto de inflación en los OPEX, pero cualquier incremento implicaría que la tasa de rentabilidad observada fuese superior a la máxima.</p> <p>Se solicita a la Comisión aclarar cómo entiende el objeto del ajuste anual por inflación sobre tarifas que fueron determinadas para no exceder una tasa máxima de rentabilidad real.</p>
<p>12.2 El Distribuidor deberá presentar su solicitud de actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, a más tardar 3 (tres) meses después que se encuentren disponibles las publicaciones de INPC correspondiente, conforme a la fecha de expresión de la Lista Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.</p>	
<p>12.3 El derecho a solicitar el ajuste por el índice de inflación debe ejercitarse de forma anual y precluye cuando vence el plazo establecido en la disposición inmediata anterior, entendiéndose que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados estarían expresados al periodo anual más reciente.</p>	

6

<p>12.4 La Comisión tendrá un plazo de 30 (treinta) Días Hábiles contados a partir de que el Distribuidor haya presentado la solicitud de actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, para su aprobación. En el caso en que transcurra el plazo máximo de respuesta indicado en la presente disposición, operará la afirmativa ficta a favor del Distribuidor y la solicitud se tendrá por aprobada.</p>	<p>Dado que la Comisión simplifica el cálculo del ajuste anual de tarifas al sólo reconocer el INPC es excesivo duplicar el tiempo de respuesta, indicar ¿Cuál es la mejora regulatoria en esto?</p> <p>Favor de indicar, ¿Por qué el aumento de días, 15 que actualmente a 30 días hábiles, debe suponer una mejora regulatoria, este incremento en que beneficia a los permisionarios, qué impacto económico tendría?</p> <p>Se solicita disminuir el plazo de respuesta de la Comisión a la solicitud de actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.</p>
<p>12.5 La Comisión podrá determinar los ajustes anuales por el índice de inflación sobre la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para reflejar deflación o disminuciones en el INPC.</p>	<p>Favor de indicar ¿Por qué no se prevé un plazo para disminuir las tarifas por deflaciones o disminuciones en el INPC?</p> <p>Igual que en el caso de la inflación, ¿Cuál sería el objeto de este ajuste, si el esquema es de rentabilidad máxima?</p> <p>Se solicita incluir un plazo máximo para que la Comisión determine ajustes anuales que reflejen deflación o disminuciones en el INPC.</p>
<p>Mecanismos de Actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados</p> <p>13.1 La metodología para la actualización de la Lista de Tarifas Máximas consiste en lo siguiente:</p>	<p>No considera que una gran proporción de las inversiones están indexadas, ¿Qué sucede con las inversiones</p>

$TM_{t+1} = TM_t * [1 + \Pi_t^{TM}]$ <p>Donde:</p> <p>TM_{t+1} Tarifas Máximas actualizadas para el año posterior (t + 1).</p> <p>TM_t Tarifas Máximas vigentes del año t.</p> <p>Π_t^{TM} Es la variación anual del INPC registrada respecto al año anterior (t).</p>	<p>realizadas en dólares? ¿Por qué no son reconocidas en dólares? ¿Cuál es el impacto económico que esto tendría en la industria? ¿En qué medida afecta a los permisos maduros con inversiones ya pagadas en dólares?</p>
<p>13.2 La metodología para la actualización de los Otros Cargos Regulados consiste en lo siguiente:</p> $OCR_{t+1} = OCR_t * [1 + \Pi_t^{TM}]$ <p>Donde:</p> <p>OCR_{t+1} Otros Cargos Regulados actualizadas para el año posterior (t + 1).</p> <p>OCR_t Otros Cargos Regulados vigentes del año t.</p>	
<p>13.3 Los criterios de resolución que observará la Comisión para la solicitud de actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados consisten en los siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. El método de actualización debe ser conforme a lo establecido en las disposiciones 13.1 y 13.2 anteriores. II. La actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados será aplicable para aquellos años que conformen el Periodo Regulatorio en curso. No podrá actualizarse la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de un Periodo Regulatorio para ser aplicable en el siguiente Periodo Regulatorio. III. El plazo de actualización debe considerar únicamente 12 (doce) meses y bajo ningún supuesto se autorizará el reconocimiento de inflación acumulada por un periodo inferior o superior, salvo aquellos casos que aplique lo establecido en la disposición 13.4 de las presentes DACG de Tarifas de Distribución. 	
<p>13.4 Los Distribuidores podrán solicitar a la Comisión un ajuste sobre su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de acuerdo con el índice de inflación que corresponda al periodo de tiempo transcurrido entre la fecha de expresión de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados al Distribuidor y la fecha en que dé Inicio de operaciones, con un plazo de atención de 30 (treinta) Días Hábles.</p>	
<p>13.5 El derecho del Distribuidor de solicitar la actualización por índice de inflación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados permanecerá, a pesar de que el Distribuidor sea sujeto a lo indicado en la disposición 11.7 anterior.</p>	

6

Apartado Sexto. Entrega de Información

14. Reporte anual de información financiera

14.1 Para efectos del Mecanismo de Supervisión, los Distribuidores deberán enviar anualmente, a más tardar el último Día Hábil del mes de mayo del año en curso, la siguiente documentación de índole financiera correspondiente al año inmediato anterior:

- I. Estados financieros dictaminados por un contador acreditado ante la SHCP, conforme al Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, mismos que deberán incluir:
 - a. Las balanzas de comprobación considerando la desagregación descrita en las cuentas del Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.
 - b. Notas sobre los ingresos percibidos en el ejercicio fiscal correspondiente, por el Servicio de Distribución, diferenciando por Tarifas Convencionales y Tarifas Máximas, e indicando la facturación llevada a cabo respecto a cada uno de los Grupos Tarifarios y el número de Usuarios correspondiente.
 - c. Notas sobre los ingresos percibidos en el ejercicio fiscal correspondiente por Conexiones (Estándar y No Estándar), Desconexiones y Reconexiones, diferenciando por Tarifas Convencionales y Otros Cargos Regulados, e indicando la facturación de cada uno de los Grupos Tarifarios y el número de servicios correspondiente.
 - d. En su caso, notas sobre los Ingresos percibidos en el ejercicio fiscal correspondiente, por penalizaciones, indicando la facturación llevada a cabo respecto a cada uno de los Grupos Tarifarios y el número de Usuarios correspondiente.
- II. La constancia del contador público que dictaminó el estado financiero dictaminado, mismo que deberá estar registrado ante la Administración General de Auditoría Fiscal Federal de la SHCP, conforme a lo establecido por el artículo 52 fracción I del Código Fiscal de la Federación.
- III. La Base de Activos Regulada de acuerdo con el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, con los lineamientos contables, los activos fijos necesarios para la adecuada prestación del Servicio de Distribución, segregando la vida útil, la fecha de adquisición, capitalización y fecha base de re-expresión y el costo nominal de adquisición.
- IV. La vida útil empleada para la determinación del CAI deberá ser consistente con lo establecido en el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.

Al añadir a la entrega de los EFD las notas que menciona la Comisión en los incisos b a d, ¿La Comisión evalúo el incremento de los costos de emisión de los EFD así como el tiempo de entrega por parte de los auditores? ¿Qué resultados obtuvo de dicho análisis?

Además, esta información se puede verificar con las obligaciones periódicas. Si se requiere un detalle mes a mes en EEFF, entonces se deberían eliminar las obligaciones periódicas. Esta sobrerregulación va en contra de la flexibilidad que ofrece un esquema como el LRM

Existe un impacto en contabilidad, dado que se pide ciertas desagregaciones en las balanzas de comprobación que se envían a la Comisión.

Se sugiere considerar la aprobación de Terceros Autorizados para verificar el cumplimiento de los criterios contables aplicables descritos en el Anexo II, previo a su presentación a la Comisión

<p>V. Reporte de precios de transferencias y el pago de dividendos a partes relacionadas, en caso de que el Distribuidor haya efectuado transacciones con partes relacionadas.</p>	<p>¿Cuál sería el objeto de este reporte para el esquema de LRM?</p>
<p>14.2 En caso de cualquier omisión o inconsistencia en la información presentada, la Comisión podrá prevenir al Distribuidor, a efecto de que éste subsane la omisión o inconsistencia identificada, dentro de un plazo de 10 (diez) días hábiles, contado a partir de que surta efecto la notificación de la prevención.</p>	

6

<p>Apartado Séptimo. Convenios de Inversión</p> <p>15. Convenios de Inversión</p> <p>15.1 Cuando la infraestructura quede en propiedad del Distribuidor y el mismo aporte los recursos de la inversión y ésta beneficie únicamente al Usuario o Usuario Final solicitante, el Distribuidor no podrá solicitar a la Comisión un ajuste a la Lista de Tarifas Máximas derivado que el Convenio de Inversión debe establecer que dicho Usuario pagará el costo de la infraestructura al Distribuidor, además, el Distribuidor sólo podrá cobrar los costos OMAV determinados de manera convencional.</p>	<p>¿Qué sucede si extensión o ampliación sea técnica pero no económicamente viable? Adicionalmente, dicha infraestructura no es que no deba utilizarse para solicitar un ajuste o modificación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, sino que no debe formar parte de la BAR para el cálculo del CAI cuando esta fue totalmente pagada por el Usuario.</p> <p>¿Por qué se incluye el cobro de los costos OMAV de manera convencional? Cabe mencionar que estos forman parte de los costos del Sistema y en algunos casos es imposible desagregarlos.</p> <p>Se sugiere modificar la redacción sobre los Convenios de Inversión para evitar limitar del desarrollo de los sistemas de distribución</p>
<p>15.2 Cuando el Usuario o Usuario Final haya cubierto la inversión de la Ampliación o Extensión del sistema y la infraestructura quede en propiedad del Distribuidor, éste último no podrá solicitar la modificación a la Lista de Tarifas Máximas aprobadas por la Comisión. En dicho supuesto, las partes pactarán las Tarifas Convencionales que correspondan por la prestación del servicio.</p>	
<p>15.3 Cuando la infraestructura de un Sistema, objeto de un Convenio de Inversión, sea posteriormente aprovechada por nuevos Usuarios y éstos paguen su costo a través de la tarifa respectiva al Distribuidor, el Convenio de Inversión deberá establecer el procedimiento para que el Distribuidor reembolse el monto proporcional al Usuario o Usuario Final que realizó la inversión inicial. Dicho procedimiento deberá ser de aplicación general y deberá estar consignado en el Convenio de Inversión.</p>	

<p>Apartado Octavo. Tarifas Convencionales</p> <p>16. Tarifas Convencionales</p> <p>16.1 Los Distribuidores sólo podrán ofrecer sus servicios bajo Tarifas Convencionales con sujeción a criterios de aplicación general y no indebidamente discriminatorios.</p>	<p>Esto contradice lo señalado en la disposición 11.19</p>
<p>16.2 Las Tarifas Convencionales deberán ser inferiores a la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados en Pesos por la Comisión, para el servicio correspondiente, a excepción de cuando se cumplan todas las siguientes condiciones, que apliquen:</p> <p>I. La vigencia pactada para la Tarifa Convencional sea por un plazo mayor a 5 (cinco) años.</p> <p>II. Al momento de pactar la Tarifa Convencional, ésta sea inferior a la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, correspondiente que se encuentren vigentes.</p> <p>III. La relación entre la Tarifa Convencional y la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados vigentes para el Servicio de Distribución se invierta como resultado de los esquemas de ajuste anuales de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.</p> <p>IV. El Distribuidor haya hecho del conocimiento de los Usuarios que el nivel de las Tarifas Convencionales acordadas pudiera llegar a ubicarse por encima de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados por la Comisión para el Servicio de Distribución, como resultado de los ajustes a que se refiere la fracción inmediata anterior.</p>	<p>¿Por qué no se considera que la relación entre ambas tarifas se pueda invertir como resultado de otro tipo de ajustes, además del anual?</p>
<p>16.3 Todos los contratos objeto de una Tarifa Convencional deberán:</p> <p>i. Hacer referencia a la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados del Servicio de Distribución aplicables de no haberse pactado una Tarifa Convencional, y establecer una vigencia determinada que no podrá ser prorrogable o renovable, sin previo consentimiento del Usuario correspondiente, y</p> <p>ii. Dar aviso de la Tarifa Convencional pactada a la Comisión.</p>	
<p>16.4 La Tarifa Convencional para el Servicio en Base Interrumpible no podrá ser mayor a la Tarifa en Base Firme correspondiente.</p>	

<p>Apartado Octavo. Disposiciones Finales</p> <p>17. Disposiciones finales</p> <p>17.1 Para efectos de cálculos, operaciones matemáticas, así como mecanismos y procedimientos establecidos en las presentes DACG de Tarifas de Distribución se considerará con redondeo a 4 (cuatro) decimales.</p>	<p>¿Cuál es la razón por la que no se especifica si es redondeo hacia abajo o hacia arriba?</p>
<p>17.2 De conformidad con el artículo 77 del Reglamento, la Comisión podrá requerir en los términos y formatos que al efecto determine, la información de costos, condiciones de operación y demás elementos estadísticos, técnicos y financieros que permitan valorar el riesgo de las actividades, el desempeño y la calidad de la prestación del servicio, para efectos de la evaluación tarifaria y sus ajustes.</p>	<p>¿esto como obedece a lo establecido en el artículo 82, fracción II, inciso b) de la Ley de Hidrocarburos, que prevé que las contraprestaciones, precios y tarifas se fijarán de acuerdo a las metodologías de aplicación general para su cálculo que para tal efecto emita la Comisión Reguladora de Energía, considerando la estimación de costos eficientes para producir el bien o prestar el servicio, así como la obtención de una rentabilidad razonable que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo estimado de financiamiento y los riesgos inherentes del proyecto, entre otros? Cuando los permisionarios proponen las tarifas, no debería existir esta evaluación, únicamente debe demostrar que dicha tarifa no excede la rentabilidad máxima. Justificar dicha evaluación.</p>

6

<p>Apartado Noveno. Disposiciones Transitorias</p> <p>PRIMERO. Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de Tarifas de Distribución por medio de ducto de Gas Natural entrarán en vigor al siguiente día hábil de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.</p>	
<p>SEGUNDO. Los Distribuidores que al momento de la entrada en vigor de las presentes DACG de Tarifas de Distribución se encuentren en proceso de aprobación de tarifas máximas iniciales, revisión quinquenal o intraquinquenal, podrán continuar con dicho proceso de conformidad con la Directiva sobre la Determinación de tarifas y el traslado de precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007.</p>	
<p>TERCERO. En el caso que la solicitud tarifaria haya sido ingresada a la Comisión previo a la entrada en vigor de las presentes DACG de Tarifas de Distribución y el Distribuidor no desee permanecer bajo el régimen regulatorio de la Directiva sobre la Determinación de tarifas y el traslado de precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007, deberá desistirse de dicha solicitud en un plazo máximo de 30 (treinta) días naturales a partir de la entrada en vigor de las presentes DACG de Tarifas de Distribución y solicitar nuevamente a la Comisión la aprobación de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados bajo lo establecido en las presentes DACG de Tarifas de Distribución, sin la presentación del pago de derechos y aprovechamiento respectivo.</p>	
<p>CUARTO. Los Distribuidores con Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados por la Comisión con el régimen regulatorio de la Directiva sobre la Determinación de tarifas y el traslado de precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007, una vez culmine el quinquenio autorizado deberán someterse y sujetarse a las presentes DACG de Tarifas de Distribución, con fundamento en los artículos transitorios Tercero de la Ley de Hidrocarburos y de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.</p>	
<p>QUINTO. Los Distribuidores que al momento de la entrada en vigor de las presentes DACG de Tarifas de Distribución se encuentren en su periodo quinquenal, así como aquellos que migren conforme al transitorio Tercero anterior, continuarán aplicando la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados previamente aprobados hasta culminar el año calendario respectivo, con la finalidad de alinearse a lo establecido en las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	
<p>SEXTO. Las presentes DACG de Tarifas de Distribución serán aplicables a los solicitantes de permisos que a la fecha de entrada en vigor de la misma aún no hubiesen obtenido la titularidad de permisos de distribución por medio de ducto de Gas Natural previstos por la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, así como los permisos vigentes que aún no soliciten la determinación de la Lista</p>	

<p>de Tarifas Máximas para el primer Periodo Regulatorio de prestación de servicios.</p>	
<p>SÉPTIMO. Los permisos con exclusividad deberán someterse y sujetarse a las presentes DACG de Tarifas de Distribución, una vez culmine el quinquenio autorizado de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados. Lo anterior, con fundamento en los artículos transitorios Tercero de la Ley de Hidrocarburos y de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.</p>	
<p>OCTAVO. Los términos de los contratos pactados por los Distribuidores con anterioridad a la entrada en vigor de las presentes DACG de Tarifas de Distribución en los que se haya pactado una Tarifa Convencional se mantendrán vigentes, sin perjuicio de las modificaciones que las partes contratantes acuerden por mutuo consentimiento, en cuyo caso dichas modificaciones se sujetarán a lo establecido en las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	
<p>NOVENO. En lo aplicable a Distribución por medio de ducto de Gas Natural, queda sin efectos la Directiva sobre la Determinación de tarifas y el traslado de precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre de 2007, a excepción de los numerales 21 y 39 hasta en tanto se explidan y entren en vigor las DACG de Servicios de Distribución. No obstante, los actos administrativos emitidos durante la vigencia de la Directiva señalada anteriormente continuarán surtiendo plenos efectos, sin perjuicio de lo dispuesto en las disposiciones transitorias de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>Mantener vigentes numerales de la Directiva, implica doble carga regulatoria y por ende un incremento en costos. ¿La Comisión realizó los ejercicios correspondientes a este incremento en costos? Cabe mencionar que, en los últimos dos años el DOF ha retrasado hasta más de 6 meses la publicación de tarifas lo que ha ocasionado daños económicos a los permisionarios.</p>
<p>DÉCIMO. En lo aplicable a Distribución por medio de ducto de Gas Natural, queda sin efectos la Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en materia de Gas Natural DIR-GAS-002-1996, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 3 de junio de 1996. No obstante, los actos administrativos emitidos durante la vigencia de la Directiva señalada anteriormente continuarán surtiendo plenos efectos, sin perjuicio de lo dispuesto en las disposiciones transitorias de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	
<p>UNDECIMO. De acuerdo con el Transitorio Séptimo de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de desarrollo de los sistemas, acceso abierto y prestación de los servicios de distribución de Gas Natural por medio de ductos, los Distribuidores que a la fecha de entrada en vigor de las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General se encuentren realizando actividades de Distribución de Gas Natural por Ducto contarán con un plazo perentorio de 1 (un) año para establecer y poner en operación los Boletines Electrónicos y los mecanismos y equipos que garanticen el acceso abierto a terceros en sus sistemas. Notificando mediante escrito a la Comisión la entrada en funcionamiento de su Boletín Electrónico.</p>	<p>La Comisión primero deberá emitir Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de desarrollo de los sistemas, acceso abierto y prestación de los servicios de distribución de Gas Natural por medio de ductos, para conocer el</p>

	<p>contenido del boletín electrónico y poder opinar sobre el plazo de su implementación.</p>
<p>ANEXO I</p> <p>METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL</p> <p>1. Objetivo</p> <hr/> <p>Presentar y sustentar los criterios que componen la metodología para la determinación del Costo de Capital aplicable a los Permisarios de Distribución por ducto de gas natural en México. La determinación del Costo de Capital será utilizada como el Límite de Rentabilidad Máximo (LRM), que servirá de referencia para la supervisión anual de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados al Distribuidor.</p>	<p>¿Qué base de datos y memoria de cálculo utilizó la Comisión para determinar el costo de capital inicial? ¿Por qué no fue incluida dicha base en los documentos que forman parte del análisis?</p>

6

<p>2. Fundamento</p> <p>Se divulga la metodología del Costo de Capital empleado para la determinación del LRM, con fundamento en el artículo 82 del Reglamento que indica:</p> <p><i>"La Comisión expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, los formatos y especificaciones, para la determinación de las contraprestaciones, precios y tarifas de las actividades reguladas".</i></p> <p>Asimismo, de acuerdo con el inciso b, fracción II del artículo 82 de la Ley señala que:</p> <p><i>"Para aquellos bienes o servicios que no sean susceptibles de comercializarse en el mercado internacional, las contraprestaciones, precios y tarifas se fijarán de acuerdo a las metodologías de aplicación general para su cálculo que para tal efecto emita la Comisión Reguladora de Energía, considerando la estimación de costos eficientes para producir el bien o prestar el servicio, así como la obtención de una rentabilidad razonable que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo estimado de financiamiento y los riesgos inherentes del proyecto, entre otros".</i></p> <p>En la evaluación para determinación del Costo de Capital, la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) emplea el Modelo de Valuación de Activos de Capital denominado Modelo CAPM (<i>Capital Asset Pricing Model</i>), debido a que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Es una técnica de evaluación financiera utilizada por analistas y organismos reguladores a nivel internacional. Se toman como referencia parámetros de proyectos de inversión en la industria de hidrocarburos, riesgos asociados al desarrollo y operación de los sistemas y el comportamiento de la estructura de capital histórico del Permisionario. • Es una técnica que cumple con el propósito de establecer reglas claras que partan de referencias observables y con resultados predecibles y transparentes. • "Determina el rendimiento esperado que en promedio tendrán los inversionistas en el mediano o largo plazo; es una guía para la empresa para establecer el rendimiento de sus inversiones" (Bravo, 2011:171-172).¹² <p>A continuación, se presentan los criterios que la Comisión ha tomado al momento de determinar el Costo de Capital y los detalles alrededor de la metodología empleada.</p>	<p>El Costo de Capital calculado mediante el modelo de CAPM no puede ser utilizado como el LRM debido a que el Costo de Capital representa la rentabilidad a largo plazo que se le debe exigir a la inversión por renunciar a un uso alternativo de los recursos, mientras que el LRM es la tasa de rentabilidad máxima con la cual se determina el máximo beneficio que los Distribuidores podrán obtener por la retribución de la prestación de sus servicios.</p> <p>Para establecer el LRM, se debe calcular los TRO de las empresas seleccionadas en la muestra y utilizar el promedio aritmético.</p> <p>Si bien la Comisión justifica la parte teórica de porque el modelo CAPM es el mejor, ¿Por qué no es justificado numéricamente?</p>
---	---

¹² "En el modelo CAPM se establece que los parámetros que la componen tienen que ser estables en el tiempo, no pueden tomarse parámetros coyunturales, porque no se está midiendo un rendimiento de corto plazo" (Bravo, 2011:172).

3. Técnica de análisis de riesgo financiero utilizada

Con el propósito de autorizar una tasa de rentabilidad apropiada para la actividad de distribución por ducto de gas natural, la Comisión determinó una tasa de rentabilidad equivalente al Costo de Capital determinado a partir de la metodología CAPM.

"El costo de capital corresponde a aquella tasa que se utiliza para determinar el valor actual de los flujos futuros que genera un proyecto y representa la rentabilidad que se le debe exigir a la inversión por renunciar a un uso alternativo de los recursos en proyectos de riesgos similares" (Sapag y Sapag, 2008:344).

Por ser un mercado de referencia maduro que cuenta con información representativa, se utiliza el mercado accionario de las empresas con actividades de *midstream*¹³ de Estados Unidos de América (EE. UU.) como referencia de los parámetros del Modelo CAPM. Se le aplica un ajuste por el riesgo país, para reconocer las diferencias entre el riesgo que aplica a las empresas en el mercado de referencia y México (*ibid.* 363).¹⁴

¹³ Las actividades consideradas son: transporte, almacenamiento, procesamiento primario y comercialización de hidrocarburos.

¹⁴ Acerca del modelo CAPM: "Se destaca su gran popularidad y utilidad en los mercados financieros desarrollados. Sin embargo, los financistas han discutido su aplicabilidad en países emergentes. [...] Debemos de coincidir en que si se quiere asumir algún mercado bursátil emergente (el total de acciones locales flotando en aquel mercado) como representante del comportamiento de mercado que se utiliza dentro de la formulación del CAPM, no se obtendrán buenos resultados. [...] Entonces surgen diversas aproximaciones para calcular el costo de oportunidad de sectores y empresas que no tienen cotizaciones o cotizan en la bolsa local. Estos modelos se basan en el siguiente principio: es posible trasladar los rendimientos que se obtienen en un sector determinado, de un mercado desarrollado a un mercado emergente, incrementándole la tasa de riesgo país" (*ibid.* 191-192).

3.1. Formulación del Modelo CAPM

La ecuación del Modelo CAPM utilizada para determinar el costo de capital en términos nominales (Bravo, 2011:195), es la siguiente:

$$r_e^N = r_f + \frac{\sigma_D}{\sigma_T} [\beta(r_m - r_f)] + r_p$$

Donde:

- r_e^N = Es el rendimiento estimado equivalente al costo de capital nominal acorde a un determinado periodo histórico o periodo de muestra, redondeado a 4 (cuatro) decimales.
- r_f = Tasa libre de riesgo, equivalente al rendimiento de los bonos emitidos a 30 años en Estados Unidos de América.
- r_m = Tasa de rendimiento del mercado accionario en Estados Unidos de América.
- $r_m - r_f$ = Prima de mercado en Estados Unidos de América.
- r_p = Riesgo país de México.
- $\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$ = Coeficiente de volatilidad entre la actividad de distribución y la de transporte de hidrocarburos por ducto.
- β = Es el parámetro beta específico de la entidad evaluada, resultante de la Beta sectorial de las empresas con actividades de *midstream* en Estados Unidos de América y el nivel de endeudamiento de la entidad evaluada, conforme a la ecuación del apartado 6.

No es congruente la determinación de una rentabilidad nominal para determinar tarifas que serán incrementadas por inflación, explicar de qué manera es congruente para la Comisión y qué relación mantienen dichas variables.

Se solicita a la Comisión justifique estadísticamente la reducción de las ventanas temporales en:

- Tasa libre de riesgo
- Rendimiento en el mercado accionario
- Riesgo país

Asi como, el beneficio de reducir dichas ventanas temporales.

Se solicita a la Comisión demuestre porque es más representativo el uso de ventanas a más corto plazo en el cálculo del CAPM usado en el mercado de distribución en México

Dado que la medida de CAPM será calculada anualmente con ventanas temporales de datos de 5 años y de acuerdo con el análisis Anexo 3, puede haber variaciones de más del 20% entre un año y otro. Por lo anterior, se solicita la Comisión explique a través de qué medida regulatoria minimizaría el riesgo anual de cambios bruscos en las tarifas máximas aprobadas como resultado de la volatilidad de las

	<p>ventanas temporales seleccionadas.</p> <p>Se solicita a la Comisión determine una metodología estadística y regulatoria que se use cuando; como resultado de utilizar de ventanas temporales de 5 años la prima de mercado sea negativa.</p> <p>Se solicita a la Comisión detalle si existirá una metodología estadística y regulatoria que limite el valor de la prima del mercado cuando esta exceda un x% como resultado de uso de ventanas temporales de 5 años.</p> <p>Como puede leerse en los dos cuestionamientos anteriores la prima de mercado puede fluctuar drásticamente, por el uso de ventanas temporales de 5 años, por lo que se solicita a la Comisión manifieste el análisis elaborado para garantizar la estabilidad que los usuarios finales de distribución requieren.</p> <p>Se solicita la Comisión indique mediante qué medida estadística se pretenden eliminar las coyunturas económicas que afectan directamente el resultado de la metodología de CAPM por el uso de ventanas temporales de solo 5 años?</p>
--	--

6

	<p>Se solicita a la Comisión detalle la comparativa que realizó para determinar el beneficio de usar ventanas temporales de 5 años en lugar de 30 años, tal como lo hace el resto de los organismos reguladores en Latinoamérica</p> <p>En el apartado 6. En el caso de la beta, la Comisión presenta una razón de volatilidad y no de endeudamiento.</p> <p>¿Por qué la CRE no considera el costo de los financiamientos?</p>
--	--

6

<p>3.2. Año de cierre de muestra para estimación del costo de capital</p> <p>Se entiende como el último año de un periodo utilizado como muestra de información contable y financiera histórica, para estimar el costo del capital y se define como <i>T</i>.</p>	
<p>4. Parámetro <i>beta</i></p> <p>El parámetro <i>beta</i> es un indicador del riesgo de la inversión en acciones (activos), que permite establecer qué tan sensible es la rentabilidad de una acción cuando se presentan cambios en la rentabilidad del mercado (Bravo, 2011:172 y Brealey <i>et al.</i> 2010:194).</p> <p>Por tanto, la <i>beta</i> reflejará el grado de volatilidad de dicho activo, es decir, el grado de riesgo por cada fluctuación que tenga el rendimiento del mercado.</p>	

4.1. Consideraciones

Se estableció que las empresas que prestan servicios regulados de *midstream* y que participan en el mercado accionario mexicano no son suficientes para arrojar información bursátil robusta y representativa, por lo que, no es posible la aplicación directa del Modelo CAPM sobre empresas mexicanas; a efecto de superar esta problemática, la Comisión determinó aplicar variantes al modelo con el propósito de obtener resultados que reflejen de manera efectiva el costo de oportunidad del capital invertido, mediante el uso de un mercado de referencia maduro en el que coticen empresas que participen en actividades de *midstream* que estén sujetas a regulación, como es el de Estados Unidos de América y un ajuste por el riesgo país, para reconocer las diferencias entre el riesgo que aplica a las empresas en el mercado de referencia y México.

Por tanto, el parámetro *beta* se obtendrá de las empresas con actividades de *midstream* estimado a partir de la información bursátil de una muestra de empresas de Estados Unidos de América. La metodología consiste en seleccionar bajo criterios transparentes y consistentes una muestra de empresas y calcular el parámetro *beta* de cada una de ellas mediante una regresión lineal.

Posteriormente, a la *beta* de cada entidad se le aplica un ajuste comúnmente utilizado por analistas financieros llamado ajuste *Bloomberg*. Adicionalmente cada *beta* es ajustada para reflejar el apalancamiento financiero específico de la entidad, donde una vez realizadas las estimaciones para cada elemento de la muestra con sus respectivos ajustes, se obtiene el parámetro *beta* promedio de la industria de *midstream* en los Estados Unidos de América.

Si bien más adelante se establecen los criterios para determinar la muestra, no es claro si en esta se incluyeron todas las empresas que cumplían los criterios o solo se seleccionaron algunas que se acercan a una tasa específica.

Si bien menciona que las empresas muestran son similares dado que están sujetas a regulación, ¿la regulación para estas implica costos de cumplimiento similares que para los distribuidores en México? Favor de brindar el ejercicio.

Dado que las empresas muestran pertenecen a un mercado maduro y con mayor desarrollo, ¿Qué impacto tiene al emplear al mercado de distribución en México que no sostiene el mismo nivel de desarrollo?

¿Qué análisis realizó la Comisión para determinar que la muestra de empresas era la óptima, es decir, cuantas muestras distintas empleo (distintos países y empresas) y que resultados obtuvo?

<p>4.2. Muestra representativa</p> <p>La selección de la muestra representativa tiene como propósitos:</p> <p>a) Contar con un valor equilibrado que refleje condiciones del mercado en el largo plazo y con ello evitar una señal volátil en función de coyunturas, y que al mismo tiempo considere las condiciones recientes de rentabilidad de la actividad de transporte de hidrocarburos en el mercado de referencia. Para lo cual debe haber disponibilidad de información en el mercado bursátil de referencia.</p> <p>b) Contar con una serie de datos representativa por conveniencia estadística.</p> <p>Se consideró una muestra de empresas que cumplen con los siguientes criterios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contar con información bursátil durante un periodo de 5 (cinco) años, considerando el Año de cierre de muestra y 4 años previos al Año de cierre de muestra, de conformidad con los previamente señalado en el inciso a) de la presente disposición. • Tener una razón deuda/capital en valor positivo durante el periodo muestra de 5 (cinco) años a partir de la información contable disponible. • Disponibilidad de información en sitios web de análisis financiero. • Contar con al menos un 50% de activos o de ingresos correspondientes a actividades de <i>midstream</i> (<i>Federal Energy Regulatory Commission, 2020:37</i>).¹⁵ 	<p>Conforme a lo señalado en el Anexo I, "en el modelo CAPM se establece que los parámetros que la componen tienen que ser estables en el tiempo, no pueden tomarse parámetros coyunturales, porque no se está midiendo un rendimiento de corto plazo", en este sentido, se estima que considerar 5 años de datos de los parámetros del modelo es un periodo muy corto, y por tanto, podría considerar fenómenos coyunturales.</p> <p>Se solicita la Comisión demuestre cual será el incentivo para desarrollar redes de distribución de gas natural bajo una metodología de alta volatilidad.</p>								
<p>La selección de la muestra de empresas fue obtenida de:</p> <table border="1" data-bbox="224 1354 852 1692"> <tr> <td colspan="2">Selección de empresas de Transporte de Hidrocarburos</td> </tr> <tr> <td>Mercado bursátil</td> <td><i>New York Stock Exchange (NYSE)</i></td> </tr> <tr> <td>Sector</td> <td><i>Oil & Gas Pipelines</i></td> </tr> <tr> <td></td> <td>Operadores de ductos que transportan crudo, gas natural u otro tipo de hidrocarburo.</td> </tr> </table>	Selección de empresas de Transporte de Hidrocarburos		Mercado bursátil	<i>New York Stock Exchange (NYSE)</i>	Sector	<i>Oil & Gas Pipelines</i>		Operadores de ductos que transportan crudo, gas natural u otro tipo de hidrocarburo.	
Selección de empresas de Transporte de Hidrocarburos									
Mercado bursátil	<i>New York Stock Exchange (NYSE)</i>								
Sector	<i>Oil & Gas Pipelines</i>								
	Operadores de ductos que transportan crudo, gas natural u otro tipo de hidrocarburo.								

¹⁵ Esta información puede consultarse en los formatos 10-K de cada entidad de la muestra representativa. Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

<p>4.3. Estimación del parámetro <i>beta</i> para cada empresa de la muestra representativa</p> <p>Para estimar el parámetro <i>beta</i> de cada empresa que conforma la muestra representativa, se sigue este procedimiento:</p>									
<p>representativa, se sigue este procedimiento:</p> <p>4.3.1. Cálculo de rendimientos de acciones</p> <p>Para cada uno de los meses del periodo de estudio y para cada entidad de la muestra se calcula la variación o el rendimiento logarítmico de sus acciones, a partir de la siguiente ecuación:</p> $r_t = \ln \left[\frac{P_t}{P_{t-1}} \right]$ <p>Donde:</p> <p>r_t = Es la variación o rendimiento diario del valor de la acción. P_t = Es el precio de la acción de cierre ajustado¹⁶ en el día t P_{t-1} = Es el precio de la acción de cierre ajustado en el día $t-1$</p> <p>El portal que contiene la información accionaria histórica de las empresas que componen la muestra representativa es el siguiente:</p>									
<table border="1"> <tr> <td colspan="2">Rendimientos mensuales de acciones</td> </tr> <tr> <td></td> <td><i>Historical Data - Yahoo!</i></td> </tr> <tr> <td>Fuente de consulta</td> <td><i>Finance</i></td> </tr> <tr> <td></td> <td>https://finance.yahoo.com/</td> </tr> </table>	Rendimientos mensuales de acciones			<i>Historical Data - Yahoo!</i>	Fuente de consulta	<i>Finance</i>		https://finance.yahoo.com/	
Rendimientos mensuales de acciones									
	<i>Historical Data - Yahoo!</i>								
Fuente de consulta	<i>Finance</i>								
	https://finance.yahoo.com/								

¹⁶ De acuerdo con el sitio web *Yahoo! Finance*, los precios de cierre ajustados tienen el ajuste por las divisiones y distribuciones de dividendos o ganancias de capital.

4.3.2. Cálculo de rendimientos del mercado accionario

Para cada uno de los días del periodo de estudio seleccionado, se calcula el rendimiento logarítmico del mercado accionario de Estados Unidos de América, de la misma forma en que se obtienen los rendimientos de las acciones de cada entidad, a partir de la siguiente ecuación:

$$r_t = \ln \left[\frac{P_t}{P_{t-1}} \right]$$

Donde:

- r_t = Es el rendimiento del índice entre los días t y $t-1$.
- P_t = Es el precio de cierre del mercado de referencia en el día t .
- P_{t-1} = Es el precio de cierre del mercado de referencia en el día $t-1$.

Rendimientos mensuales de acciones

Serie *Standard & Poor's 500 Total Returns (S&P 500 TR)*

Descripción Incluye el efecto del pago de dividendos en cada una de las empresas que lo conforma, está compuesto por las 500 empresas de mayor capitalización bursátil de Estados Unidos de América y frecuentemente es utilizado como el indicador que representa al mercado accionario estadounidense.

Frecuencia Datos diarios del periodo de muestra.

Fuente de consulta *Historical Data - Yahoo! Finance.*
<https://finance.yahoo.com/>

6

<p style="text-align: center;">4.3.3. Estimación de la beta apalancada</p> <p>El parámetro <i>beta</i> apalancado es estimado a partir de un modelo de regresión lineal con los rendimientos observados con los criterios establecidos en las disposiciones 4.3.1 y 4.3.2. Se toman como datos de la variable dependiente los rendimientos diarios de las acciones de la entidad (disposición 4.3.1) durante el periodo de evaluación y como datos de la variable independiente las variaciones en el índice S&P 500 TR (disposición 4.3.2).</p> <p>Se define a la <i>beta</i> de una entidad <i>k</i> como:</p> <p style="text-align: center;"><i>Beta</i> relativa al portafolio de mercado = $\beta_k = \frac{\sigma_{i,m}}{\sigma_m^2}$</p> <p>Donde:</p> <p>$\sigma_{i,m}$ = Es la covarianza entre los rendimientos de la acción y los rendimientos del mercado.</p> <p>σ_m^2 = Es la varianza de los rendimientos del mercado.</p> <p>"Esta razón de covarianza con respecto a la varianza mide la contribución de una acción al riesgo del portafolio" (Brealey <i>et al.</i> 2010:196).</p>	
<p>4.4. Ajuste Bloomberg</p> <p>A cada uno de los parámetros <i>beta</i> estimados con la disposición 4.3.3 se les aplica el ajuste denominado <i>Bloomberg</i>. El objetivo de este ajuste es corregir la dispersión de las betas, elevando las betas menores a 1 y disminuyendo las betas mayores a dicha cifra (Bravo, 2011:203).¹⁷</p>	<p>¿Cuáles o cual fue el estudio que realizó la Comisión para determinar que ajuste <i>Bloomberg</i> es el adecuado? Mostrar análisis y resultados.</p>
<p>4.4.1. Ecuación del ajuste Bloomberg</p> <p>El parámetro <i>beta</i> resultante del ajuste <i>Bloomberg</i> se calcula con la siguiente ecuación¹⁸:</p> ${}^b\beta_k = \frac{2}{3} * \beta_k + \frac{1}{3}$ <p>Donde:</p> <p>${}^b\beta_k$ = Es el parámetro <i>beta</i> para la entidad <i>k</i> resultante del ajuste <i>Bloomberg</i>.</p> <p>β_k = Es el parámetro <i>beta</i> calculado para determinada entidad <i>k</i> con el criterio establecido en la disposición 4.3.3</p>	

¹⁷ "La razón es que los (*sic*) betas menores a 1 son, por lo general, de empresas que tienen poco nivel de transacciones en los mercados (efecto de "pequeña empresa"), por lo tanto, son afectados por un retraso en la estimación correcta de los precios accionarios. Por el contrario, los precios con betas mayores a 1 son, por lo general, de acciones que se transan activamente (se trata de empresas más grandes usualmente) y pueden sufrir efectos de sobre-reacción a la nueva información" (Bravo, 2011:203).

¹⁸ A diferencia de Sergio Bravo (2011), la Comisión determinó emplear los coeficientes de 2/3 y 1/3 en vez de 0.66 y 0.34, por considerarlos más precisos.

6

4.5. Ajuste por desapalancamiento

Seguidamente, es necesario desapalancar las betas estimadas por la estructura de capital de la empresa, de forma que se pueda apalancar con la estructura de capital que el regulador considere adecuada para la industria.

Para desapalancar la *beta* de referencia es necesario conocer la tasa de impuesto corporativo para el mercado en cuestión y la estructura de capital de las empresas consideradas en la muestra. Por tanto, el parámetro *beta* de cada entidad seleccionada, se calcula libre del efecto de su nivel de endeudamiento. Las razones para eliminar tal efecto son:

- Contar con una medida de riesgo de la actividad de transporte de hidrocarburos que no esté distorsionada por el riesgo que el mercado percibe por el nivel de endeudamiento específico de cada empresa.
- Los parámetros *beta* estimados en la disposición 4.3.3 incluyen implícitamente el efecto del nivel de apalancamiento propio de cada entidad debido a que están basados en cotizaciones de mercado y dichas cotizaciones se derivan de elementos de riesgo perceptibles por los inversionistas, incluidos aquellos asociados con un incumplimiento potencial de compromisos financieros.

6

<p>4.5.1. Razón Deuda/Capital Contable</p> <p>Para la determinación de la razón deuda/capital contable se requieren las hojas de balance de cada entidad, con la finalidad de obtener el dato correspondiente a la deuda como la variable denominada Deuda de largo plazo (D); así como el capital contable de la entidad (E).</p> <p>Por tanto, se consideró que la razón deuda/capital contable de cada entidad es el promedio aritmético de dichas razones del periodo de muestra de 5 (cinco) años, tal como se detalla a continuación:</p> $\left(\frac{D}{E}\right)_k = \frac{1}{5} \sum_{i=T-4}^T \left(\frac{D}{E}\right)_i$ <p>Donde:</p> <p>$\left(\frac{D}{E}\right)_k$ = Es el promedio de las razones deuda-capital accionario de la entidad k.</p> <p>$\left(\frac{D}{E}\right)_i$ = Es la razón deuda-capital accionario de la entidad k en el año i.</p> <p>Es importante aclarar, que se consideran únicamente las razones deuda-capital accionario con valores positivos.</p>	
<p>4.5.2. Tasa impositiva del mercado de referencia</p> <p>Por utilizarse parámetros del mercado de referencia, en la fórmula de la disposición 4.5, se consideró la tasa corporativa del Impuesto Sobre la Renta combinada, es decir, federal y local, en Estados Unidos de América, disponible en el sitio web de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).¹⁹</p>	

¹⁹ Organisation for Economic Co-operation and Development (2021). Statutory corporate income tax rate. Recuperado de: https://stats.oecd.org/index.aspx?DataSetCode=Table_111

4.5.3. Ecuación de ajuste por desapalancamiento

Los parámetros beta ajustados por desapalancamiento se calculan conforme la siguiente ecuación (Bravo, 2011:203):

$${}_{des}^b\beta_k = \frac{{}^b\beta_k}{1 + \left(\frac{D}{E}\right)_k (1 - \tau)}$$

Donde:

- ${}_{des}^b\beta_k$ = Es el parámetro *beta* para la entidad *k* ajustado por el desapalancamiento.
- ${}^b\beta_k$ = Es el parámetro beta para la entidad *k* resultante del ajuste *Bloomberg*.
- $\left(\frac{D}{E}\right)_k$ = Es el promedio de las razones deuda-capital accionario de la empresa *k*, estimado conforme a lo dispuesto en la siguiente disposición 4.5.1.
- τ = Es la tasa efectiva de impuestos del Año del cierre de muestra del mercado de referencia.

6

1.1. Beta sectorial

Una vez que se obtienen todas las betas desapalancadas de cada empresa, con los criterios de la disposición 4.5 se obtiene un promedio ponderado de *betas*²⁰ de la muestra seleccionada en el mercado de referencia, mediante la siguiente fórmula:²¹

$$\beta_s = \frac{\sum_{des} \beta_k^b * AT_k}{\sum AT_k}$$

Donde:

- $\beta_s =$ Es la Beta sectorial obtenida del promedio ponderado de betas de las empresas que componen la muestra del mercado de referencia.
- $\beta_k^b =$ Es la beta desapalancada de cada entidad de la muestra del mercado de referencia.
- $AT_k =$ Es la Capitalización de mercado de cada entidad, calculada como el producto de las Acciones en circulación (*Shares Outstanding*)²² por el precio de las acciones de dicha entidad al cierre del periodo de muestra empleado.
- $\sum_{des} \beta_k^b * AT_k =$ Es la sumatoria del producto de las betas desapalancadas de cada entidad por la Capitalización del mercado de cada empresa.
- $\sum AT_k =$ Es la sumatoria de la Capitalización del mercado de las empresas de la muestra representativa.

²⁰ "Se debe encontrar un (*sic*) beta promedio, pero este debe resultar del siguiente criterio: Las empresas que tendrán una mayor influencia sobre el rendimiento del sector serán las de mayor tamaño, que serán identificadas por tener los mayores activos. No obstante, estos activos deben derivar del dimensionamiento del patrimonio a precios de mercado, es decir, que se debe utilizar el patrimonio a precios de bolsa o la capitalización de mercado" (Bravo, 2011:207).

²¹ La fórmula se basa en Bravo (2011:207-208). A diferencia de la referencia señalada, la Comisión no empleó el valor de la deuda en esta fórmula, por considerarse que ya se utilizó en el desapalancamiento de las betas de cada empresa, de acuerdo con la fórmula de la disposición 4.5.1.

²² Se pueden obtener de las hojas de balance de cada entidad en el sitio web de información financiera.
Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

<p>5. Determinación parámetro <i>beta</i> específico de cada Permisionario de Transporte por ducto de gas natural en México</p> <hr/> <p>El parámetro <i>beta</i> definido en la disposición 4.6 anterior está libre de efecto por endeudamiento de cada entidad. Para reconocer el nivel de apalancamiento individual, la <i>beta</i> específica de cada entidad regulada en México se calcula de la siguiente manera:</p> $\beta = \beta_S * [1 + \left(\frac{D}{E}\right) (1 - T_{ISR})]$ <p>Donde:</p> <p>β = Es el parámetro <i>beta</i> apalancado específico de la entidad regulada en evaluación.</p> <p>β_S = Es el promedio ponderado de las <i>betas</i> desapalancadas de la muestra de empresas con actividades de <i>midstream</i> en Estados Unidos de América</p> <p>$\frac{D}{E}$ = Es la razón deuda-capital propio de la entidad regulada en evaluación.</p> <p>T_{ISR} = Es la tasa impositiva sobre el rendimiento en México, conforme al artículo 9 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta.</p>	
<p>6. Coeficiente de volatilidad entre la actividad de distribución y la actividad de transporte por ducto de gas natural</p> <hr/> <p>El ajuste para reflejar el riesgo de la actividad de distribución se lleva a cabo mediante la siguiente ecuación:</p> $\frac{\sigma_D}{\sigma_T} = \frac{\sigma^2_{distribución}}{\sigma^2_{transporte}}$ <p>Donde:</p> <p>$\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$ = Es la razón de volatilidades de las actividades de distribución y transporte por ducto de Gas Natural.</p> <p>$\sigma^2_{distribución}$ = Es la volatilidad de la rentabilidad observada en la actividad de distribución por ducto en Estados Unidos de América.</p> <p>$\sigma^2_{transporte}$ = Es la volatilidad de la rentabilidad observada en la actividad de transporte por ducto en Estados Unidos de América.</p>	
<p>En la cual, la volatilidad de cada uno de los servicios previamente mencionados fue calculada como la desviación estándar de los últimos 5 (cinco) años del precio ajustado de la acción de las empresas asociadas a la actividad de transporte y distribución de gas natural que operan en el mercado estadounidense, obteniendo un cociente de volatilidades de las</p>	

6

<p>actividades de distribución y transporte por ducto de gas natural inferior a 1 (uno).</p> <p>La Comisión observa que derivado de las condiciones macroeconómicas del mercado mexicano, la actividad de distribución por ducto presenta un mayor riesgo a la actividad de transporte por ducto de gas natural debido a que son sistemas en continuo desarrollo para abastecer a un mayor número de usuarios, lo que implica desarrollar diversas estrategias comerciales para penetrar al mercado.</p> <p>Por lo anterior, se determina que el cociente de volatilidades de las actividades de distribución y transporte por ducto de gas natural equivale a 1 (uno), siempre y cuando, el cálculo de éste referido anteriormente, sea inferior.</p>	<p>Hemos destacado una afirmación que hace la CRE con la que estamos de acuerdo.</p> <p>Dado que este reconocimiento de que la distribución es más riesgosa y por tanto requeriría una mayor retorno, ¿por qué la CRE no refleja este riesgo en un premio sobre la actividad de transporte, tal como lo reconoce en la metodología vigente?</p>
--	---

6

7. Rendimiento de la tasa libre de riesgo

La tasa libre de riesgo es el parámetro que indica el rendimiento con el que los inversionistas estarán satisfechos, si son indiferentes al riesgo (Ross *et al.*, 2012:736).

“Aunque ningún bono está completamente libre del riesgo de incumplimiento, los certificados y bonos del Tesoro de Estados Unidos se aproximan a este ideal tanto como es posible. Ningún instrumento del Tesoro ha incurrido en incumplimiento jamás y, por lo menos hasta el momento, se considera que ninguno de estos instrumentos corre el más leve peligro de futuro incumplimiento. Por esta razón, los instrumentos del Tesoro se consideran, en general, libres de riesgo” (*ibid*, 2012:396).

La Comisión consideró bonos de largo plazo, es decir, con vencimiento a 30 (treinta) años, por ser un instrumento de larga duración y equiparable al de un permiso de transporte o distribución por ducto de gas natural otorgado por la Comisión.

El periodo muestra de los datos de la tasa libre de riesgo contempla un horizonte de 5 (cinco) años, el Año de cierre de muestra y 4 años previos, en consistencia con la estimación de la Beta sectorial.

A continuación, se detalla la fuente utilizada:

Rendimiento de la tasa libre de riesgo	
Institución gubernamental	<i>U.S. Department of the Treasury</i>
Tipo de tasa	<i>Daily Treasury Yield Curve Rates 30 years</i>
Descripción:	<i>La curva se basa en los rendimientos de la oferta del mercado del cierre de los valores del Tesoro negociados en el mercado extrabursátil. Estos rendimientos de mercado se calculan a partir de una combinación de cotizaciones obtenidas por el Banco de la Reserva Federal de Nueva York.</i>
Frecuencia	Valores diarios.
Unidad	Porcentaje (%)
Fuente de consulta	https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/pages/TextView.aspx?data=yieldYear&year=2019

6

<p>7.1. Estimación de la tasa libre de riesgo</p> <p>La ecuación utilizada para calcular la tasa libre de riesgo de largo plazo es:</p> $r_f = \frac{1}{N} \sum_{i=T-4}^T \sum_{j=1}^n r_{ij}$ <p>Donde:</p> <p>r_f = Es el rendimiento de la tasa libre de riesgo del mercado de referencia de largo plazo estimado.</p> <p>r_{ij} = Es el rendimiento del bono a 30 años correspondiente al día j en el año i.</p> <p>i = Es el año i del periodo de muestra</p> <p>j = Es el día hábil del mercado de referencia en el año i.</p> <p>n = Es el último día hábil del mercado de referencia en el año i.</p> <p>T = Es el año del cierre del periodo muestra.</p> <p>$T - 4$ = Es el año al que refiere 4 años antes del Año del cierre del periodo muestra, para definir una duración de 5 años de dicho periodo.</p> <p>N = Es la cantidad de días hábiles del mercado de referencia comprendidos en el periodo de evaluación por 5 años.</p>	
<p>8. Prima de mercado</p> <hr/> <p>8.1. Rendimiento del mercado accionario</p> <p>El rendimiento del mercado accionario de Estados Unidos de América es calculado a partir de los rendimientos de la serie S&P 500 TR.</p>	

6

<p>8.1.1. Serie histórica considerada del índice S&P 500 TR</p> <p>En consistencia con el periodo de muestra de la estimación de la Beta sectorial, la muestra de datos históricos de la serie S&P 500 TR cubre un periodo de 5 años, el Año cierre de muestra y 4 (cuatro) años previos. Las razones que sirven a este criterio son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contar con un valor que refleje condiciones del mercado en el largo plazo y con ello evitar una señal volátil en función de coyunturas. • Contar con una serie de datos suficientemente numerosa por conveniencia estadística. • Congruencia metodológica con la estimación de la tasa libre de riesgo. 	<p>Las razones de recorte de series que enlista la Comisión son:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. <i>Contar con un valor que refleje condiciones del mercado en el largo plazo y con ello evitar una señal volátil en función de coyunturas.</i> b. <i>Contar con una serie de datos suficientemente numerosa por conveniencia estadística.</i> c. <i>Congruencia metodológica con la estimación de la tasa</i>
---	---

6

	<p><i>libre de riesgo.</i></p> <p>Por lo cual se solicita a la Comisión exponga y exhiba el análisis estadístico que le permitió llegar a estas conclusiones.</p> <p>Toda vez que en el las DACG se muestra que las medidas estadísticas de dispersión de: "coeficiente de variación" y "distancia intercuartílica" son mayores cuando la ventana temporal es más corta, se solicita a la Comisión indique claramente cuáles fueron las medidas estadísticas usadas para aseverar que ventanas temporales de 5 años evitan la volatilidad de las variables en cuestión.</p> <p>Se solicita la Comisión justifique que los cambios tan drásticos en el valor del LRM no afectará el desarrollo de la industria a gas natural y por lo tanto la economía de las regiones donde existe las redes de distribución de gas natural</p>
--	--

6

<p>8.1.2. Cálculo de rendimientos del mercado accionario en Estados Unidos de América</p> <p>Se calcula el rendimiento o variación anual del mercado accionario de Estados Unidos de América con el índice S&P 500 TR, a partir de las siguientes ecuaciones:</p> $r_m^d = \frac{1}{N} \sum_{i=T-4}^T \sum_{j=1}^n \ln\left(\frac{r_j}{r_{j-1}}\right)$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> r_m^d = Es el promedio aritmético diario del rendimiento del mercado accionario. r_j = Es el índice del día j. r_{j-1} = Es el índice del día hábil del mercado de referencia anterior al día j. i = Es el año i del periodo de muestra j = Es el día hábil del mercado de referencia en el año i. T = Es el año del cierre del periodo muestra, $T - 4$ = Es el año al que refiere 4 años antes del Año del cierre del periodo muestra, para definir una duración de 5 años de dicho periodo. n = Es el último día hábil del mercado de referencia en el año i. N = Es la cantidad de días con información del rendimiento de mercado en el periodo de evaluación por 5 años. 	
<p>8.1.3. Ecuación del rendimiento del mercado anualizado</p> <p>Para anualizar el Promedio aritmético diario obtenido, se asume una tasa de interés continua, conforme a la siguiente fórmula:</p> $r_m = e^{r_m^d \cdot \frac{1}{5}N} - 1$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> r_m = Es el rendimiento anualizado del mercado accionario en Estados Unidos de América, estimado para el periodo que va de los años T a $T-4$. r_m^d = Es el promedio aritmético diario del rendimiento del mercado accionario $\frac{1}{5}N$ = Es el promedio anual de la cantidad de días con información del rendimiento de mercado en el periodo de evaluación por 5 años, para anualizar r_m^d. 	<p>Se solicita a la Comisión explique porque la tasa equivalente anual del mercado accionario no es convertida con un periodo de 251.8 días, en lugar de tomar los días que componen un año.</p> <p>Se solicita la Comisión detalle matemáticamente la consistencia de obtener una prima de mercado usando una tasa equivalente del mercado accionario convertida con 251.8 días y una tasa equivalente libre de riesgo usando un periodo de 365 días.</p>

8.2. Prima de mercado

La prima de mercado de Estados Unidos de América es calculada a partir de la diferencia entre el rendimiento de mercado accionario, calculado conforme a la disposición 9.1.3 anterior y el rendimiento de la tasa libre de riesgo en Estados Unidos de América estimado conforme a la disposición 8.1.

La prima de mercado de Estados Unidos de América de largo plazo en términos nominales se define como:

$$p = r_m - r_f$$

Donde:

- p = Es la prima de mercado estimada para el periodo de evaluación de los años T a $T-4$.
- r_m = Es el rendimiento del mercado accionario en Estados Unidos de América.
- r_f = Es el rendimiento de la tasa libre de riesgo en Estados Unidos de América.

En el contexto de inversiones a largo plazo es importante recoger un plazo significativo de comportamiento de mercado, dado el impacto de volatilidad de coyuntura de mercado y su carácter cíclico, y los cambios en las políticas monetarias. El tomar plazos de referencia tan cortos puede distorsionar la sostenibilidad de retorno sobre la inversión.

En la serie histórica se puede observar que hay años e incluso periodos de 5 años en donde la prima de mercado es negativa y otros años y periodos en donde la prima de mercado es muy elevada y los efectos serían contrarios. Por lo anteriormente expuesto lo razonable es que la prima de mercado se calcule para un plazo de tiempo superior (generalmente se hace desde 1927), a efectos de que los efectos cíclicos se compensen y que la señal que se envíe, en cuanto a inversión, sea más estable y previsible, favoreciendo de esta forma las inversiones a largo plazo y evitando la volatilidad excesiva de las tasas de retribución.

<p>9. Riesgo país</p> <p>Como se señaló anteriormente, al estimar el costo de capital en un mercado de referencia y emplearlo en un mercado emergente, es necesario aplicar un factor adicional denominado riesgo país.</p> <p>“El riesgo/país es un índice que intenta medir el grado de riesgo que tiene un país para las inversiones extranjeras y está dado por la sobretasa que paga un país por sus bonos en relación con la tasa que paga el Tesoro de Estados Unidos” (sic) (Sapag y Sapag, 2008:363-364).</p> <p>La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) en su Gaceta Económica, analiza como indicador de riesgo país al Índice de Bonos de Mercados Emergentes Global o <i>Emerging Market Bond Index Global</i> (EMBIG) de JP Morgan para México.²³</p>	
<p>9.1. Determinación del Riesgo País</p> <p>La ecuación utilizada para calcular el ajuste por riesgo país, acorde al periodo de muestra de la Beta sectorial, la tasa libre de riesgo y prima de mercado es:</p> $r_p = \frac{1}{10,000} * \frac{1}{N} \sum_{i=T-4}^T \sum_{j=1}^n z_{ij}$ <p>Donde:</p> <p>r_p = Es el ajuste por Riesgo País de México estimado para el periodo muestra.</p> <p>z_{ij} = Es el valor, en puntos base, de la serie Índice de Bonos de Mercados Emergentes (<i>EMBIG</i>) México para cada día j en el año i.</p> <p>i = Es el año i del periodo de muestra</p> <p>j = Es el día hábil del mercado de referencia en el año i.</p> <p>T = Es el año del cierre del periodo muestra.</p> <p>$T - 4$ = Es el año al que refiere 4 años antes del Año del cierre del periodo muestra, para definir una duración de 5 años de dicho periodo.</p> <p>N = Es el total de valores diarios disponibles para la serie <i>EMBIG</i> México durante el periodo de referencia.</p> <p>10,000 = Es el valor para expresar el promedio de las tasas de riesgo país en puntos porcentuales.</p>	

²³ Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2020). Aumentó el riesgo país de la mayoría de las economías emergentes. Recuperado de: <https://www.gob.mx/shcp/gacetaeconomica/es/articulos/aumento-el-riesgo-pais-de-la-mayoria-de-las-economias-emergentes?tab=>

<p>9.2. Fuente de la serie EMBI Global (EMBIG) México</p> <p>Las especificaciones de la serie utilizada para la estimación del Riesgo País de México son las siguientes:</p> <table border="1" data-bbox="337 405 976 562"> <tr> <td>Institución</td> <td><i>Thomson Reuters Datastream</i></td> </tr> <tr> <td>Serie</td> <td><i>SPREAD - EMBIG México de J.P Morgan</i></td> </tr> <tr> <td>Frecuencia</td> <td>Diaria</td> </tr> </table>	Institución	<i>Thomson Reuters Datastream</i>	Serie	<i>SPREAD - EMBIG México de J.P Morgan</i>	Frecuencia	Diaria	
Institución	<i>Thomson Reuters Datastream</i>						
Serie	<i>SPREAD - EMBIG México de J.P Morgan</i>						
Frecuencia	Diaria						
<p><u>10. Ajuste de la tasa de costo de capital nominal a real</u></p> <p>Para convertir el costo de capital nominal en términos reales, se deflacta la expectativa de inflación en los Estados Unidos de América. Las razones del ajuste son las siguientes:</p> <p>a) Debido que tanto los precios del mercado accionario, la tasa libre de riesgo, así como la prima de mercado están expresadas en términos nominales, la estimación del costo de capital está expresada en términos nominales.</p> <p>b) El descuento de la inflación debe ser congruente con el mercado de referencia utilizado. De esta manera, se calcula una tasa de costo de capital real para inversiones en las actividades de <i>midstream</i> en el mercado de referencia que es el de Estados Unidos de América.</p>	<p>De aprobarse una tasa en términos reales, la inflación anual no tendría sentido, pues probablemente sea un factor para exceder el LRM, además sería incongruente con la fórmula del flujo neto para la supervisión anual.</p> <p>Por otro lado, la tasa de inflación que se utiliza para el cálculo de la tasa del 10.74 que aparece en el Acuerdo, es de 2.1%, lo cual está totalmente alejado de la inflación actual y proyectada. Nada garantizaría que, previo a emitir las DAGC la CRE actualice la proyección y reduzca la tasa.</p>						

<p>10.1. Ecuación de ajuste por inflación</p> <p>Una vez obtenido el valor del costo de capital nominal, mediante la disposición 1.1, se calcula el valor en términos reales a partir la siguiente fórmula:</p> $r_c^R = \frac{1 + r_c^N}{1 + \pi_{EUA}} - 1$ <p>Donde:</p> <p>r_c^R = Es el costo de capital en términos reales.</p> <p>r_c^N = Es el costo de capital nominal del periodo muestra.</p> <p>π_{EUA} = Es la tasa de inflación esperada en Estados Unidos de América calculada como el promedio aritmético de la inflación proyectada durante el periodo de cinco años posteriores al Año de cierre del periodo de muestra.</p>									
<p>10.2. Referencia de la Inflación proyectada</p> <table border="1" data-bbox="289 1010 1019 1228"> <tr> <td>Institución</td> <td><i>Budget of the United States Government.</i></td> </tr> <tr> <td>Índice</td> <td><i>Consumer Price Index (CPI)</i></td> </tr> <tr> <td>Descripción</td> <td>La Comisión utiliza este índice de inflación por provenir de una referencia confiable y pública.</td> </tr> <tr> <td>Fuente de consulta</td> <td>https://www.govinfo.gov/app/collection/budget/</td> </tr> </table>	Institución	<i>Budget of the United States Government.</i>	Índice	<i>Consumer Price Index (CPI)</i>	Descripción	La Comisión utiliza este índice de inflación por provenir de una referencia confiable y pública.	Fuente de consulta	https://www.govinfo.gov/app/collection/budget/	
Institución	<i>Budget of the United States Government.</i>								
Índice	<i>Consumer Price Index (CPI)</i>								
Descripción	La Comisión utiliza este índice de inflación por provenir de una referencia confiable y pública.								
Fuente de consulta	https://www.govinfo.gov/app/collection/budget/								
<p>11. Actualización del Costo de Capital</p> <hr/> <p>A efecto de reflejar las condiciones macroeconómicas y del mercado, la Comisión revisará cada 5 (cinco) años el Costo de Capital a fin de evaluar su actualización, bajo los criterios definidos en el presente Anexo.</p>									
<p>ANEXO II</p> <p>CRITERIOS CONTABLES APLICABLES A LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN POR MEDIO DE DUCTOS DE GAS NATURAL</p> <p>Objetivo</p> <p>4.1. Los presentes Criterios Contables tienen por objetivo definir el conjunto de lineamientos contables relativos a la prestación de los servicios de distribución de Gas Natural por medio de ductos aplicable a empresas reguladas por la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión).</p>									
<p>4.2. Son materia de los presentes Criterios contables:</p>									

<p>4.2.1. La aplicación de normas particulares dadas a conocer en las Normas de Información Financiera (NIF);</p> <p>4.2.2. Las aclaraciones a las normas particulares contenidas en las NIF.</p>	
<p>Disposiciones Generales</p> <p>5.1. Los criterios y lineamientos contables de los Distribuidores deberán de ajustarse a la estructura básica que, para la aplicación de las NIF, definió el Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, A.C. (CINIF), en la NIF A-1 "Estructura de las normas de información financiera".</p>	
<p>5.2. Los Distribuidores observarán los lineamientos contables de las NIF, excepto cuando a juicio de la Comisión sea necesario aplicar una normatividad o un criterio de contabilidad específico, tomando en consideración que las entidades realizan operaciones reguladas.</p>	<p>Dejar a juicio de la Comisión seguir un criterio o normatividad abiertamente, no brinda certeza jurídica a los permisionarios. No debería quedar a criterio de la CRE la aplicación de las normas contables. Se ha visto que las normatividades de la CRE resultan contradictorias con las normas y criterios contables: NIF.</p>
<p>5.3. Los Estados Financieros de los Distribuidores deberán ser presentados por título de permiso y de manera independiente, considerando únicamente la información contable del permiso en evaluación.</p>	<p>Presentar por título de permiso ¿Qué mejora regulatoria y beneficio económico visualiza la Comisión para los permisionarios? Ya que actualmente, las empresas que cuentan con dos permisos operando presentan EFD consolidados por la razón social y a manera de anexo la separación por permiso de Balance General, Estado de Resultados.</p> <p>No se especifica el nivel de desagregación, ni indica si lo entregado hasta el momento es suficiente para dar cumplimiento, ya que mayor desagregación</p>

	<p>sería imposible por la naturaleza de los informes.</p> <p>En el caso de los costos y gastos comunes entre todos los permisos, incluyen aquellos conceptos inherentes al funcionamiento de las empresas que, por razones de operatividad y temas estructurales y de sistemas internos, no se pueden desagregar a todas las zonas. a Información contable del permiso ¿Qué mecanismo emplearía la Comisión para reconocer las inversiones, costos y gastos que hacen parte de la operatividad de una compañía?</p> <p>¿Por qué la Comisión omite mencionar el tratamiento de inversiones, costos y gastos comunes entre los diversos permisos que operan algunos permisionarios?</p> <p>En caso de considerar que los permisionarios no deben mantener costos y gastos comunes, ¿la Comisión ha elaborado análisis o cálculos para evaluar el impacto en tarifas? En caso de una respuesta afirmativa, ¿lo pueden dar a conocer a los permisionarios? ¿Cuál sería la explicación en términos de eficiencia?</p>
<p>5.4. La normatividad de la Comisión a que se refiere el numeral anterior será a nivel de normas de reconocimiento, valuación, presentación y, en su caso, revelación, aplicables a rubros específicos dentro de los</p>	<p>¿Por qué la CRE no considera el concepto de supletoriedad? La CRE</p>

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

Estados Financieros de los Distribuidores, así como de las aplicables a su elaboración.	podría plantear las reglas para usa ese concepto.
5.5. No procederá la aplicación de criterios de contabilidad, ni del concepto de supletoriedad, en el caso de operaciones que por legislación expresa no estén permitidas o estén prohibidas, o bien, no estén expresamente autorizadas por la Comisión a los Distribuidores.	
5.6. Tomando en consideración que los Distribuidores llevan a cabo operaciones reguladas, es necesario determinar los criterios que adecuen las normas particulares de reconocimiento, valuación, presentación y, en su caso, revelación, establecidos por el CINIF. En tal virtud, los Distribuidores al observar lo establecido en los numerales anteriores, deberán de ajustarse a lo siguiente:	
5.6.1. En lo referente a la revaluación de activos monetarios y depreciación de activos fijos, temas en los que las NIF no definen un método único, se precisa el método aplicable en estos Criterios contables.	
<p>5.6.2. Los Criterios contables abordan lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) La contabilidad a pesos constantes. b) La información sobre las partes relacionadas con las empresas reguladas. c) El catálogo de cuentas que conforman la estructura contable básica de los Distribuidores. d) La vida útil aplicable a los activos fijos regulados. e) Información complementaria que deberán presentar los Distribuidores. f) Conocer la posición, el desempeño y los resultados financieros de las empresas reguladas para verificar el cumplimiento de los ordenamientos jurídicos aplicables, en particular la regulación de precios y tarifas; g) Evaluar el desempeño de los permisos regulados. 	<p>¿La CRE ha considerado los costos que implicaría la reactivación de la revaluación de activos posteriores a 2007 en los sistemas contables de los permisionarios? Este punto se contradice con lo estipulado en la disposición 3.7 del Anexo II El inciso b) implicaría costos adicionales y se solicita a la CRE especificar el contenido El inciso g) ya se encuentra contenido en el inciso f)</p>
<p>Definiciones</p> <p>Para los efectos de los presentes Criterios contables, además de las definiciones contenidas en la Ley de Hidrocarburos, en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de desarrollo de los sistemas, acceso abierto y prestación de los servicios de distribución de Gas Natural por medio de ductos y en el Anexo A de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de Tarifas de Distribución por ducto de Gas Natural, serán aplicables las siguientes, mismas que deberán entenderse en singular o plural:</p>	
<p>6.1. Activo fijo: es el activo tangible (físico) que:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Posee una entidad regulada por la Comisión, (sobre los cuales ya tiene los riesgos y beneficios) para su uso en la producción o suministro de 	No se detalla que tratamiento tendrán los intangibles que algunos

<p>bienes y servicios o para propósitos administrativos, sin un propósito inmediato de venderlos.</p> <p>b) Se espera usar generalmente durante más de un año o de un Periodo Regulatorio.</p> <p>c) Son sujetos a depreciarse por el uso y el tiempo, salvo algunas excepciones.</p> <p>d) Su costo se recupera a través de la obtención de beneficios económicos futuros, normalmente, por la prestación del servicio regulado.</p>	<p>permisionarios podrían tener reconocida en la Base de Activos Regulada en el esquema regulatorio vigente. Actualmente las empresas cuentan con activos como aplicaciones informáticas que se catalogan en los EEFF como "activos intangibles". De acuerdo con este numeral, solamente se considera base de activo el tangible, sin embargo las aplicaciones informáticas albergan los sistemas facturadores, sistemas contables y otros que son inherentes a la operación, por tanto, ¿Qué mecanismo empleara la Comisión para reconocer los "activos intangibles" dentro de la base de activos?</p> <p>¿Cuál es la razón de que la Comisión no incluya los activos intangibles dentro de la definición de activo y, en consecuencia, que no se reconozcan para efectos de rentabilidad, cuando se requieren para la actividad regulada y por tanto, deben tener una retribución?</p>
<p>6.2. Costos trasladables: los costos que los Distribuidores pueden transferir directamente a los usuarios.</p>	
<p>6.3. Criterios contables: la estructura contable básica que deberán usar los Distribuidores para la entrega de información financiera a la Comisión.</p>	
<p>6.4. Entorno económico: es el ambiente económico en el que opera una entidad, el cual, en determinado momento, puede ser inflacionario y no inflacionario, conforme a lo establecido en la NIF B10.</p>	

<p>6.5. Componente: es una porción representativa de una partida de activo fijo que usualmente tiene una vida útil regulatoria claramente distinta del resto de dicha partida de activo fijo. Una partida puede estar integrada por uno o varios componentes.</p>	
<p>6.6. IMCP: Instituto Mexicano de Contadores Públicos.</p>	
<p>6.7. Método de reexpresión: dependiendo del tipo de entorno en que opera la entidad, se establece lo siguiente: a) en un entorno inflacionario, deben reconocer los efectos de la inflación en la información financiera aplicando el método integral; y b) en un entorno no inflacionario, no deben reconocerse los efectos de la inflación del periodo, conforme a lo establecido en la NIF B10.</p>	<p>La CRE deberá considerar la reexpresión del B-10 en los activos, en consistencia con lo señalado en la disposición 14.1 inciso b fracción III.</p> <p>La retribución a una tasa real de una Base de Activos que no se actualiza, solo permitiría recuperar la amortización y la retribución a moneda corriente de cuando se hizo la inversión, pero en ningún caso se recuperaría la pérdida del valor de la moneda por la inflación, por lo que, de no considerar la reexpresión de los activos, la retribución debería considerar una tasa nominal.</p> <p>¿Cuál sería el argumento de la Comisión para determinar que si una norma contable, en este caso particular, la NIF B-10, no reconoce inflación o reexpresión en los estados financieros en entornos no inflacionarios, se puede trasladar al aspecto financiero del negocio de distribución al no reconocer la inflación en las inversiones históricas reguladas para efectos de retribución a los permisionarios?</p> <p>¿Por qué la CRE no consideraría la</p>

6

	actualización cuándo en la realidad para efectos de pagos de impuestos el fisco actualiza las cifras de activo?
6.8. NIF A-2: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Postulados Básicos".	
6.9. NIF A-3: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Necesidades de los usuarios y objetivos de los estados financieros".	
6.10. NIF A-7: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Presentación y revelación".	
6.11. NIF B-10: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Efectos de la inflación".	
6.12. NIF B-2: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Estado de flujo de efectivo".	
6.13. NIF B-3: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Estado de resultado integral".	
6.14. NIF B-4: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Estado de cambios en el capital contable".	
6.15. NIF B-6: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Estado de situación financiera".	
6.16. NIF C-1: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Efectivo y equivalentes de efectivo".	
6.17. NIF C-10: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Instrumentos financieros derivados y relaciones de cobertura".	
6.18. NIF C-11: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Capital contable".	
6.19. NIF C-12: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Instrumentos financieros con características de pasivo y capital".	
6.20. NIF C-13: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Partes relacionadas".	
6.21. NIF C-2: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Inversión en instrumentos financieros".	
6.22. NIF C-3: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Cuentas por cobrar".	

<p>6.23.NIF C-4: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Inventarios".</p>	
<p>6.24.NIF C-5: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Pagos anticipados".</p>	
<p>6.25.NIF C-6: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Propiedades, planta y equipo".</p>	
<p>6.26.NIF C-9: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Provisiones, contingencias y compromisos".</p>	
<p>6.27.NIF D-3: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Beneficio a los empleados".</p>	
<p>6.28.NIF D-4: el apartado de las NIF del CINIF intitulado "Impuestos a la utilidad".</p>	
<p>6.29.ORI: Otro resultado integral.</p>	
<p>6.30.Partes relacionadas: es toda persona o entidad que, individual o conjuntamente, directa o indirectamente, ejercen control o influencia significativa sobre los Distribuidores, están bajo su control o influencia, o están bajo el mismo control o influencia que ésta. Una descripción más detallada se incluye en la NIF C-13.</p>	
<p>6.31.Partidas monetarias: son aquéllas que se encuentran expresadas en unidades monetarias nominales sin tener relación con precios futuros de determinados bienes o servicios; su valor nominal no cambia por los efectos de la inflación por lo que se origina un cambio en su poder adquisitivo. Son partidas monetarias, el dinero, los derechos a recibir dinero y las obligaciones de pagar dinero.</p>	
<p>6.32.Partidas no monetarias: son aquéllas cuyo valor nominal varía de acuerdo con el comportamiento de la inflación, motivo por el cual, derivado de dicha inflación, no tienen un deterioro en su valor; éstas pueden ser activos, pasivos, capital o patrimonio contables.</p>	
<p>6.33.Valor razonable: el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de la medición.</p>	
<p>6.34.Vida útil remanente: es el periodo de tiempo que se estima tendrán los activos fijos en uso dentro de los límites de su eficiencia productiva.</p>	
<p>6.35.Vida útil regulatoria: es el periodo durante el cual se estima que un activo fijo esté disponible para su uso y pueda generar ingresos para el Distribuidor.</p>	
<p>7. Reconocimiento de Activo Fijo</p>	<p>¿La CRE ha considerado los costos adicionales por este nivel de</p>

<p>7.1. Al momento de su adquisición, el Distribuidor deberá separar los componentes de una partida de Activo fijo, atendiendo las circunstancias específicas del propio Distribuidor y utilizando como base los componentes descritos en el apartado 11. <i>Catálogo de Cuentas</i>.</p> <p>Como regla general, y adicional a lo señalado en el párrafo anterior, los Distribuidores deberán mostrar los componentes en los siguientes conceptos, reconstrucciones, mejoras, materiales y mantenimientos mayores. Con base en lo establecido en el numeral 44.3 de la NIF C-6.</p>	<p>desagregación, que implica una reconfiguración de los sistemas contables?</p>
<p>7.2. Los componentes de los Activos fijos se reconocerán a su costo de adquisición.</p> <p>El Distribuidor deberá valorar todos los costos de un componente en el momento en que se adquieren. Estos costos comprenden tanto los que se han incurrido inicialmente para adquirir o construir un componente, como los incurridos posteriormente para reemplazar el componente correspondiente o incrementar su servicio potencial.</p>	<p>Se requiere a la Comisión que justifique ampliamente las razones por las que estima consistente no reconocer la revaluación de los activos fijos, mientras que, por otro lado, sí considera la actualización por inflación en las tarifas, a fin de mantener el valor de los activos en el tiempo.</p> <p>¿Cómo considera la Comisión que deberá reconocerse la recuperación de costos por arrendamientos operativos o financieros, por ejemplo, los leasing, ya que por normativa contable no son registrados contablemente como costos y gastos, sino que se registran como activos y se amortizan en los pasivos, para los distribuidores representan un costo o gasto, sin embargo el tratamiento contable es distinto, ¿debería la Comisión considerar en la fórmula del flujo neto este tipo de gastos?</p>
<p>Los elementos del costo de adquisición, descritos con mayor detalle en el numeral 44.2 de la NIF C-6, comprenderán:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Integración. 	

<ul style="list-style-type: none"> • Costos directamente atribuibles para que un componente pueda operar de la forma prevista por la administración. • Costos asociados con el retiro de un componente, que será reconocido de acuerdo con la NIF C-18. • Los costos que no deben formar parte del costo de adquisición, descritos con mayor detalle en el numeral 44.2.4.1, de la NIF C-6, comprenderán: <ul style="list-style-type: none"> a) Costos de actividades publicitarias o promocionales. b) Costos de administración y otros costos indirectos generales. 	
<p>7.3. No se reconocerán en el costo de adquisición de un componente, descrito en el numeral 4.2 anterior, los costos derivados del mantenimiento periódico o reparaciones del componente.</p> <p>Las reparaciones y mantenimiento periódico deberán reconocerse en resultados conforme se devenguen, referidos principalmente a los costos de mano de obra o consumibles que pueden incluir el costo de partes pequeñas.</p>	
<p>7.4. Las inspecciones y mantenimientos mayores que tienen el efecto de prolongar de forma importante la vida útil de un componente más allá de la estimada originalmente, o de aumentar su productividad, se reconocerán en el costo de adquisición del activo como un componente reemplazado.</p> <p>Una vez reconocido este componente reemplazado, deberá darse de baja del activo sujeto a inspección o mantenimiento mayor, cualquier valor neto en libros de una inspección o mantenimiento mayor previo, que permanezca en dicho activo y forme parte de las partes físicas constituidas.</p> <p>Las inspecciones y mantenimientos mayores pueden estar sujetas a una vida útil diferente de la que se aplica al costo de adquisición del activo original.</p>	<p>¿Por qué se omiten los mantenimientos predictivos y correctivos? Ya que el de prolongar la vida útil también depende de los mantenimientos de menor impacto</p>
<p>7.5. Las adaptaciones o mejoras a un componente tienen el efecto de aumentar el valor del componente existente, ya sea porque aumentan su capacidad de servicio o prolongan su vida útil. Los costos que reúnan una o varias características anteriores, representarán adaptaciones o mejoras, y se reconocerán como un componente.</p> <p>El costo de las adaptaciones o mejoras debe reconocerse como un componente por separado del costo de adquisición del activo original y deberá clasificarse en subcuentas. El costo de adquisición de la adaptación o mejora puede estar sujeto a una vida útil diferente de la que se aplica al costo de adquisición del activo original.</p>	
<p>7.6. Las reconstrucciones aumentan el valor del activo y deben considerarse como componentes capitalizables. En la capitalización de las reconstrucciones se tomará en cuenta lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Si la reconstrucción ha sido prácticamente total, debe considerarse su costo de adquisición como un nuevo componente del activo, dando de baja el costo de la reconstrucción anterior. b) Si algunos componentes del activo dados de baja han sido aprovechados en la reconstrucción, el valor neto en libros de estos 	

6

<p>componentes debe incrementarse al costo de adquisición de la reconstrucción.</p> <p>c) Si la reconstrucción ha sido parcial, deben darse de baja los componentes reemplazados.</p> <p>d) El costo de reconstrucción puede estar sujeto a una vida útil diferente de la que se aplica al costo de adquisición del activo original.</p>	
<p>8. Inflación en Estados Financieros</p> <p>8.1. Los Distribuidores deberán reconocer los efectos de la inflación en los estados financieros que presenten a la Comisión.</p>	<p>¿Se solicita a la Comisión presentar los cálculos que en su caso haya realizado, en los que se demuestre que con la metodología propuesta y los criterios establecidos en las DACG los permisionarios pueden alcanzar el límite de rentabilidad máxima?</p> <p>¿Cuáles referencias de la regulación internacional revisó la Comisión para determinar que la BAR no debería ser reexpresada o revaluada?</p> <p>Se solicita la Comisión justifique matemáticamente que no existen inconsistencia al no reexpresar o ajustar por inflación la base de activos del permisionario y aplicar la fórmula de Flujo Neto con ingreso que si capturan los efectos inflacionarios anuales.</p> <p>Se solicita a la comisión Indique si la metodología propuesta se aplica en algún otro país y como se elimina la omisión financiera de comparar montos con valor del tiempo diferentes en dicho país.</p>

<p>8.2. Con el fin de reconocer los efectos de la inflación, los Distribuidores aplicarán el Método de reexpresión, dependiendo del tipo de entorno en el que operan de acuerdo con lo establecido en la NIF B-10.</p>	
<p>8.3. Para efecto de estos Criterios contables, se considerará lo establecido en la NIF-B10 sobre que el entorno es inflacionario cuando la inflación acumulada de los 3 (tres) ejercicios anuales anteriores es igual o superior que el 26% (veintiséis por ciento) o el promedio anual del 8% (ocho por ciento) o en caso contrario se considerará que el entorno es no inflacionario.</p>	
<p>8.4. Al inicio de cada periodo contable, los Distribuidores deberán analizar si hubo cambio del entorno económico en el que opera; ante la confirmación, los Distribuidores atenderán las normas de reconocimiento contable establecidas en la NIF B-10, así como, las normas de revelación aplicables al entorno económico.</p>	
<p>8.5. Ante el cambio de un entorno económico no inflacionario a uno inflacionario, se establece que deben reconocerse los efectos acumulados de la inflación no reconocida en los periodos en los que el entorno fue calificado como no inflacionario. Con base en la NIF B-1, Cambios contables y correcciones de errores, dicha reconexión debe hacerse de manera retrospectiva. Los Distribuidores deberán observar, los lineamientos que, en su caso, emita el CINIF y que establecerán el número de años que el Distribuidor deberá reconocer como efectos acumulados de la inflación.</p>	
<p>9. Método para la determinación de la depreciación de los activos fijos</p> <p>9.1. Los Distribuidores determinarán la depreciación por el método de línea recta, establecido en la NIF C-6, que consiste en la multiplicación del costo de adquisición de cada componente del activo fijo por su tasa de depreciación.</p>	<p>Este método, que es el que se utiliza actualmente, resulta inconsistente con la amortización que se incluye en el cálculo del CAI, por tanto, este último debe ser modificado para guardar consistencia con el método de línea recta, en su caso, ¿Cuál es el motivo y beneficio de conservarlo?</p> <p>¿Es un error el hecho de que la Comisión considere en los Criterios contables el método de línea recta para la depreciación y otro método no lineal en el cálculo del CAI? O bien, ¿cuál es la razón de</p>

	<p>emplear dos metodologías diferentes para la depreciación?</p> <p>Se solicita a la Comisión aclare cual la interpretación correcta de la metodología de depreciación lineal en la fórmula de CAI y entregue un ejercicio numérico de esto</p>																																																
<p>9.2. Las tasas de depreciación se aplicarán mensualmente a cada componente del activo fijo, por meses completos de utilización y se calculará tal como se detalla a continuación:</p> $\delta_i = \frac{1}{VU_i}$ <p>Donde:</p> <p>δ_i Tasa de depreciación del componente del activo <i>i</i>.</p> <p>VU_i Vida útil del activo <i>i</i>, expresada en meses, de conformidad con la Sección 7 del presente Anexo.</p>																																																	
<p>10. Vida útil inicial de los activos fijos</p> <p>10.1. Para el cálculo de la depreciación de los activos fijos de los Distribuidores de Gas Natural por medio de ductos, tomarán como parámetro de referencia las vidas útiles máximas regulatorias listadas en la siguiente tabla:</p> <p><i>Tabla 4. Vida útil inicial de los activos</i></p> <table border="1" data-bbox="224 1241 846 1860"> <thead> <tr> <th>Cuenta</th> <th>Activos</th> <th>Años</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1440</td> <td>Terrenos</td> <td>N/A</td> </tr> <tr> <td>1441</td> <td>Derechos de vía</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>1442</td> <td>Estructuras para compresores y equipos de regulación y medición y mejoras.</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>1443</td> <td>Equipos de servicio</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>1444</td> <td>Instalaciones para medidores y reguladores</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>1445</td> <td>Ductos</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>1446</td> <td>Equipo de medición y de regulación</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>1447</td> <td>Medidores en servicio</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>1450</td> <td>Edificios</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>1451</td> <td>Mobiliario y equipo de oficina</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>1452</td> <td>Equipo de cómputo</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>1453</td> <td>Equipo de transporte</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>1454</td> <td>Maquinaria y Herramienta</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>1455</td> <td>Equipo de telecomunicación</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>1478</td> <td>Inventario de gas en línea</td> <td>N/A</td> </tr> </tbody> </table>	Cuenta	Activos	Años	1440	Terrenos	N/A	1441	Derechos de vía	30	1442	Estructuras para compresores y equipos de regulación y medición y mejoras.	30	1443	Equipos de servicio	30	1444	Instalaciones para medidores y reguladores	30	1445	Ductos	30	1446	Equipo de medición y de regulación	30	1447	Medidores en servicio	30	1450	Edificios	20	1451	Mobiliario y equipo de oficina	10	1452	Equipo de cómputo	3	1453	Equipo de transporte	4	1454	Maquinaria y Herramienta	10	1455	Equipo de telecomunicación	10	1478	Inventario de gas en línea	N/A	<p>Se entiende que se Vida útil regulatoria propuesta es un parámetro máximo, sin embargo, la vida útil de los Equipos de medición y regulación típicamente considerada en 20 años y para medidores en servicio 10 años</p> <p>Algunas empresas, para cumplir con sus obligaciones en Bolsa, presentan sus Estados financieros bajo estándares internacionales. En este sentido, de acuerdo con las NIIF, el método de depreciación a utilizar y la vida útil de los activos deberán quedar establecidos en las políticas establecidas por la compañía " NIC8, Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores ", por lo que las</p>
Cuenta	Activos	Años																																															
1440	Terrenos	N/A																																															
1441	Derechos de vía	30																																															
1442	Estructuras para compresores y equipos de regulación y medición y mejoras.	30																																															
1443	Equipos de servicio	30																																															
1444	Instalaciones para medidores y reguladores	30																																															
1445	Ductos	30																																															
1446	Equipo de medición y de regulación	30																																															
1447	Medidores en servicio	30																																															
1450	Edificios	20																																															
1451	Mobiliario y equipo de oficina	10																																															
1452	Equipo de cómputo	3																																															
1453	Equipo de transporte	4																																															
1454	Maquinaria y Herramienta	10																																															
1455	Equipo de telecomunicación	10																																															
1478	Inventario de gas en línea	N/A																																															

	<p>vidas útiles de algunos activos pueden diferir de los propuestos por la Comisión.</p> <p>De ajustarse contablemente los parámetros como los indica la CRE se aceleraría la depreciación de los activos que actualmente cuentan con una vida útil superior, impactando de forma negativa en los resultados de la compañía.</p> <p>Adicionalmente, no se considera la vida útil de sistemas.</p> <p>Respecto a las vidas útiles, ¿cómo se garantiza que se reconozcan las vidas útiles que se estén considerando actualmente y sean diferentes de las establecidas en las DACG y cómo se garantiza que las empresas que cotizan en Bolsa tengan la flexibilidad que permiten las normas internacionales para la determinación de vidas útiles? La Comisión no puede impedir que los permisionarios que deben cumplir con las normas internacionales emitan sus estados financieros con dichas normas y no con las normas locales.</p>
<p>10.2. La Comisión podrá autorizar, a solicitud del Distribuidor, una vida útil distinta a la establecida en la Tabla 1 del presente anexo para todos aquellos componentes que conformen las cuentas anteriormente mencionadas, de conformidad con las mejores prácticas y/o estándares de la industria y siempre que el Distribuidor demuestre que el cambio se justifica en términos de eficiencia en función de las características específicas de los activos; con la salvedad de que no podrán ser</p>	<p>Para los permisos que tienen activos con vidas útiles superiores a las que se presentan en la Disp. 7.1 y en el entendido de que la regulación no tendrá efectos retroactivos es</p>

<p>superiores a los años de vida útil establecida, con las excepciones del numeral 7.4.</p>	<p>necesario que los activos que hayan sido autorizados con vidas útiles superiores a las presentadas concluyan su depreciación.</p>
<p>10.3. La Comisión podrá revisar las vidas útiles probables y remanentes para, en su caso, ajustar las tasas de depreciación.</p> <p>a) La Comisión considerará inapropiadas las vidas útiles propuestas por los Distribuidores cuando estas no sean consistentes con parámetros utilizados nacional o internacionalmente y/o no correspondan con los estándares de la Industria regulada.</p> <p>b) Para que la Comisión determiné un cambio de vida útil distinto al previamente utilizado, el Distribuidor deberá presentar la justificación técnica y económica junto con la solicitud de tarifas máximas y otros cargos regulados, y podrá reflejar el ajuste aprobado en los EFD del siguiente año sujeto a supervisión. En caso contrario, la Comisión tomará las previamente empleadas para efectuar el cálculo de la tasa de rentabilidad anual.</p>	<p>Deja abierto a que la CRE pueda modificar de acuerdo a su criterio las VU de los elementos de activo fijo, sin tener en cuenta el análisis que permite el estándar internacional.</p>
<p>10.4. Para el caso de "Derechos de vía", se tomará como vida útil la correspondiente con la duración de los derechos. En este sentido, las vidas útiles de esta cuenta serán propuestas por los Distribuidores y aprobadas, en su caso, por la Comisión.</p>	<p>La vida útil depende de documentos o contratos que se firman con propietarios, por lo que sería ineficiente poner a aprobación de la CRE cada uno de ellos, ¿la CRE ha considerado la operación de las distribuidoras y el obstáculo para el desarrollo del sistema que podría generar este punto?</p>
<p>10.5. Para el caso de activos fijos que no se encuentren en la Tabla 1, así como otros activos fijos, la Comisión determinará su vida útil regulatoria de conformidad con las mejores prácticas y/o estándares de la industria.</p>	
<p>11. Revaluación de activos fijos</p> <p>11.1. La revaluación de activos es un método para actualizar contablemente los valores de los bienes que conforman el activo de un Distribuidor, por lo tanto, al no producir efectos tangibles en beneficio de los usuarios, no puede ser aceptada para efectos regulatorios.</p>	<p>La Comisión debe considerar el daño económico que representa no reconocer la revaluación de activos, ya que actualmente se reconoce hasta 2007 dentro de la BAR. La no reexpresión de la BAR de acuerdo con la inflación tendría un impacto muy relevante en la rentabilidad</p>

	<p>obtenida. Si no se inflacta la BAR, la amortización y la rentabilidad de activos en años posteriores serán en la moneda del año en el que se hicieron las inversiones, por lo tanto, se perdería la inflación y nunca se obtendría la tasa de rentabilidad aprobada (que se encuentra en términos reales).</p> <p>Favor de explicar a qué se refiere la Comisión cuando señala que reconocer la reexpresión de la Base de Activos Regulada "implicaría, por una parte, reconocer en otras partidas integrales ganancias aún no devengadas que se generarán por el uso o la venta posterior del activo, y, por otra parte, reconocer pérdidas no devengadas aun cuando el monto recuperable del activo indique que no tiene deterioro de su valor". ¿Cuál podría ser un ejemplo de esto? Lo anterior, dado que el objetivo de los permisionarios no es la venta de los activos y el fin único de la reexpresión es recibir una rentabilidad razonable como lo establece la propia regulación.</p>
<p>Optar por el modelo de la revaluación implicaría, por una parte, reconocer en otras partidas integrales ganancias aún no devengadas que se generarán por el uso o la venta posterior del activo, y, por otra parte, reconocer pérdidas no devengadas aun cuando el monto recuperable del activo indique que no tiene deterioro de su valor.</p>	<p>Esto no es verdad, ya que la función de la reexpresión es únicamente reconocer el valor presente de los activos adquiridos en el pasado, es decir,</p>

6

	reconocer el valor del dinero en el tiempo. ¿Cuál fue el ejercicio o ejercicios de análisis que la Comisión evaluó para llegar a esta conclusión?
11.2. Para efectos regulatorios no se reconocerá el valor razonable utilizado en el modelo de la revaluación, ya que en algunos activos es altamente volátil, conduciendo a errores en la toma de decisiones debido a los cambios observados en su valor desde la fecha de los estados financieros hasta la fecha de su aprobación para emisión a terceros.	
11.3. Se reconocerán los activos reportados por los Distribuidores conforme a la NIF C-6, los cuales serán evaluados considerando su costo de adquisición. La Comisión en ningún momento reconocerá otro método de evaluación.	
12. Presentación de información	Se insta a la Comisión que replantee los plazos para entrega de los estados financieros por permiso, o bien, se establezca un mecanismo más flexible para llevar a cabo el trámite de supervisión, dado que no sería posible cumplir con el plazo de entrega establecido.
12.1. La información señalada en los presentes Criterios Contables se presentará dictaminada por contador público conforme a las normas y procedimientos de auditoría emitidos por el IMCP, a más tardar el último día hábil del mes de mayo del año en curso.	
12.2. El contador público que dictamine deberá estar registrado ante el Servicio de Administración Tributaria, conforme a lo establecido por el artículo 52, fracción I, del Código Fiscal de la Federación y a lo establecido por el artículo 52 del Reglamento del Código Fiscal de la Federación.	
12.3. Los Distribuidores deberán presentar sus estados financieros dictaminados por contador público.	
13. Estructura	¿A qué se refiere con "detalle necesario para su análisis y comparabilidad"? Dicho detalle ¿Qué beneficio regulatorio y gestión de información tienen para el permisionario? Se solicita a la Comisión que señale un plazo razonable de adaptación de los sistemas contables
13.1. Los Distribuidores presentarán la información contable requerida sobre bases uniformes y con el detalle necesario para su análisis y comparabilidad. Para tal efecto, se presenta el catálogo de cuentas que los Distribuidores deberán utilizar en sus informes a la Comisión. En este sentido, la información contable y financiera que se utilizará para efectos del presente catálogo de cuentas será exclusivamente aquella relacionada con el servicio de distribución por medio de ductos de gas natural.	

6

	a la nueva estructura propuesta en las DACG
13.2. En su contabilidad, para fines distintos a la prestación del servicio de distribución de gas natural por medio de ductos, los Distribuidores podrán emplear principios y estructuras contables distintos a los señalados en los presentes Criterios contables.	
13.3. Los efectos derivados de las transacciones que lleve a cabo un Distribuidor con otras entidades, de las transformaciones internas y de otros eventos, que la han afectado económicamente, deben reconocerse en su totalidad, en el momento en el que ocurren, independientemente de la fecha en que se consideran realizados para fines contables. De acuerdo con lo establecido en la NIF A-2 Postulados Básicos, Devengación Contable.	Se pide a la Comisión aclarar los conceptos, en todo caso se deben reconocer conforme a los criterios contables, si no se hace de esta manera habría inconsistencia entre la información financiera, vs la contabilidad regulatoria.
13.4. Con base en lo establecido en la NIF A-2 Postulados Básicos, Asociación de Costos y Gastos con Ingresos, para el caso de costos y gastos, los Distribuidores deben identificarlos con el ingreso que generen en el mismo periodo contable, independientemente de la fecha en que se realicen. Esto es, los ingresos deben reconocerse en el periodo contable en el que se <i>devenguen</i> , identificando los costos y gastos que se incurren o consumieron en el proceso de generación de dichos costos. La asociación de los costos y gastos con los ingresos se lleva a cabo: a) Identificando los costos y gastos que se erogaron para beneficiar directamente la generación de ingresos en el periodo; b) Deben estar estrictamente relacionados con la prestación del servicio regulado de distribución de gas natural por medio de ductos.	
13.5. Los Distribuidores deberán presentar a la Comisión la Balanza de Comprobación (BC), que es el documento contable que incluye y enlista los saldos y movimientos de todas las cuentas y subcuentas de activo, pasivo, capital, ingresos, costos, gastos y cuenta de orden, que además muestran la afectación en las distintas cuentas, y que contendrá los siguientes datos: a) Distribuidor: es el nombre del Distribuidor señalando además el número de Permiso otorgado por la Comisión. b) Año: es el año por el que se envía la balanza de comprobación. c) Número de cuenta: es la clave de las cuentas o componentes que integran la balanza de comprobación, conforme al presente catálogo de cuentas. d) Rubro: será el rubro al cual pertenece la cuenta, podrá ser "Balance General" o "Estado de resultados".	

6

<p>e) Sub-rubro: será el sub-rubro al cual pertenece la cuenta identificando si forma parte del Balance General o Estado de resultados. Podrá agruparse observando el catálogo de cuentas.</p> <p>f) Descripción: es la denominación de la cuenta o componente que integra la balanza de comprobación.</p> <p>g) Saldo inicial: es el monto del saldo inicial de las cuentas o componentes en el año.</p> <p>h) Debe: es el monto correspondiente a la suma de los movimientos deudores de las cuentas o componentes en el año.</p> <p>i) Haber: es el monto correspondiente a la suma de los movimientos acreedores de las cuentas o componentes en el año.</p> <p>j) Saldo final: es el monto del saldo final de las cuentas o componentes en el año.</p>	
<p>13.6. Con base en lo establecido en la NIF A-3, el Distribuidor deberá de presentar los cuatro estados financieros básicos, como se detallan a continuación:</p> <p>a) Estado de situación financiera: se deberán observar las normas generales establecidas en la NIF B-6.</p> <p>b) Estado de resultado integral: se deberán observar las normas generales establecidas en la NIF B-3.</p> <p>c) Estado de cambios en el capital contable: se deberán observar las normas generales establecidas en la NIF B-4.</p> <p>d) Estado de flujos de efectivo: se deberán observar las normas generales establecidas en la NIF B-2.</p>	<p>Actualmente se presentan Estados Financieros dictaminados en los cuales, efectivamente, de acuerdo a la norma incluyen los 4 estados básicos, sin embargo, para estados financieros por permiso se presentan únicamente estado de situación financiera, estado de resultados integral y un anexo en el cual se hace un desglose de capital por permiso, pero no es un estado de cambios en el capital. Si se solicitan los 4 estados financieros básicos por cada permiso, la información requerirá un tiempo mayor de preparación y un cambio en los sistemas que se han desarrollado actualmente para hacer más ágil el proceso de presentación.</p>
<p>13.7. Los Distribuidores deberán de presentar su información financiera dando cumplimiento a lo establecido en la NIF A-7, referente a las normas generales aplicables a la presentación y revelación de la información financiera.</p>	
<p>13.8. La estructura de los estados financieros, que el Distribuidor informará a la Comisión, utilizará el catálogo de cuentas, descrito en la</p>	<p>Estas tablas representan mayor carga, lo que implicaría un mayor plazo para la</p>

6

<p>sección 11 siguiente, mismo que contendrá de manera enunciativa más no limitativa, la estructura descrita a continuación:</p> <p><i>Tabla 5. Estado de situación financiera</i> <i>Tabla 6. Estado de resultado integral</i> <i>Tabla 7. Estado de cambios en el capital contable</i> <i>Tabla 8. Estado de flujo de efectivo</i></p>	<p>presentación de Estados Financieros.</p>
<p>14. Catálogo de cuentas</p> <p>A continuación, se detalla la descripción de cada una de las cuentas que empleará el Distribuidor:</p> <p>14.1. El grupo de cuentas 1100 a 1149 deberá ser utilizado para el registro del Efectivo y equivalentes de efectivo del Distribuidor, de acuerdo con lo señalado en la NIF C-1.</p>	
<p>14.2. El grupo de cuentas 1150 a 1199 deberá ser utilizado para el registro de los conceptos correspondientes a "Inversiones en instrumentos financieros" del Distribuidor, de acuerdo con lo señalado en la NIF C-2 y la NIF C-10.</p>	
<p>14.3. El grupo de cuentas 1200 a 1279 deberá ser utilizado para el registro de los conceptos correspondientes a "Cuentas por cobrar" a favor del Distribuidor de acuerdo con lo señalado en la NIF C-3.</p> <p>14.3.1. En las cuentas 1210 a 1219 "Cuentas por cobrar a distribuidores", se deberá de registrar los adeudos de los Distribuidores a los distribuidores por concepto de servicio de transporte, servicio de conexión, ventas de gas para balanceo, penalizaciones, servicio de desconexión – reconexión y otros conceptos. Se deberán abrir subcuentas o auxiliares que permitan conocer el saldo detallado de cada Distribuidor por cada uno de los conceptos anteriores.</p> <p>14.3.2. En las cuentas 1220 a 1229 "Cuentas por cobrar a comercializadores", se deberá de registrar los adeudos de los comercializadores por concepto de gas, servicio de distribución, servicio de conexión, ventas de gas para balanceo, penalizaciones, servicio de desconexión – reconexión y otros conceptos. Se deberán abrir subcuentas o auxiliares que permitan conocer el saldo detallado de cada comercializador por cada uno de los conceptos anteriores.</p> <p>14.3.3. En las cuentas 1230 a 1239 "Cuentas por cobrar por servicios", se registrarán los adeudos de los usuarios a los Distribuidores por concepto de ventas de gas, servicio de transporte, servicio de desconexión y reconexión, ventas de gas para balanceo, penalizaciones y otros conceptos.</p> <p>14.3.4. En las cuentas 1240 a 1249 "Estimación para cuentas incobrables", se registrará el monto de aquellas cuentas por cobrar sobre las que se tenga incertidumbre respecto a su recuperación, de conformidad con lo establecido en la NIF C-3.</p>	<p>¿La CRE ha considerado los costos y carga administrativa que conlleva? Adicionalmente, representa reconfigurar las cuentas contables.</p>

<p>14.3.5. En las cuentas 1250 a 1255 "Otras cuentas por cobrar", se registrarán aquellos otros derechos de cobro a favor del Distribuidor por cualquier otro concepto diferente a los detallados anteriormente.</p> <p>14.3.6. En las cuentas 1256 a 1259 "Cuentas por cobrar de largo plazo", se deberá de registrar las cuentas por cobrar de largo plazo de conformidad con lo establecido en la NIF C-3.</p> <p>14.3.7. En las cuentas 1260 a 1279 "Cuentas por cobrar a partes relacionadas", se deberán registrar los saldos de partes relacionadas que existan a favor del Distribuidor para lo cual se deberán mantener controles auxiliares de cada una de dichas partes relacionadas y por cada tipo de operación que se desarrolle. De acuerdo con las reglas que señala la NIF C-13.</p>	
<p>14.4. El grupo de cuentas 1300 a 1339 deberá ser utilizado para el registro de los conceptos correspondientes a "Inventarios" de acuerdo con lo señalado en la NIF C-4.</p> <p>14.4.1. En las cuentas 1310 a 1319 "Materiales y refacciones", se registrarán los materiales disponibles para la operación de distribución, conexión y de mantenimiento. En específico se podrá incluir, de manera enunciativa más no limitativa, refacciones, artículos en proceso de fabricación, ductos, guarniciones, material de taller, herramientas u otros materiales de abastecimiento. Se deberá contar con auxiliares de los inventarios y deberá mostrarse en subcuentas por separado el saldo de los materiales y refacciones para cada servicio.</p> <p>14.4.2. En las cuentas 1320 a 1329 "Medidores", se registrarán el valor de los medidores que se tengan disponibles para nuevas conexiones.</p> <p>14.4.3. En las cuentas 1330 a 1338 "Otros materiales y refacciones", se registrarán los materiales disponibles que no estén destinados al mantenimiento de los sistemas ni a la prestación del servicio de distribución y conexión. En específico se podrá incluir, de manera enunciativa más no limitativa, refacciones, artículos en proceso de fabricación, ductos, guarniciones, material de taller, herramientas u otros materiales de abastecimiento.</p> <p>14.4.4. En la cuenta 1339 "Estimación para materiales obsoletos y de lento movimiento", se registrarán los valores de materiales obsoletos o de lento movimiento.</p>	
<p>14.5. El grupo de cuentas 1340 a 1359 "Pagos anticipados", se deberá utilizar para el registro de los pagos anticipados del Distribuidor, de conformidad con las reglas establecidas en la NIF C-5.</p>	
<p>14.6. El grupo de cuentas 1360 a 1389 "Otros activos a corto plazo", se deberá utilizar para el registro de los otros activos a corto plazo, de acuerdo con las reglas establecidas en la NIF C-3 y NIF C-5.</p>	

<p>14.7. El grupo de cuentas 1390 a 1399 "Activos disponibles para venta", se deberá utilizar para el registro de los activos disponibles para venta, de acuerdo con las reglas establecidas en la NIF C-6 y NIF C-15.</p>											
<p>14.8. El grupo de cuentas 1400 a 1799 deberá ser utilizado para el registro de los activos fijos de los Distribuidores de acuerdo con lo señalado en la NIF C-6 y los criterios de adecuación que al efecto expida la Comisión en los capítulos 4, 5, 6, 7 y 8 de los presentes Criterios contables.</p> <p>14.8.1. En la cuenta 1440 "Terrenos", se incluirá el costo de los siguientes rubros:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Terrenos que se utilizarán para la construcción y operación de las líneas de distribución. b) Terrenos para almacenes, estaciones, oficinas, talleres y otras necesidades. c) Terrenos para tener acceso o salida de la propiedad. d) Terrenos adjuntos al derecho de vía y se utilicen para el almacenamiento de materiales. e) Retiro de propiedades de terceros y su reubicación en otro sitio. f) Terrenos para reubicar dichas propiedades, cuando el Distribuidor decida asumir tales costos. <p>Los ingresos provenientes de la venta de materiales o mejoras adquiridas como parte de los terrenos, menos cualquier costo de retirarlos del mismo, se acreditará a esta cuenta y podrá incluir, de manera enunciativa más no limitativa, comisiones pagadas a terceros, compensación de agentes de bienes raíces y gastos cuando éstos se asignen específicamente a la compra de los terrenos, el costo de limpiar y nivelar zonas bajas o sumergidas, gastos de arbitraje en casos de litigio, gastos de expropiación, incluyendo costos judiciales y de asesoría legal, gastos de ingeniería topográfica y deslinde en relación con la compra de terrenos, gastos judiciales para liberar o defender títulos de propiedad, honorarios legales o notariales, impuestos acumulados y adquiridos en el momento de la compra, pagos para la liberación de gravámenes sobre la propiedad, planos y mapas, primas sobre indemnizaciones, registro y depósito de títulos de propiedad y planos, retiro y reubicación de construcciones y otras estructuras no adquiridas, zanjas para desviar una corriente de agua.</p> <p>A efecto de separar los componentes de la cuenta <i>Terrenos</i>, el Permisionario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:</p> <table border="1" data-bbox="326 1633 976 1871"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>14401</td> <td>Terrenos</td> </tr> <tr> <td>14402</td> <td>Elaboración de plano <i>as-built</i></td> </tr> <tr> <td>14403</td> <td>Comisiones pagadas a terceros</td> </tr> <tr> <td>14404</td> <td>Compensación de agentes de bienes y raíces (únicamente para la compra de los terrenos)</td> </tr> </tbody> </table>	Componente	Descripción	14401	Terrenos	14402	Elaboración de plano <i>as-built</i>	14403	Comisiones pagadas a terceros	14404	Compensación de agentes de bienes y raíces (únicamente para la compra de los terrenos)	<p>Los sistemas contables de algunas empresas no permiten un desglose tan amplio del rubro de terrenos ni de ningún otro componente de los activos tal y como se solicita en el nuevo catálogo propuesto en las DACG. En la actualidad este desglose no hace parte de ningún estado financiero dictaminado, individual o consolidado auditado por externos.</p>
Componente	Descripción										
14401	Terrenos										
14402	Elaboración de plano <i>as-built</i>										
14403	Comisiones pagadas a terceros										
14404	Compensación de agentes de bienes y raíces (únicamente para la compra de los terrenos)										

14405	Limpieza y nivelación de zonas bajas o sumergidas														
14406	Gastos de arbitraje en temas de litigio														
14407	Gastos de expropiación														
14408	Gastos de ingeniería topográfica y deslinde en relación con la compra de terrenos														
14409	Gastos judiciales para liberar o defender títulos de propiedad														
144010	Honorarios legales o notariales														
144011	Impuestos acumulados y adquiridos en el momento de la compra														
144012	Pagos para la liberación de gravámenes sobre la propiedad; planos y mapas														
144013	Primas sobre indemnizaciones; registro y depósito de títulos de propiedad y planos														
144014	Retiro y reubicación de construcciones y otras estructuras no adquiridas														
144015	Zanjas para desviar una corriente de agua														
144016	Reconstrucciones														
144017	Mejoras														
144018	Materiales y mantenimientos mayores														
144019	Otros componentes terrenos														
<p>14.8.2. En la cuenta 1441 "Derechos de vía", se incluirá el costo de los derechos de vía o de servidumbre que se utilicen para la construcción, operación y mantenimiento del sistema de distribución, el costo de derechos de uso de suelo para el almacenamiento de material que se encuentre adjunto al derecho de vía y el costo del taller adjunto al derecho de vía durante la construcción.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, gastos de expropiación, gastos de ingeniería topográfica y de deslinde en relación con el derecho de vía, honorarios y costos de registrar y depositar títulos de propiedad y planos, pagos para agentes de bienes raíces externos, pagos por concepto de consentimiento, opciones y derechos de servidumbre, pagos por liberación y descargo de gravámenes y cargos en contra de los terrenos afectados por los derechos de vía, planos y mapas, primas sobre indemnizaciones, resoluciones y costos decretados por la liberación o defensa de títulos de propiedad.</p> <p>A efecto de separar los componentes de la cuenta <i>Derechos de vía</i>, el Permisionario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:</p>		<p>No hay posibilidad de clasificar componentes en los sistemas contables</p>													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>14411</td> <td>Derechos de uso de suelo</td> </tr> <tr> <td>14412</td> <td>Costo del taller adjunto al derecho de vía durante la construcción</td> </tr> <tr> <td>14413</td> <td>Títulos de propiedad</td> </tr> <tr> <td>14414</td> <td>Reconstrucciones</td> </tr> <tr> <td>14415</td> <td>Mejoras</td> </tr> </tbody> </table>		Componente	Descripción	14411	Derechos de uso de suelo	14412	Costo del taller adjunto al derecho de vía durante la construcción	14413	Títulos de propiedad	14414	Reconstrucciones	14415	Mejoras		
Componente	Descripción														
14411	Derechos de uso de suelo														
14412	Costo del taller adjunto al derecho de vía durante la construcción														
14413	Títulos de propiedad														
14414	Reconstrucciones														
14415	Mejoras														

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

14416	Materiales y mantenimientos mayores																																														
14417	Otros componentes derechos de vía																																														
<p>14.8.3. En la cuenta 1442 "Estructuras y mejoras", se incluirá el costo de las estructuras e instalaciones afines para el equipo de regulación y medición utilizado en las operaciones de distribución de gas. También incluirá el costo de mejoras a las estructuras y sus instalaciones afines, y el costo de limpiar, rellenar y nivelar el terreno tanto antes como después de la construcción de las estructuras, cuando dichas mejoras estén directamente relacionadas con las funciones y estructuras mencionadas anteriormente.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, banquetas, cajas de protección, calderas, caminos de acceso, cercado, cisternas, edificio, equipo para elevación de carga adjunto al edificio, muelle de carga, pararrayos, pozos de agua, red de distribución de agua contra incendio, sistema de drenaje, sistema de rociadores, sistema de ventilación, sistemas de purga, soporte para tuberías y tinacos.</p> <p>A efecto de separar los componentes de la cuenta <i>Estructuras y mejoras</i>, el Permisionario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>14421</td><td>Caja de protección</td></tr> <tr><td>14422</td><td>Calderas</td></tr> <tr><td>14423</td><td>Caminos de acceso</td></tr> <tr><td>14424</td><td>Cisternas</td></tr> <tr><td>14425</td><td>Equipo para elevación de carga</td></tr> <tr><td>14426</td><td>Red de distribución de agua contra incendio</td></tr> <tr><td>14427</td><td>Caseta de medición y regulación interconexión</td></tr> <tr><td>14428</td><td>Kit de accesorios entrada de caseta</td></tr> <tr><td>14429</td><td>Lote de accesorios <i>swagelock</i> y <i>tubing</i></td></tr> <tr><td>144210</td><td>Modificación estación</td></tr> <tr><td>144211</td><td>Sistema de tierras</td></tr> <tr><td>144212</td><td>Modificación en EMR</td></tr> <tr><td>144213</td><td>Arreglo de tubería</td></tr> <tr><td>144214</td><td>Sistema de rociadores</td></tr> <tr><td>144215</td><td>Sistema de ventilaciones</td></tr> <tr><td>144216</td><td>Sistema de purgas</td></tr> <tr><td>144217</td><td>Otros componentes estructuras para compresores</td></tr> <tr><td>144218</td><td>Reconstrucciones</td></tr> <tr><td>144219</td><td>Mejoras</td></tr> <tr><td>144220</td><td>Materiales y mantenimientos mayores</td></tr> <tr><td>144221</td><td>Otros componentes estructuras y mejoras</td></tr> </tbody> </table>				Componente	Descripción	14421	Caja de protección	14422	Calderas	14423	Caminos de acceso	14424	Cisternas	14425	Equipo para elevación de carga	14426	Red de distribución de agua contra incendio	14427	Caseta de medición y regulación interconexión	14428	Kit de accesorios entrada de caseta	14429	Lote de accesorios <i>swagelock</i> y <i>tubing</i>	144210	Modificación estación	144211	Sistema de tierras	144212	Modificación en EMR	144213	Arreglo de tubería	144214	Sistema de rociadores	144215	Sistema de ventilaciones	144216	Sistema de purgas	144217	Otros componentes estructuras para compresores	144218	Reconstrucciones	144219	Mejoras	144220	Materiales y mantenimientos mayores	144221	Otros componentes estructuras y mejoras
Componente	Descripción																																														
14421	Caja de protección																																														
14422	Calderas																																														
14423	Caminos de acceso																																														
14424	Cisternas																																														
14425	Equipo para elevación de carga																																														
14426	Red de distribución de agua contra incendio																																														
14427	Caseta de medición y regulación interconexión																																														
14428	Kit de accesorios entrada de caseta																																														
14429	Lote de accesorios <i>swagelock</i> y <i>tubing</i>																																														
144210	Modificación estación																																														
144211	Sistema de tierras																																														
144212	Modificación en EMR																																														
144213	Arreglo de tubería																																														
144214	Sistema de rociadores																																														
144215	Sistema de ventilaciones																																														
144216	Sistema de purgas																																														
144217	Otros componentes estructuras para compresores																																														
144218	Reconstrucciones																																														
144219	Mejoras																																														
144220	Materiales y mantenimientos mayores																																														
144221	Otros componentes estructuras y mejoras																																														

14.8.4. En la cuenta 1443 "Equipos de servicio", se incluirá el costo de equipos de servicios instalados desde el punto conexión troncal hasta, e incluyendo el punto de cierre del medidor, ya sea interior o exterior, cuando el Distribuidor incurra en dicho costo o cuando asuma responsabilidad total para el mantenimiento y reemplazo de la propiedad pagada por el Usuario y/o Usuario final.

Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, camisas para tuberías, equipo para goteo, excavación, incluyendo apuntalamiento, anclaje, puenteo, relleno y retiro de escombros, inspección municipal, levantamiento de pavimento, incluyendo corte y reemplazo de pavimento, base de pavimento y banquetas, permisos, registros de válvulas, tapas de registros, tuberías y accesorios, incluyendo silletas, uniones T y otros accesorios en la tubería troncal.

A efecto de separar los componentes de la cuenta *Equipos de servicio* el Permisionario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:

Componente	Descripción
14431	Camisas para tuberías
14432	Equipo para goteo
14433	Excavación
14434	Inspección municipal
14435	Levantamiento de pavimento
14436	Permisos
14437	Registro de válvulas
14438	Tapas de registro
14439	Tuberías de acero
144310	Tubería de Polietileno
144311	Reconstrucciones
144312	Mejoras
144313	Materiales y mantenimientos mayores
144314	Otros componentes equipos de servicios

14.8.5. En la cuenta 1444 "Instalaciones para medidores y para reguladores", se incluirá el costo de mano de obra y materiales utilizados, así como los gastos ocasionados en relación con la instalación original de los reguladores y medidores.

Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, accesorios, barras de medición, candados, cerraduras, estantería, mano de obra, sellos, tubería y ventilas para reguladores.

14.8.6. En la cuenta 1445 "Ductos", se incluirá el costo de los ductos de distribución desde la línea de transporte hasta la línea de servicio del Usuario y/o Usuario final. El Distribuidor deberá mantener auxiliares que permitan conocer por separado el

valor de las acometidas y de las líneas de alta, media y baja presión, por tipo de material, por diámetro y por sector geográfico.

El costo de la tubería y su instalación, desde las líneas de distribución hasta la toma del Usuario final o hasta 30 metros (conexión estándar), se deberá registrar en esta cuenta.

Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, accesorios, accesorios para tuberías, apertura y llenado de zanjas, colocación de tuberías, daños en propiedad ajena, equipo de protección catódica, escurrimientos, excavación, incluyendo apuntalamiento, anclaje, puenteo, relleno y retiro de escombros, inspección municipal, levantamiento de pavimento, incluyendo corte y reemplazo de pavimento, base de pavimento y banquetas, limpieza y nivelación, permisos, protección para aberturas a nivel de la calle que no estén asociadas con equipo de bombeo o de regulación, recubrimiento para tuberías, soporte para tuberías, tuberías y válvulas, incluyendo bocas de inspección.

A efecto de separar los componentes de la cuenta *Ductos* el Permisionario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:

Componente	Descripción
14451	Ductos de baja presión
144511	Ducto de baja presión de acero
144512	Ducto de baja presión de polietileno
14452	Ductos de media presión
144521	Ductos de media presión de acero
144522	Ductos de media presión de polietileno
14453	Ductos de alta presión
144531	Ductos de alta presión de acero
144532	Ductos de alta presión de polietileno
14454	Acometidas
144541	Acometidas de acero
144542	Acometidas de polietileno
14455	Colocación de tuberías
14456	Reemplazo de línea general
14457	Protección catódica
14458	Permisos federales, estatales y municipales
144510	Mano de obra
144511	Cierre de líneas
144512	Construcción de tubería
144513	Control de obra de topografía
144514	Corrida de diablos para tubería

¿Esto solo aplica para quienes incluyan las conexiones en su base de activos regulada?

Hacer este cambio en el desglose de cuentas implicaría un costo mayor que se considera innecesario dado el tipo de regulación de rentabilidad máxima que se está planteando en esta DACG, ya que activos con la misma vida útil (Ej. Ductos) para fines de supervisión de rentabilidad es indiferente el material y la presión que utilicen. Además de no representar una mejora regulatoria ni para el usuario y si un incremento de costos (desarrollo de software y apertura de módulos, analistas contables, incremento del capital humano regulado-regulador).

¿De qué manera se beneficia a los Permisionarios en la simplificación y reducción de costos del trámite al solicitar la desagregación de estas

	<p>144515 144516 144517 144519 144520 144521 144522 144523 144524 144525 144526 144527 144528 144529</p>	<p>Cruce por el procedimiento de perforación direccional Cruzamiento de tubería Encapsulado de bridas Extensión para válvula Filtro coalescente Tubería Hot tap Inspecciones Limpieza de tubería Excavación Tomas de potencial Reconstrucciones Mejoras Materiales y mantenimientos mayores Otros componentes ductos</p>		<p>cuentas? Considerando que los activos tienen la misma vida útil y que para la rentabilidad es indiferente el tipo de material y la presión, siendo por el contrario un incremento en los costos por: desarrollo de software y apertura de módulos, analistas contables, incremento del capital humano regulado-regulador</p>						
<p>14.8.7. En la cuenta 1446 "Equipo de medición y regulación", se incluirá el costo de medidores, manómetros, reguladores y otros equipos utilizados en la medición o regulación de gas en relación con la operación de distribución de gas.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, amortiguador de pulsaciones, baterías, boca de inspección, bomba, cabezales, caja de válvula, cimentación para equipo, conductor, conduit, control remoto, controlador, deshidratador, dispositivo de protección catódica, ductos, entubamiento, equipo contra incendios, equipo de telemetría, equipo de tratamiento de agua, indicador, intercambiador de calor, interruptor de circuito, medidor de desplazamiento positivo, químicos, registro de medidores, regulador, sopladores, soporte, tablero, tablero de control, tablero de interruptores, tanque, termómetro, trampa, transformador, tubería, accesorios para medidor y válvula.</p> <p>A efecto de separar los componentes de la cuenta <i>Equipo de medición y regulación</i> el Permisionario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:</p>										
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>14461</td> <td>Reguladores</td> </tr> <tr> <td>14462</td> <td>Instalaciones auxiliares de explotación</td> </tr> </tbody> </table>		Componente	Descripción	14461	Reguladores	14462	Instalaciones auxiliares de explotación			
Componente	Descripción									
14461	Reguladores									
14462	Instalaciones auxiliares de explotación									

14463	Equipos de Odorización		
14464	Equipo contra incendios		
14465	Equipo de almacenamiento		
14466	Equipo de telemetría		
14467	Equipo de protección catódica		
14468	Conexión		
14460	Adecuaciones		
144610	Cromatógrafo		
144611	Rectificador		
144612	Manómetro		
144613	Válvulas		
144614	Filtros		
144615	Interruptor de nivel		
144616	Equipo de conexión remota para Rectificador		
144617	Medidor rotatorio		
144618	Calentadores catalíticos		
144610	Transmisor de Pulsos		
144620	Trims para reguladores		
144621	Estación de Regulación y Medición		
144622	Regulador de presión		
144623	Interruptor de presión		
144624	Registrador de presión		
144625	RTD (sensor de temperatura)		
144626	Computador de Flujo		
144627	UPS con batería de respaldo y tarjeta de administración		
144628	Bullhorn		
144620	Reconstrucciones		
144630	Mejoras		
144631	Materiales y mantenimientos mayores		
144632	Otros componentes equipos de medición y regulación		
<p>14.8.8. En la cuenta 1447 "Medidores en servicio", se incluirá el costo de medidores o instrumentos utilizados en la medición del gas entregado a los Usuarios y/o Usuarios finales en servicio. Se mantendrán todos los registros relacionados con medidores para que el Distribuidor pueda proporcionar información acerca de la cantidad de medidores de diferentes capacidades que estén en servicio y en reserva, así como la ubicación de cada medidor del Distribuidor.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, medidores, instalación de los medidores, señalización y costos de pruebas iniciales.</p>			

6

A efecto de separar los componentes de la cuenta *Medidores en servicio* el Permisario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:

Componente	Descripción
14471	Contadores
14472	Medidores para nuevos clientes
14473	Medidores reemplazados
14474	Conjunto de medición residencial
14475	Conexiones estándar
14476	Reconstrucciones
14477	Mejoras
14478	Materiales y mantenimientos mayores
14479	Otros componentes medidores en servicio

14.8.9. En la cuenta 1450 "Edificios", se incluirá el costo de los edificios para la prestación de los servicios corporativos, estrictamente indispensables para la prestación del servicio de distribución de gas natural por medio de ductos.

Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, instalaciones interiores, telecomunicaciones, cobertizos contra incendios, así como la renta de bodegas para la mensajería y envío de correspondencia.

Los edificios incluyen talleres, bodegas, estacionamientos, casetas de medidores, entre otros, que se utilicen principalmente en las operaciones de distribución, incluyendo construcciones para reguladores, manómetros y medidores.

A efecto de separar los componentes de la cuenta *Edificios* el Permisario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:

Componente	Descripción
14501	Instalaciones interiores
14502	Telecomunicaciones
14503	Cobertizo contra incendio
14504	Renta de bodega, mensajería, envío de materiales
14505	Reconstrucciones
14506	Mejoras
14507	Materiales y mantenimientos mayores
14508	Otros componentes edificios

14.8.10. En la cuenta 1451 "Mobiliario y equipo de oficina", se incluirá el costo del mobiliario y equipo de oficina estrictamente indispensable para la prestación del servicio de distribución.

<p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, anaqueles, casilleros, archiveros, escritorios, mobiliario empleado para la administración, mamparas, gabinetes, sistemas de teléfonos, divisiones modulares, equipos de refrigeración, estantes, dispensadores de agua, generadores eléctricos a gas, celulares, computadores de flujos y paneles.</p>															
<p>14.8.11. En la cuenta 1452 "Equipo de cómputo", se incluirán los costos de equipos y aparatos de uso informático estrictamente indispensable para la prestación del servicio de distribución de gas natural.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, equipos electrónicos para el procesamiento y uso de datos, equipo eléctrico para el uso de redes, incluyendo la fibra óptica, CPUs, computadoras, monitores, ratones, teclados, así como sus refacciones y accesorios mayores, aplicaciones informáticas, software informático y de los desarrollos tecnológicos estrictamente indispensable para la prestación del servicio de distribución.</p>															
<p>14.8.12. En la cuenta 1453 "Equipo de transporte", se incluirá el costo del equipo de transporte estrictamente indispensable para la prestación del servicio de distribución.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, vehículos industriales y vehículos para el traslado del personal</p> <p>A efecto de separar los componentes de la cuenta <i>Equipo de transporte</i> deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:</p> <table border="1" data-bbox="354 1087 951 1394"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>14531</td> <td>Vehículos industriales</td> </tr> <tr> <td>14532</td> <td>Vehículos del personal</td> </tr> <tr> <td>14533</td> <td>Reconstrucciones</td> </tr> <tr> <td>14534</td> <td>Mejoras</td> </tr> <tr> <td>14535</td> <td>Materiales y mantenimientos mayores</td> </tr> <tr> <td>14536</td> <td>Otros componentes de equipo de transporte</td> </tr> </tbody> </table>	Componente	Descripción	14531	Vehículos industriales	14532	Vehículos del personal	14533	Reconstrucciones	14534	Mejoras	14535	Materiales y mantenimientos mayores	14536	Otros componentes de equipo de transporte	
Componente	Descripción														
14531	Vehículos industriales														
14532	Vehículos del personal														
14533	Reconstrucciones														
14534	Mejoras														
14535	Materiales y mantenimientos mayores														
14536	Otros componentes de equipo de transporte														
<p>14.8.13. En la cuenta 1454 "Maquinaria y herramientas", se incluirá el costo de los diversos equipos y herramientas estrictamente indispensable para la prestación del servicio de distribución que no aparezcan en las cuentas previas.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, kit de análisis de combustión, cortadora de disco abrasivo de banco, martillo de demolición, compresoras para aire, compresor móvil, sopladora de mano, motosierra, detector de fugas, lápiz lector óptico, manómetro de presión, generador eléctrico, abrazadera, amperímetro, multímetro, equipo para calibración, juego de cables, manguera de prueba, bomba de compresión, termómetro digital y equipo de electrofusión.</p>															

A efecto de separar los componentes de la cuenta *Maquinaria y herramienta* deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:

Componente	Descripción
14541	Kit de análisis de combustión
14542	Cortadora de disco abrasivo de banco
14543	Martillo de demolición
14544	Compresoras para aire
14545	Compresor móvil
14546	Sopladora de mano
14547	Motosierra
14548	Detector de fugas
14549	Lápiz lector óptico/barcode
145410	Manómetro de presión
145411	Equipo de detección de odorante
145412	Generador eléctrico
145413	Abrazadera
145414	Navegador GPS
145415	Amperímetro
145416	Multímetro
145417	Equipo para calibración
145418	Juego de cables
145419	Manguera de prueba
145420	Bomba de compresión
145421	Termómetro digital
145422	Equipo de electro fusión
145423	Equipo de radiofrecuencia
145424	Electrodo para PH
145425	Medidores de espesores
145426	Medidor de resistividad de suelos
145427	Trituradora
145428	Equipo de respiración autónomo
145429	Equipo exposímetro
145430	Retroexcavadora
145431	Equipo de fusión para tubería
145432	Mamógrafo Mamógrafo
145433	Máquina para cortar
145434	Retensor
145435	Compactadora
145436	Pala neumática
145437	Kit para termofusionar
145438	Taladro sondeo
145439	Detector de metal
145440	Detector de gas
145441	Cinta magnética
145442	Cinta poliken

Ave. Tecnológico #4505, Col. Granjas, Chihuahua, Chihuahua, C.P. 31160.

145443	Te envolvente		
145444	Diablos para corrida		
145445	Esponjas de limpieza		
145446	Reconstrucciones		
145447	Mejoras		
145448	Materiales y mantenimientos mayores		
<p>14.8.14. En la cuenta 1455 "Equipo de telecomunicaciones", se incluirá el costo de los teléfonos, radios, así como de las estructuras de comunicación y equipos utilizados, entera o predominantemente indispensables para la prestación del servicio de distribución.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, alambre de conexión, antena aérea, batería, cable, caja telefónica para poste, conduit y accesorios, torre, tablero de fusibles, radio, consola de radar, equipo generador o de abastecimiento de energía, torre de radio, torre receptora, torre transmisora, unidad móvil y unidad de control.</p>			
<p>14.8.15. En las cuentas 1457 a 1477 "Otros activos fijos", se incluirá el costo de todos los demás activos necesarios para la prestación del servicio que no aparezcan en las cuentas descritas por los presentes Criterios contables.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, armarios, bombas portátiles, equipo de alumbrado de calles, explosímetros, extinguidores de incendio, máscaras de gas, probador e indicado de monóxido de carbono, probadores para medidores, registradores de presión, relojes checadores para vigilantes y centro de control de monitores.</p>			
<p>14.8.16. En la cuenta 1478 "Inventario de gas en línea", se incluirá el costo del gas propiedad del Distribuidor que se utiliza para mantener la presión de la línea para la adecuada distribución del gas y mantenimiento de seguridad. El gas propiedad del distribuidor en ductos que no sea de su propiedad y forme parte del inventario de gas en líneas también se incluirá en esta cuenta. Esta cuenta no es depreciable y sólo se acreditará por disminución del gas en líneas.</p>			
<p>14.8.17. En la cuenta 1479 "Obras en construcción", se incluirá el costo de construcción de las tuberías e instalaciones de gas que se realicen, además del costo de mano de obra, materiales de construcción o suministros que se tengan en el punto de uso para la construcción de nuevo equipo y extensiones y otros elementos de costo de dicho trabajo de construcción. Cuando la instalación esté lista para dar servicio, su costo se acreditará a esta cuenta y se cargará a la cuenta relativa a su función.</p>			
Efecto de reexpresión de activos fijos			

<p>El grupo de cuentas 1500 será utilizado para el registro del efecto inflacionario como resultado de la aplicación de la NIF B-10.</p>	
<p>14.8.18. En la cuenta 1540 "Reexpresión de Terrenos", se registrará el importe de la reexpresión del valor de los Terrenos, como resultado de la aplicación de la NIF B-10.</p>	
<p>14.8.19. En la cuenta 1541 "Reexpresión de Derechos de vía", se registrará el importe de la reexpresión del valor de los Derechos de vía, como resultado de la aplicación de la NIF B-10.</p>	
<p>14.8.20. En la cuenta 1542 "Reexpresión de Estructuras y mejoras", se registrará el importe de la reexpresión del valor de las Estructuras para compresores y equipo de medición y de regulación y mejoras, como resultado de la aplicación de la NIF B-10.</p>	
<p>14.8.21. En la cuenta 1543 "Reexpresión de Equipos de servicio", se registrará el importe de la reexpresión del valor de los Equipos de servicio, como resultado de la aplicación de la NIF B-10.</p>	
<p>14.8.22. En la cuenta 1544 "Reexpresión de Instalaciones para medidores y para reguladores", se registrará el importe de la reexpresión del valor de las Instalaciones para medidores y para reguladores, como resultado de la aplicación de la NIF B-10.</p>	
<p>14.8.23. En la cuenta 1545 "Reexpresión de Ductos", se registrará el importe de la reexpresión del valor de los Ductos, como resultado de la aplicación de la NIF B-10.</p>	
<p>14.8.24. En la cuenta 1546 "Reexpresión de Equipo de medición y regulación", se registrará el importe de la reexpresión del valor de los Equipos de medición y regulación, como resultado de la NIF B-10.</p>	
<p>14.8.25. En la cuenta 1547 "Reexpresión Medidores en servicio", se registrará el importe de la reexpresión del valor de los Medidores en servicio, como resultado de la NIF B-10.</p>	
<p>14.8.26. En la cuenta 1550 "Reexpresión de Edificios", se incluirá el importe de la reexpresión del valor de los Edificios para oficinas, como resultado de la NIF B-10.</p>	
<p>14.8.27. En la cuenta 1551 "Reexpresión de Mobiliario y equipo de oficina", se incluirá el importe de la reexpresión del valor del Mobiliario y equipo de oficina, como resultado de la NIF B-10.</p>	
<p>14.8.28. En la cuenta 1552 "Reexpresión de Equipo de cómputo", se incluirá el importe de la reexpresión del valor del Equipo de cómputo, como resultado de la NIF B-10.</p>	

14.8.29. En la cuenta 1553 "Reexpresión de Equipo de transporte", se incluirá el importe de la reexpresión del valor del Equipo de transporte, como resultado de la NIF B-10.	
14.8.30. En la cuenta 1554 "Maquinaria y Herramienta", se incluirá el importe de la reexpresión del valor de la Maquinaria y Herramienta, como resultado de la NIF B-10.	
14.8.31. En la cuenta 1555 "Reexpresión de Equipo de telecomunicaciones", se incluirá el importe de la reexpresión del valor del Equipo de telecomunicación, como resultado de la NIF B-10.	
14.8.32. En las de cuentas 1557 a 1577 "Reexpresión de Otros activos fijos", se registrará el importe de la reexpresión del valor de las cuentas de Otros activos fijos, como resultado de la NIF B-10.	
14.8.33. En la cuenta 1578 "Reexpresión de Inventario de gas en línea", se incluirá el importe de la reexpresión del valor del Inventario de gas en línea, como resultado de la NIF B-10.	
14.8.34. En la cuenta 1579 "Reexpresión Obras en construcción", se incluirá el importe de la reexpresión del valor de las Obras en construcción, como resultado de la NIF B-10.	
Depreciación acumulada del valor histórico. El grupo de cuentas 1600 será utilizado para el registro de la depreciación acumulada asociada al valor histórico del activo fijo. 14.8.35. En la cuenta 1641 "Depreciación acumulada de Derechos de vía", se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de los Derechos de vía.	
14.8.36. En la cuenta 1642 "Depreciación acumulada de Estructuras y mejoras", se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de las Estructuras para compresores y equipo de medición y de regulación y mejoras.	
14.8.37. En la cuenta 1642 "Depreciación acumulada de Estructuras y mejoras", se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de las Estructuras para compresores y equipo de medición y de regulación y mejoras.	
14.8.38. En la cuenta 1644 "Depreciación acumulada de Instalaciones para medidores reguladores", se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de las Instalaciones para medidores y para reguladores.	
14.8.39. En la cuenta 1645 "Depreciación acumulada de Ductos", se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de los Ductos.	

14.8.40. En la cuenta 1646 "Depreciación acumulada de Equipo de medición y regulación", se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico del Equipo de medición y regulación.	
14.8.41. En la cuenta 1647 "Depreciación acumulada de Medidores en servicio", se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de los Medidores en servicio.	
14.8.42. En la cuenta 1650 "Depreciación acumulada de Edificios para oficina", se deberá de registrar la depreciación acumulada del valor histórico de los Edificios para oficina.	
14.8.43. En la cuenta 1651 "Depreciación acumulada de Mobiliario y equipo de oficina", se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico del Mobiliario y equipo de oficina.	
14.8.44. En la cuenta 1652 "Depreciación acumulada de Equipo de cómputo", se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico del Equipo de cómputo.	
14.8.45. En la cuenta 1653 "Depreciación acumulada de Equipo de transporte", se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico del Equipo de transporte.	
14.8.46. En la cuenta 1654 "Depreciación acumulada Maquinaria y Herramienta", se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de la Maquinaria y Herramienta.	
14.8.47. En la cuenta 1655 "Depreciación acumulada Equipo de telecomunicaciones", se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico del Equipo de telecomunicación".	
14.8.48. En las cuentas 1657 a 1677 "Depreciación acumulada de Otros activos fijos", se deberá de registrar la depreciación acumulada del valor histórico de los Otros activos fijos.	
Depreciación acumulada de la reexpresión. El grupo de cuentas 1700 será utilizado para el registro de la depreciación acumulada del efecto inflacionario como resultado de la aplicación de la NIF B-10. 14.8.49. En la cuenta 1741 "Depreciación acumulada de la reexpresión de Derechos de vía", se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de los Derechos de vía.	
14.8.50. En la cuenta 1742 "Depreciación acumulada de la reexpresión de Estructuras y mejoras", se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de las Estructuras para compresores y equipo de medición y de regulación y mejoras.	

14.8.51. En la cuenta 1743 "Depreciación acumulada de la reexpresión de Equipos de servicio", se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de los Equipos de servicio.	
14.8.52. En la cuenta 1744 "Depreciación acumulada de la reexpresión de Instalaciones para medidores y para reguladores", se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de las Instalaciones para medidores y para reguladores.	
14.8.53. En la cuenta 1745 "Depreciación acumulada de la reexpresión de Ductos", se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de los Ductos.	
14.8.54. En la cuenta 1746 "Depreciación acumulada de la reexpresión de Equipo de medición y regulación", se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión del Equipo de Medición y Regulación.	
14.8.55. En la cuenta 1747 "Depreciación acumulada de la reexpresión Medidores en servicio", se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de Medidores en servicio.	
14.8.56. En la cuenta 1750 "Depreciación acumulada de la reexpresión de Edificios para oficinas", se deberá de registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de los Edificios para oficinas.	
14.8.57. En la cuenta 1751 "Depreciación acumulada de la reexpresión de Mobiliario y equipo de oficina", se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión del Mobiliario y equipo de oficina.	
14.8.58. En la cuenta 1752 "Depreciación acumulada de la reexpresión de Equipo de cómputo", se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión del Equipo de cómputo.	
14.8.59. En la cuenta 1753 "Depreciación acumulada de la reexpresión de Equipo de transporte", se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión del Equipo de transporte.	
14.8.60. En la cuenta 1754 "Depreciación acumulada de la reexpresión de Maquinaria y Herramienta", se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de la Maquinaria y Herramienta.	

<p>14.8.61. En la cuenta 1755 "Depreciación acumulada de la reexpresión de Equipo de telecomunicaciones", se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión del Equipo de telecomunicaciones.</p>	
<p>14.8.62. En las cuentas 1757 a 1777 "Depreciación acumulada de la reexpresión de Otros activos fijos", se deberán de registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de los Otros activos fijos.</p>	
<p>14.9. En las cuentas 1800 a 1849 "Activos intangibles" deberá ser utilizado para el registro de activos intangibles, de acuerdo con lo señalado en la NIF C-8. Como pudieran ser seguros pagados por anticipado, gastos de instalación, otros cargos diferidos, el activo intangible derivado de la valuación actuarial de los pasivos laborales, entre otros.</p>	
<p>14.10. En las cuentas 1850 a 1899 "Crédito Mercantil" deberá ser utilizado para el registro de un crédito mercantil, de acuerdo con lo señalado en la NIF B-7.</p>	
<p>14.11. En las cuentas 1900 a 1949 "Inversiones en asociadas, negocios conjuntos y otras inversiones" deberá ser utilizado para el registro de Inversiones en asociadas, negocios conjuntos y otras inversiones, de acuerdo con lo señalado en la NIF C-7.</p>	
<p>14.12. En las cuentas 1950 a 1999 "Instrumentos financieros por cobrar a largo plazo" deberá ser utilizado para el registro de los instrumentos financieros por cobrar a largo plazo, de acuerdo con lo señalado en las NIF C-2 y C-10.</p>	
<p>Pasivo a corto plazo</p> <p>14.13. El grupo de cuentas 2000 a 2399 deberá ser utilizado para el registro del "Pasivo a corto plazo" del Distribuidor, como puede ser cuentas por pagar a proveedores, contratistas, partes relacionadas, empleados, bancos, impuestos y gastos acumulados, así como las deudas contraídas por el Distribuidor que tengan un vencimiento igual o menor a un año entre otros.</p>	
<p>14.14. En las cuentas 2100 a 2199 "Porción a corto plazo de la deuda financiera", se deberá registrar la porción a corto plazo de deuda financiera del Distribuidor, de acuerdo con lo establecido en la NIF C-9.</p> <p>14.14.1. En las cuentas 2110 a 2114 "Documentos por pagar a corto plazo", se registrarán los préstamos que obtenga el Distribuidor para financiar sus activos y su operación, que tengan vencimiento en el corto plazo.</p> <p>14.14.2. En las cuentas 2115 a 2120 "Intereses por pagar", se registrarán los intereses devengados no pagados derivados de los préstamos que obtenga el Distribuidor para financiar sus activos y su operación.</p>	

<p>14.15. En las cuentas 2200 a 2249 "Cuentas por pagar a proveedores", se registrarán las cuentas por pagar del Distribuidor, derivados de sus operaciones, como pueden ser cuentas por pagar a proveedores, contratistas, empleados, bancos, impuestos y gastos acumulados entre otros.</p> <p>14.15.1. En las cuentas 2210 a 2219 "Proveedores", se registrarán aquellos adeudos por la adquisición de bienes y servicios inherentes a la prestación del servicio de distribución.</p> <p>14.15.2. En las cuentas 2220 a 2229 "Contratistas", se registrarán aquellos adeudos por la construcción de activos fijos inherentes a la prestación del servicio de distribución.</p> <p>14.15.3. En las cuentas 2230 a 2239 "Acreedores diversos", se registrarán aquellos adeudos por la adquisición de bienes y servicios para consumo o beneficio del Distribuidor.</p> <p>14.15.4. En las cuentas 2240 a 2249 "Anticipos a clientes", se registrarán los cobros anticipados a cuenta de la futura prestación del servicio de distribución.</p>	
<p>14.16. En las cuentas 2250 a 2259 "Impuestos a la utilidad por pagar", se registrarán los pasivos provenientes de obligaciones impositivas como son los impuestos retenibles y a cargo, derechos y cuotas de seguridad social.</p>	
<p>14.17. En las cuentas 2260 a 2269 "Gastos acumulados por pagar", se registrarán los pasivos provenientes de obligaciones contractuales como son sueldos, comisiones, regalías, derechos de vía, gratificaciones, participación de utilidades a los trabajadores.</p>	
<p>14.18. En las cuentas 2270 a 2279 "Otros pasivos de corto plazo", se registrarán otros pasivos de corto plazo que tenga el permisionario.</p>	
<p>14.19. En las cuentas 2300 a 2349 "Cuentas por pagar a partes relacionadas", se deberán registrar los saldos de partes relacionadas que existan a cargo del Distribuidor. Se deberá mantener controles auxiliares de cada una de dichas partes relacionadas y por cada tipo de operación que se desarrolle. En caso de que existan saldos a largo plazo deberán registrarse por separado dentro del grupo de cuentas 2400.</p>	
<p>14.20. En las cuentas 2350 a 2399 "Provisiones", se registrarán los pasivos cuya cuantía o fecha de liquidación son inciertas y menores a un año, de acuerdo con lo señalado en la NIF C-9.</p>	
<p>Pasivo a largo plazo</p>	
<p>14.21. En las cuentas 2400 a 2499 "Cuentas por pagar a largo plazo", se deberán registrar aquellos adeudos que adquiera el Distribuidor para financiar sus activos y su operación con vencimiento mayor a un año, de conformidad con lo señalado en la NIF C-9.</p>	

<p>14.22. En las cuentas 2500 a 2599 "Porción de pasivo convertible en capital", se deberán de registrar aquellos pasivos que sean convertibles en capital, de conformidad con lo señalado en la NIF C-12.</p>	
<p>14.23. En las cuentas 2600 a 2699 "Provisión por impuesto a la utilidad diferido", se deberán de registrar los pasivos provenientes de obligaciones impositivas correspondiente a operaciones atribuibles al periodo contable actual, pero que fiscalmente son reconocidos en momentos diferentes, de conformidad con lo señalado en la NIF D-4.</p>	
<p>14.24. En las cuentas 2700 a 2799 "Beneficio a empleados", se deberán registrar los pasivos derivados de las obligaciones laborales, de conformidad con lo señalado en la NIF D-3.</p>	
<p>14.25. En las cuentas 2800 a 2899 "Provisiones a largo plazo", se deberán de registrar los pasivos cuya cuantía o fecha de liquidación sea incierta con plazo mayor a un año, de conformidad con lo señalado en la NIF C-9.</p>	
<p>14.26. En las cuentas 2900 a 2999 "Otros pasivos de largo plazo", se registrarán otros pasivos de largo plazo que tenga el permisionario.</p>	
<p>Capital Contable</p> <p>El grupo de cuentas 3000 a 3499 deberá ser utilizado para el registro del patrimonio del Distribuidor, sus modificaciones derivadas de incrementos o disminuciones de capital, utilidades o pérdidas generadas, de dividendos y de efectos de inflación.</p> <p>14.27. En las cuentas 3100 a 3199 "Capital social", se deberá registrar el valor histórico de las aportaciones efectuadas por los socios y representadas por acciones o equivalentes.</p>	
<p>14.28. En las cuentas 3200 a 3299 " Reservas de capital", se deberá registrar la reserva legal que debe de crear el Distribuidor de conformidad con el artículo 20 de la Ley General de Sociedades Mercantiles y la NIF C-11.</p>	
<p>14.29. En las cuentas 3300 a 3399 "Utilidades acumuladas", se deberá de registrar las utilidades y pérdidas acumuladas que se generen derivadas de la operación del Distribuidor, de conformidad con la NIF C-11.</p>	
<p>14.30. En las cuentas 3400 a 3499 "Otros resultados Integrales", se deberá de registrar los movimientos del periodo relativos a cada uno de los otros resultados integrales clasificados por su naturaleza, su impuesto a la utilidad y su PTU, de conformidad con lo señalado en la NIF B-3.</p>	
<p>Cuentas del estado de resultado integral</p>	
<p>14.31. El grupo de cuentas 4400 a 4499 "Ingresos por traspaso de costos", deberá ser utilizado para el registro de los ingresos por el traspaso de</p>	

<p>costos generados por la venta de gas, por el costo del servicio de transporte, por los costos de conexión pagados a los transportistas, así como por los costos de almacenamiento, rebajas, devoluciones o bonificaciones sobre los costos trasladables a los usuarios por concepto de venta de gas o por los servicios de almacenamiento y transporte de gas. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p>	
<p>14.32. El grupo de cuentas 4500 a 4599 "Ingresos por servicio de distribución", deberá ser utilizado para el registro de los ingresos generados por la prestación del servicio de distribución.</p> <p>14.32.1. En las cuentas 4500 a 4509 "Ingresos por capacidad por tarifa regulada", se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por capacidad por tarifa regulada efectuados a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p> <p>14.32.2. En las cuentas 4510 a 4529 "Ingresos por capacidad por tarifa convencional", se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por capacidad por tarifas convencionales efectuados a Usuarios y/o Usuarios finales.</p> <p>14.32.3. En las cuentas 4530 a 4539 "Ingresos por uso por tarifa regulada", se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por uso por tarifa regulada efectuados a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p> <p>14.32.4. En las cuentas 4540 a 4549 "Ingresos por uso por tarifa convencional", se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por uso por tarifas convencionales efectuados a Usuarios y/o Usuarios finales.</p> <p>14.32.5. En las cuentas 4550 a 4559 "Ingresos por servicio", se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por servicios efectuados a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p> <p>14.32.6. En las cuentas 4560 a 4569 "Ingresos por distribución con comercialización", se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por la distribución con comercialización a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p> <p>14.32.7. En las cuentas 4570 a 4579 "Rebajas, devoluciones y bonificaciones", se registrarán las rebajas, devoluciones y bonificaciones por concepto de la prestación del servicio de</p>	<p style="text-align: right;">6</p>

<p>distribución. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p>	
<p>14.33. El grupo de cuentas 4600 a 4699 "Ingresos por actividades distintas a las de distribución", deberá ser utilizado para el registro de los ingresos correspondientes a actividades distintas a las de distribución.</p> <p>14.33.1. En las cuentas 4600 a 4609 "Ingresos por conexión estándar", se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por conexión estándar efectuados a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p> <p>14.33.2. En las cuentas 4610 a 4619 "Ingresos por conexión no estándar", se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por conexión no estándar efectuados a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p> <p>14.33.3. En las cuentas 4620 a 4629 "Otros ingresos por conexión", se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por conexiones diferentes a la estándar y no estándar efectuadas a los Usuarios y/o Usuarios finales.</p> <p>14.33.4. En las cuentas 4630 a 4639 "Ingresos por desconexión", se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por desconexión efectuados a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p> <p>14.33.5. En las cuentas 4640 a 4649 "Ingresos por reconexión", se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por reconexión efectuados a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p>	
<p>14.34. En las cuentas 4700 a 4799 "Otros ingresos", se registrarán todos aquellos otros ingresos que perciba el Distribuidor que no estén incluidos en cualquiera de las clasificaciones anteriores. El Distribuidor deberá de abrir subcuentas o auxiliares para el registro de cada cuenta de otros ingresos.</p>	
<p>Costos y gastos de operación</p> <p>En este grupo de cuentas se incluyen aquellas designadas para mostrar los costos de operación en la prestación del servicio de distribución, así como los costos de gas y otras instalaciones generales incluyendo los gastos de venta y los gastos de administración.</p>	

<p>Costos del servicio de distribución</p> <p>14.35. En la cuenta 5211 "Costo del servicio de distribución", se registrará la mano de obra, incluyendo las prestaciones y los costos adicionales como pueden ser los impuestos y demás contribuciones derivadas de la relación laboral, materiales y refacciones y costos indirectos utilizados en la operación de ductos y de compresores, en la medición, regulación, y comunicaciones necesarias para la prestación del servicio de distribución.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, análisis de laboratorio; calefacción; descongelamiento de heladas; gas utilizado en la operación de compresores y rebombes; gastos de transporte; gastos de viaje relacionados con actividades inherentes a la distribución de gas natural; gráficas; herramientas; honorarios a técnicos; impuestos locales; impuestos y contribuciones federales; inyección de kontrol, metanol, glicol y otros; lectura y reporte de las presiones llineales y cambios gráficos; limpieza; luz; mermas; patrullaje de líneas; previsión social; productos químicos utilizados; remoción de objetos de las líneas; rentas; sopladura y limpieza de líneas; sueldos y salarios; teléfono; toma de muestras de gas; válvulas de empaque.</p>	
<p>14.36. En la cuenta 5212 "Mantenimiento de activos fijos asignados al servicio de distribución", se registrará el costo de mano de obra, materiales y refacciones y gastos incurridos en el mantenimiento del sistema de distribución, incluyendo los ductos, los relativos a compresores, equipos de regulación y medición y estructuras.</p> <p>Al registrar los gastos de mantenimiento se deberá tomar en cuenta lo expuesto por la NIF C-6, numeral 44.3.2.1, sobre el mantenimiento o reparaciones capitalizables.</p>	
<p>Costos del servicio de conexión</p> <p>14.37. En la cuenta 5231 "Costo del servicio de conexión no estándar", se registrarán los costos de la mano de obra, supervisión, materiales, utilizados en la conexión y gastos relativos derivados de las conexiones no estándar, como pueden ser el costo de la tubería y el costo de apertura y reparación de pavimento y banquetas. El costo del medidor y su instalación deberá registrarse en la cuenta 1448.</p> <p>Con el propósito de conocer por separado el costo de desconectar y reconectar a usuarios, se deberá llevar un sistema de servicio por órdenes, a fin de identificar conexiones estándar, no estándar y desconexiones y reconexiones.</p>	
<p>14.38. En la cuenta 5232 "Mantenimiento de activos fijos asignados al servicio de conexión", se registrarán los costos de la mano de obra, materiales y refacciones y gastos incurridos en el mantenimiento de activos asignados al servicio de conexión.</p>	

<p>Al registrar los gastos de mantenimiento se deberá tomar en cuenta lo expuesto por la NIF C-6, numeral 44.3.2.1, sobre el mantenimiento o reparaciones capitalizables.</p>	
<p>Costo del servicio de desconexión – reconexión</p> <p>14.39. En la cuenta 5241 "Costo de desconexión – reconexión", se registrarán los costos de la mano de obra, supervisión, materiales utilizados y gastos relativos a la desconexión y reconexión de usuarios.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, instalación de los medidores, retiro de medidores, costo de las conexiones, costo de apertura y reparación de pavimento y banquetas, en su caso.</p> <p>Para efectos de conocer por separado el costo de desconectar y reconectar a usuarios, se deberá llevar un sistema de servicio por órdenes, a fin de poder identificar conexiones estándar y no estándar, desconexiones y reconexiones.</p>	
<p>Costo de otros servicios</p> <p>14.40. En la cuenta 5261 "Costo de otros servicios", se registrarán los costos relativos a otros servicios que preste el Distribuidor.</p>	
<p>14.41. En la cuenta 5262 "Mantenimiento de activos fijos asignados a otros servicios", se registrará el costo de la mano de obra, materiales y refacciones y gastos incurridos en el mantenimiento de activos asignados a la prestación de otros servicios.</p> <p>Al registrar los gastos de mantenimiento se deberá tomar en cuenta lo expuesto en el numeral 44.3.2.1 de la NIF C-6, sobre el mantenimiento o reparaciones capitalizables.</p>	
<p>14.42. En la cuenta 5270 "Costo por bonificación por fallas y deficiencias", se deberá de registrar el costo por bonificación en que tenga que incurrir el Distribuidor por suspensión del servicio, de conformidad con lo establecido en el artículo 79 del Reglamento.</p>	
<p>14.43. En la cuenta 5280 "Multas y penalizaciones", se deberán de registrar las multas y penalizaciones que deba pagar el Distribuidor como consecuencia de su operación.</p>	
<p>Costos trasladables a usuarios</p> <p>14.44. En la cuenta 5310 "Compras de gas", se deberá de registrar las compras de gas que efectúe el Distribuidor considerando todos los volúmenes recibidos en el punto de entrega que se defina en el contrato de suministro, excepto aquellas compras que se deban registrar en la cuenta 5320.</p>	

<p>14.45. En la cuenta 5320 "Compras de gas por balanceo", se deberá de registrar el importe correspondiente a aquellas compras que se deban efectuar para nivelar el volumen y presión de las tuberías.</p>	
<p>14.46. En las cuentas 5330 a 5339 "Costo del servicio de transporte", se deberá de registrar aquellos importes que el Distribuidor haya pagado al transportista por concepto del servicio de transporte.</p> <p>Se deberán llevar subcuentas o auxiliares que, en su caso permitan conocer por separado este servicio de acuerdo con la siguiente clasificación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Por capacidad • Por uso • Por servicio 	
<p>14.47. En la cuenta 5340 "Costo del servicio de almacenamiento", se deberá de registrar aquellos importes que el Distribuidor haya pagado a empresas reguladas de almacenamiento por concepto del servicio de almacenamiento.</p>	
<p>Depreciación del ejercicio</p> <p>14.48. En la cuenta 5341 "Depreciación del ejercicio de Derechos de vía", se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de los Derechos de vía.</p>	
<p>14.49. En la cuenta 5342 "Depreciación del ejercicio de Estructuras y mejoras", se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de las Estructuras para compresores y equipo de medición y regulación y mejoras.</p>	
<p>14.50. En la cuenta 5343 "Depreciación del ejercicio de Equipos de servicios", se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de los Equipos de servicios.</p>	
<p>14.51. En la cuenta 5344 "Depreciación del ejercicio de Instalaciones para medidores y reguladores", se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de las Instalaciones para medidores y reguladores.</p>	
<p>14.52. En la cuenta 5345 "Depreciación del ejercicio de Ductos", se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de los Ductos.</p>	
<p>14.53. En la cuenta 5346 "Depreciación del ejercicio de Equipo de medición y regulación", se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico del Equipo de medición y regulación.</p>	
<p>14.54. En la cuenta 5347 "Depreciación del ejercicio de Medidores en servicio", se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de los Medidores en servicio.</p>	

<p>14.55. En la cuenta 5350 "Depreciación del ejercicio de Edificios", se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de los Edificios para oficina.</p>	
<p>14.56. En la cuenta 5351 "Depreciación del ejercicio de Mobiliario y equipo de oficina", se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico del Mobiliario y equipo de oficina.</p>	
<p>14.57. En la cuenta 5352 "Depreciación del ejercicio de Equipo de cómputo", se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico del Equipo de cómputo.</p>	
<p>14.58. En la cuenta 5353 "Depreciación del ejercicio de Equipo de transporte", se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico del Equipo de transporte.</p>	
<p>14.59. En la cuenta 5354 "Depreciación del ejercicio de Maquinaria y Herramienta", se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de la Maquinaria y Herramienta.</p>	
<p>14.60. En la cuenta 5355 "Depreciación del ejercicio de Equipo de telecomunicaciones", se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico del Equipo de telecomunicaciones.</p>	
<p>14.61. En las cuentas 5357 a 5377 "Depreciación del ejercicio de Otros activos fijos", se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de los Otros activos fijos.</p>	
<p>14.62. La cuenta de Inventario de gas en línea no es depreciable y sólo se acreditará por disminución del gas en las líneas.</p>	
<p>14.63. En la cuenta 5380 "Depreciación del ejercicio de equipos para otros servicios", se registrará el costo a resultado por concepto de depreciación relativa a aquellos activos fijos que estén asignados directamente a la prestación de otros servicios y, en su caso, la proporción que resulte por el prorrateo de la depreciación de activos fijos que sean comunes a dos o más tipos de servicio.</p>	
<p>14.64. En la cuenta 5381 "Depreciación del ejercicio de equipos para el servicio de desconexión – reconexión", se registrará el cargo a resultados por concepto de depreciación relativa a aquellos activos fijos que estén asignados directamente a la desconexión – reconexión de usuarios y, en su caso, la proporción que resulte por el prorrateo de la depreciación de activos fijos que sean comunes a dos o más tipos de servicio.</p>	
<p>Gastos de venta</p>	
<p>14.65. En las cuentas 5400 a 5499 "Gastos de venta", se deberá de registrar los gastos en que incurra el Distribuidor en sus esfuerzos de promoción y publicidad para vender sus servicios y el gas.</p>	

<p>El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para presentar por separado la proporción de gastos de venta que le corresponda a cada tipo de ingreso por servicio.</p> <p>Para efectos de control, se deberá establecer una subcuenta o auxiliar para cada cuenta de gastos de venta que se maneje.</p>	
<p>Gastos de administración</p> <p>14.66. En las cuentas 5500 a 5599 "Gastos de administración", se deberá de registrar los gastos incurridos en la administración general de las operaciones del Distribuidor.</p> <p>El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para presentar por separado la proporción de gastos de administración que le corresponda a cada tipo de ingreso por servicio.</p> <p>Para efectos de control, se deberá establecer una subcuenta o auxiliar para cada cuenta de gastos de administración que se maneje.</p>	
<p>Resultado integral de financiamiento</p> <p>14.67. En las cuentas 6000 a 6999 "Resultado integral de financiamiento", se deberá de registrar aquellas operaciones que tengan un efecto en el costo financiero del Distribuidor, como son los intereses devengados a favor y a cargo, la utilidad o pérdida cambiaria que se devengue en el ejercicio derivada de las operaciones que realice el Distribuidor en moneda extranjera.</p> <p>Para efectos de control, se deberá establecer una subcuenta o auxiliar para cada cuenta de costo integral de financiamiento que se maneje.</p>	
<p>Otros ingresos y gastos</p> <p>14.68. En las cuentas 7000 a 7999 "Otros ingresos y gastos", se deberá de registrar los ingresos y gastos distintos a los de operación y mantenimiento, resultantes de transacciones inusuales o infrecuentes o de una actividad no primaria.</p> <p>Para efectos de control, se deberá establecer una subcuenta o auxiliar para cada cuenta de otros ingresos y gastos que se maneje.</p> <p>Se deberá utilizar una cuenta específica para registrar el efecto de actualizar las cifras de otros ingresos y gastos del estado de resultados a pesos de poder adquisitivo del cierre del ejercicio de acuerdo con la mecánica establecida en el Boletín B-10. Para efectos de control, se deberá establecer una subcuenta por cada cuenta de otros ingresos y gastos que se maneje.</p>	
<p>Provisiones, partidas extraordinarias y otros</p>	

<p>14.69. En las cuentas 8000 a 8499 "Impuestos a la utilidad", se deberá registrar el importe de los impuestos a la utilidad del periodo contable, conforme a lo señalado en la NIF D-4.</p> <p>14.70. En las cuentas 8500 a 8999 "Provisiones, partidas extraordinaria y otros", se deberá de registrar la participación de los trabajadores en las utilidades, las partidas discontinuas y extraordinarias y el efecto acumulado al inicio del ejercicio por cambios en los principios de contabilidad de acuerdo con lo establecido en la NIF B-3.</p> <p>Para efectos de control, se deberá establecer una subcuenta o auxiliar para cada cuenta de provisiones, partidas extraordinarias y otros que se maneje.</p> <p>Se deberá utilizar una cuenta específica para registrar el efecto de actualizar las cifras provisionales, operaciones discontinuadas, partidas extraordinarias y el efecto acumulado al inicio del ejercicio por cambios en principios de contabilidad del estado de resultados a pesos de poder adquisitivo del cierre del ejercicio de acuerdo con la mecánica establecida en el Boletín B-10. Para efectos de control, se deberá establecer una subcuenta por cada cuenta de otros ingresos y gastos que se maneje.</p>	
<p>ANEXO III</p> <p>PARÁMETROS PARA LA DETERMINACIÓN DEL INCENTIVO A LA EXPANSIÓN</p> <p>1. Objetivo</p> <p>Presentar la metodología para la determinación del Incentivo a la Expansión aplicable a las empresas reguladas dentro de la industria de distribución de gas natural en México que cuenten con incrementos anuales en Usuarios Finales de Bajo Consumo (UFBC).</p> <p>Cabe señalar que el Incentivo a la Expansión tiene como finalidad promover la expansión de las redes de distribución de gas natural por medio de ducto a los UFBC mediante parámetros externos conforme a condiciones demográficas y socioeconómicas, así como parámetros internos de acuerdo con la operación que implemente cada Distribuidor para el desarrollo del sistema.</p>	<p>¿Cuáles son los casos en los que se aplica el incentivo a la expansión? ¿Cuál es la justificación de que en el incentivo de expansión no se considere la saturación de la red ya existente? ¿De qué manera el incentivo de expansión incentiva de manera equitativa a los mercados nuevos y los mercados ya saturados?</p> <p>¿El objetivo es la expansión de redes o una mayor penetración? Hacer redes no necesariamente significan más usuarios, por lo que el incentivo debería hacer una</p>

	distinción entre mercados nuevos y mercados ya saturados.
<p>2. Incentivo a la Expansión:</p> <p>El Incentivo a la Expansión incrementará el LRM hasta un 3% (tres por ciento o 300 puntos base) y será calculado en función de los parámetros externos e internos.</p>	
<p style="text-align: center;">$I_E = \text{Parámetros Externos} \times \text{Parámetros Internos}$</p> <p>Donde:</p> <p>$I_E =$ Incentivo a la expansión con base en la información del año sujeto a supervisión.</p> <p><i>Parámetros Externos</i> = Parámetros externos del incentivo a la expansión, en porcentaje.</p> <p><i>Parámetros Internos</i> = Parámetros internos del incentivo a la expansión, adimensional.</p>	<p>Existe una inconsistencia en la comparación de los parámetros ya que la fuente de datos que presenta la Comisión, de conformidad con la disp. 3.5 es suministrada de manera bianual, mientras que los parámetros internos serán suministrados de manera anual. ¿Existe una justificación para considerar ambos parámetros?</p>
<p>La Comisión establecerá para el Servicio de Distribución por medio de ducto de gas natural, un Incentivo a la Expansión (I_E) aplicable a aquellos Distribuidores que incrementen anualmente la prestación del servicio a UFBC.</p>	<p>¿Cuáles son los casos en los que se aplica el incentivo a la expansión? ¿Cuál es la justificación de que en el incentivo de expansión no se considere la saturación de la red ya existente? El incremento de la prestación del servicio no implica necesariamente la expansión de red. También es importante considerar que existen zonas en las que más que ampliar la red, es necesario saturar la ya existente.</p>
<p>3. Determinación de los parámetros externos:</p> <p>Los parámetros externos son aquellos que dependen de las condiciones demográficas y socioeconómicas del Centro de Población donde se va a desarrollar el Sistema de Distribución de Gas Natural por ductos, por lo cual la Comisión estableció los siguientes riesgos:</p> <p style="text-align: center;">$\text{Parámetros Externos} = \text{Riesgo}_A + \text{Riesgo}_B$</p> <p>Donde:</p>	<p>Aclare el procedimiento a seguir para el cálculo de los parámetros externos que le aplicarán los permisionarios cuyos permisos señalan municipios que abarcan dos o más entidades federativas.</p>

<p><i>Parámetros Externos</i></p> <p>=</p> <p><i>Riesgo_A</i> =</p> <p><i>Riesgo_B</i> =</p> <p>Fuentes de información disponibles en la disposición 3.5 del presente Anexo.</p>	<p>Parámetros externos del incentivo a la expansión, en porcentaje.</p> <p>Riesgo de la Densidad de viviendas con toma de agua, en porcentaje.</p> <p>Riesgo del Porcentaje de viviendas que consumen gas natural, en porcentaje.</p>	<p>Se solicita a la Comisión que desarrolle por qué identifica que los indicadores empleados para calcular los parámetros externos son considerados riesgos para el distribuidor, toda vez que describen condiciones socioeconómicas de las viviendas. Asimismo, detalle el análisis que realizó para determinar que el incentivo a la expansión propuesto es suficiente para compensar las desventajas que identifica en las variables empleadas.</p> <p>Asimismo, se solicita justifique la selección de las unidades territoriales que ha decidido emplear para la construcción de los indicadores que conforman los parámetros externos.</p> <p>Se requiere que la Comisión justifique el periodo de actualización de los parámetros externos e internos que propone y las razones por las que lo desvincula de la disponibilidad de la información.</p>
<p>Los parámetros externos se determinan en función del riesgo que presenta el Distribuidor al desarrollarse en un determinado Centro de Población en el año sujeto a supervisión, en la cual, a mayor riesgo mayor incentivo y viceversa, conformado por los siguientes riesgos:</p> <p>a. <u>Riesgo A. Densidad de viviendas con toma de agua:</u> se refiere al número de viviendas con toma de agua por entidad federativa con relación a su extensión territorial, medida en unidades de vivienda con toma de agua por kilómetro cuadrado y está determinado por:</p>		<p>Aclare ¿cuál será la opción de disponibilidad de agua entubada emplea en su metodología propuesta, asimismo, justifique la exclusión de las demás opciones?</p>

<p style="text-align: center;">$Densidad\ viviendas\ TA_i = \frac{Viviendas\ TA_i}{Ext.Territorial_i}$</p> <p>Donde:</p> <p style="margin-left: 40px;">$Densidad\ viviendas\ TA_i =$ Densidad de viviendas con toma de agua de la <i>i</i>-ésima entidad federativa, expresado en vivienda por km²</p> <p style="margin-left: 40px;">$Viviendas\ TA_i =$ Total de viviendas con toma de agua de la <i>i</i>-ésima entidad federativa, expresado en vivienda.</p> <p style="margin-left: 40px;">$Ext.Territorial_i =$ Extensión territorial de <i>i</i>-ésima entidad federativa, expresado en kilómetros cuadrados.</p> <p>Fuentes de información disponibles en la disposición 3.5 del presente Anexo.</p> <p>importante mencionar, que para el presente riesgo se considera la densidad de viviendas con toma de agua debido a que se busca acotar el número de viviendas con posibilidad económica, social y geográfica de obtener el servicio de distribución por medio de ducto de gas natural debido a que existe amplia similitud en cuanto a las condiciones técnicas y económicas necesarias para la penetración de ambos servicios.</p>	Es
<p>b. <u>Riesgo B. Porcentaje de viviendas con consumo de gas natural:</u> se refiere al porcentaje de viviendas con toma de agua por entidad federativa en las cuales el gas natural es la principal fuente de combustible en comparación con otros combustibles y está determinado por:</p> <p style="text-align: center;">$\% Viviendas\ GN_i = \frac{Viviendas\ GN_i}{Viviendas\ TA_i} \times 100$</p> <p>Donde:</p> <p style="margin-left: 40px;">$\% Viviendas\ GN_i =$ Porcentaje de viviendas de la <i>i</i>-ésima entidad federativa con gas natural como principal combustible, expresado en porcentaje.</p> <p style="margin-left: 40px;">$Viviendas\ GN_i =$ Total de viviendas de la <i>i</i>-ésima entidad federativa con gas natural como principal combustible, expresado en viviendas.</p> <p style="margin-left: 40px;">$Viviendas\ TA_i =$ Total de viviendas con toma de agua de la <i>i</i>-ésima entidad federativa, expresado en vivienda.</p>	

<p>Fuentes de información disponibles en la disposición 3.5 del presente Anexo.</p> <p>Adicionalmente, se determina el número total de viviendas de las <i>i</i>-ésima entidad federativa con gas natural como principal combustible de acuerdo con lo siguiente:</p> $Viviendas\ GN_i = \sum_j FE_{ij}$ <p>Donde:</p> <p><i>Viviendas GN_i</i> = Total de viviendas de la <i>i</i>-ésima entidad federativa con gas natural como principal combustible.</p> <p><i>FE_{ij}</i> = Factor de expansión de la <i>j</i>-ésima encuesta con gas natural como principal combustible de la <i>i</i>-ésima entidad federativa asignado por el INEGI.</p> <p>Fuentes de información disponibles en la disposición 3.5 del presente Anexo.</p>							
<p>Para determinar los intervalos para la densidad de viviendas con toma de agua y el porcentaje de viviendas que consumen gas natural se utilizó el método estadístico de los cuartiles, tal como se detalla a continuación:</p>							
<p>a) Se ordena la serie de datos de cada riesgo de menor a mayor obteniendo una serie que satisface lo siguiente:</p> $N_1 \leq N_2 \leq N_3 \leq \dots \leq N_{31} \leq N_{32}$ <p>b) Una vez ordenados los datos, se obtienen los cuartiles de acuerdo con las siguientes ecuaciones:</p> <p><i>C₁</i> Primer cuartil $N_8 + \frac{3}{4}(N_9 - N_8)$</p> <p><i>C₂</i> Segundo cuartil $\frac{1}{2}(N_{16} + N_{17})$</p> <p><i>C₃</i> Tercer cuartil $N_{24} + \frac{1}{4}(N_{25} - N_{24})$</p>	<p>Se insta a la Comisión aclarar la ecuación para determinar el segundo cuartil, al existir una omisión de notación en ella</p>						
<p>Se establece que cada riesgo que conforman los parámetros externos tendrá una ponderación máxima de 1.5000%, que será dividida en partes iguales a los intervalos establecidos en el numeral anterior.</p>	<p>¿Cuáles son las bases para determinar una ponderación de 1.5%?</p>						
<p>Las fuentes de información para los parámetros externos son las siguientes:</p> <p><i>Fuente de la serie viviendas con Gas Natural</i></p> <table border="1" data-bbox="224 1564 852 1873"> <tr> <td>Fuente:</td> <td>Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH).</td> </tr> <tr> <td>Serie:</td> <td>Tabulados de hogares y viviendas - Viviendas por entidad federativa, según combustible más utilizado para cocinar.</td> </tr> <tr> <td>Tipo de Datos:</td> <td>Indicadores de precisión estadística, así como la</td> </tr> </table>	Fuente:	Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH).	Serie:	Tabulados de hogares y viviendas - Viviendas por entidad federativa, según combustible más utilizado para cocinar.	Tipo de Datos:	Indicadores de precisión estadística, así como la	<p>Especificar si en caso de que la información no esté disponible para su consulta, se aplicará el último dato disponible.</p>
Fuente:	Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH).						
Serie:	Tabulados de hogares y viviendas - Viviendas por entidad federativa, según combustible más utilizado para cocinar.						
Tipo de Datos:	Indicadores de precisión estadística, así como la						

<p><i>presentación de datos tabulados de todas las encuestas con muestreo probabilístico del INEGI.</i></p> <p>Frecuencia: <i>Bianual</i></p>		
<p><i>Fuente de la serie de viviendas con toma de agua y extensión territorial de las entidades federativas</i></p>		
<p>Fuente: <i>Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH).</i></p> <p>Serie: <i>Características de las viviendas en que habitan los integrantes del hogar (viviendas)</i></p> <p>Tipo de Datos: <i>Micro datos junto con archivo descriptor para el manejo de las bases de datos.</i></p> <p>Frecuencia: <i>Bianual</i></p>		
<p>4. Determinación de los parámetros internos:</p>		
<p>Los parámetros internos son aquellos que dependen de la operación del Distribuidor para el desarrollo del sistema de distribución por medio de ducto de gas natural, por lo cual, la Comisión estableció los siguientes criterios:</p> <p style="text-align: center;"><i>Parámetros Internos = Criterio_A + Criterio_B</i></p> <p>Donde:</p> <p><i>Parámetros Internos</i> = Parámetros internos del incentivo a la expansión, adimensional</p> <p><i>Criterio_A</i> = Ponderador del incremento en UFBC.</p> <p><i>Criterio_B</i> = Ponderador de la expansión de la red.</p>	<p>Se solicita a la Comisión que aclare cuál fue el análisis que empleó para determinar que la ponderación de cada uno de los criterios de los parámetros internos, asimismo, explique si considera la actualización de estos y bajo qué supuestos.</p>	
<p>Los parámetros internos se fundamentan en el incremento de UFBC y la expansión de la red del sistema desarrollado por el Distribuidor en el año sujeto a supervisión, para lo cual, su ponderación se basa en que, a mayor crecimiento del sistema mayor ponderación y viceversa, de acuerdo con los siguientes criterios:</p>		
<p>a. <u>Criterio A. Incremento en Usuarios Finales de Bajo Consumo:</u> se considera como el porcentaje de incremento de UFBC que presentó el Distribuidor en el año sujeto a supervisión respecto al año inmediato anterior; tal como se detalla a continuación:</p> $\text{Incremento UFBC}_t = \frac{\text{UFBC}_t - \text{UFBC}_{t-1}}{\text{UFBC}_{t-1}} \times 100$ <p>Donde:</p> <p><i>Incremento UFBC_t</i> Criterio del incremento en Usuarios Finales de Bajo Consumo en el año sujeto a supervisión, en porcentaje.</p>	<p>Se requiere a la Comisión justifique por qué para el criterio A considera usuarios netos, es decir, conexiones, desconexiones y reconexiones. Lo anterior, considerando que las desconexiones no necesariamente están relacionadas con el desempeño de la prestación del servicio.</p>	

<p>$UFBC_t =$ Total de Usuarios Finales de Bajo Consumo en el año sujeto a supervisión.</p> <p>$UFBC_{t-1} =$ Total de Usuarios Finales de Bajo Consumo en el año inmediato anterior al año sujeto a supervisión.</p> <p>b. <u>Criterio B. Expansión en la red</u>: se considera como el porcentaje de crecimiento en la red que presentó el Distribuidor en el año sujeto a supervisión respecto al año inmediato anterior; tal como se detalla a continuación:</p> $Expansión\ Red_t = \frac{Red_t - Red_{t-1}}{Red_{t-1}} \times 100$ <p>Donde:</p> <p>$Expansión\ Red_t$ Criterio de la expansión en la red en el año sujeto a supervisión, en porcentaje.</p> <p>$Red_t =$ Total de kilómetros de red en el año sujeto a supervisión.</p> <p>$Red_{t-1} =$ Total de kilómetros de red en el año inmediato anterior al año sujeto a supervisión.</p>	<p>¿Bajo qué criterio se determina el incentivo de red, considerando que los permisos con mayor tiempo ya cuentan con un importante desarrollo en sus redes respecto de los nuevos sistemas?</p> <p>Se debe establecer un criterio que permita discriminar entre mercados maduros y nuevos sistemas, ya que, bajo este contexto, zonas en las que ya hay un importante desarrollo de red, no se verían tan beneficiadas con el incentivo, como aquellos sistemas que apenas se van a desarrollar.</p>
<p>Los intervalos para el Incremento en UFBC y la Expansión de la red fueron establecidos a partir de los incrementos relativos en la red de distribuidores de gas natural por medio de ductos de los últimos 5 (cinco) años, a partir de la media aritmética y de la primera desviación estándar de los mismos.</p>	
<p>Se establece que el criterio Incremento en UFBC tendrá una ponderación máxima de 0.6000; mientras que para la Expansión de la red será de 0.4000, que se dividirá en partes iguales conforme los intervalos resultantes del numeral anterior.</p>	<p>Si el incentivo es la expansión de red, debería darse más peso ponderado a esta variable, se solicita a la Comisión una justificación técnica de la ponderación (.4 y .6)</p> <p>¿Por qué si la expansión de red es un incentivo, no se le da más peso? Favor de proporcionar la justificación técnica de la ponderación</p>

<p>Se considera una ponderación de 0 (cero) en los parámetros Internos, cuando el Distribuidor presente incrementos inferiores a una desviación estándar en el criterio Incremento en UFBC.</p>	
<p>5. Actualización del Incentivo a la Expansión:</p> <p>La Comisión revisará cada 5 años los intervalos utilizados para la determinación de los parámetros externos e internos a fin de evaluar su actualización y en su caso determinará por medio de un Acuerdo, los nuevos intervalos aplicables, conforme las últimas publicaciones disponibles que realice el INEGI a través de la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH) o aquella que se considere oportuna para la estimación de los indicadores.</p>	

0

Mecanismo Supervision
Ejemplo Flujo

Inversión 21,048,697

Tabla9. Plan de negocios permisionario

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingreso		10,000,000	10,000,000	10,000,000	10,000,000	10,000,000
Costos		1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Depreciación		701,623	701,623	701,623	701,623	701,623
Utilidad antes de impuestos		7,798,377	7,798,377	7,798,377	7,798,377	7,798,377
Impuestos		2,339,513	2,339,513	2,339,513	2,339,513	2,339,513
Utilidad Neta		5,458,864	5,458,864	5,458,864	5,458,864	5,458,864

Flujo neto de efectivo - 21,048,697 6,160,487 6,160,487 6,160,487 6,160,487 6,160,487

TIR 14.20%

Tabla 10. Plan de negocios afectado por el Mecanismo de Supervisión

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingreso		10,000,000	7,400,493	7,400,493	7,400,493	7,400,493
Costos		1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Depreciación		701,623	701,623	701,623	701,623	701,623
Utilidad antes de impuestos		7,798,377	5,198,870	5,198,870	5,198,870	5,198,870
Impuestos		2,339,513	1,559,661	1,559,661	1,559,661	1,559,661
Utilidad Neta		5,458,864	3,639,209	3,639,209	3,639,209	3,639,209

Flujo neto de efectivo - 21,048,697 6,160,487 4,340,832 4,340,832 4,340,832 4,340,832

TIR 4.05%

DACG de Tarifas Distribucion de Gas Natural
 Incentivo a la Expansion
 Determinacion de Parametros Internos

Determinacion de Criterio A.

$$\text{Incremento UFBC}_t = \frac{\text{UFBC}_t - \text{UFBC}_{t-1}}{\text{UFBC}_{t-1}} \times 100$$

t-1	2020
t	2021

	Permiso I	Permiso II	Permiso III
UFBC(t-1)	242,166	114,546	52,113
UFBC(t)	248,850	124,455	54,189
Incremento UFBC(t)	2.76	8.65	3.98

Determinacion de Criterio B.

$$\text{Expansi3n Red}_t = \frac{\text{Red}_t - \text{Red}_{t-1}}{\text{Red}_{t-1}} \times 100$$

t-1	2020
t	2021

	Permiso I	Permiso II	Permiso III
Red(t-1)	7,458	3,799	1,845
Red(t)	7,738	4,060	1,919
Expansion Red(t)	3.75	6.86	4.03

LRM	10.74%
Incentivo a la expansión	1.50%
LRM+IE	12.24%

	Limite Inferior	Limite Superior	Factor de Penalización
Primer Rango	Mayor a 1	1.15	1
Segundo Rango	Mayor a 1.15	1.45	0.9
Tercer Rango	Mayor a 1.45		0.8

	Tasa de rentabilidad TR	Determinación del rango	Rangos propuestos CRE
Caso I	12.50%	1.02	1 a 1.15
Caso II	14.20%	1.16	1.16 a 1.45
Caso III	17.90%	1.46	Mayor a 1.45

$$\text{Determinación del rango} = \frac{T_R}{LRM + I_E}$$

	Tasa de rentabilidad TR	Determinación del rango	Variación de la TR vs LRM+IE	Porcentaje de disminución en la tarifa
Caso I	12.50%	102.11%	2.11%	2.11%
Caso II	14.20%	116.00%	16.00%	26.00%
Caso III	17.90%	146.22%	46.22%	66.22%

Ajuste. Caso I

	Periodo Vigente	Proximo Periodo	% Disminucion Tarifa
Volumen (GJ)	1,000,000	1,000,000	
Tarifa (MXP/GJ)	\$ 10.00	\$ 9.79	2.11%
Ingreso (MXP)	\$ 10,000,000	\$ 9,789,167	

$$TM_{t+2} = \left[1 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$$

2do. Rango: cuando la Determinación del rango, referido en el inciso I de la presente disposición, sea mayor a 1.15 y menor o igual a 1.45 veces el $LRM + I_E$:

$$TM_{t+2} = \left[0.9 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$$

Ajuste. Caso II

	Periodo Vigente	Proximo Periodo	% Disminucion Tarifa
Volumen (GJ)	1,000,000	1,000,000	
Tarifa (MXP/GJ)	\$ 10.00	\$ 7.40	26.00%
Ingreso (MXP)	\$ 10,000,000	\$ 7,400,493	

3er. Rango: cuando la Determinación del rango, referido en el inciso I de la presente disposición, sea mayor a 1.45 veces $LRM + I_E$:

$$TM_{t+2} = \left[0.8 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$$

Ajuste. Caso III

	Periodo Vigente	Proximo Periodo	% Disminucion Tarifa
Volumen (GJ)	1,000,000	1,000,000	
Tarifa (MXP/GJ)	\$ 10.00	\$ 3.38	66.22%
Ingreso (MXP)	\$ 10,000,000	\$ 3,378,087	

Donde:

TM_{t+2}

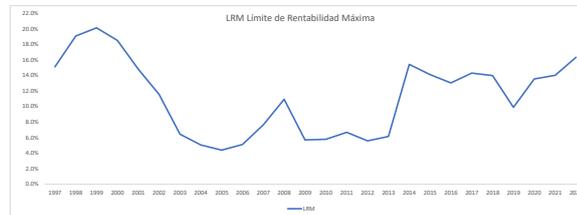
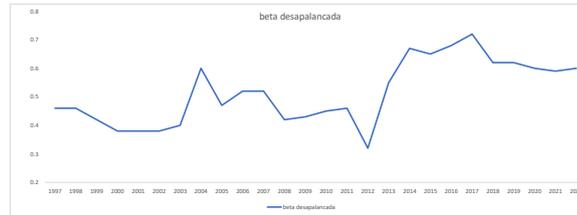
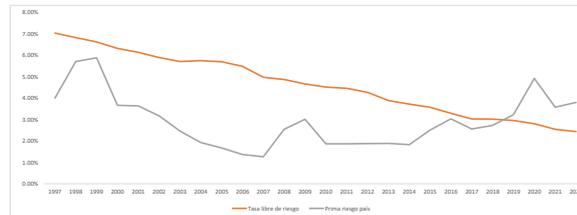
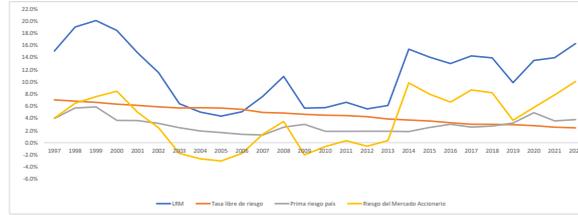
T_R

$LRM + I_E$

TM_t

Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados ajustados.
Tasa de Rentabilidad Observada del Distribuidor.
Limite de Rentabilidad Máxima considerando el Incentivo a la expansión.
Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados vigentes.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022																													
Tasa libre de riesgo	Tasas a 30 años (promedio 5 años anteriores)																										7.04%	6.83%	6.63%	6.33%	6.14%	5.90%	5.71%	5.76%	5.70%	5.49%	4.98%	4.87%	4.67%	4.52%	4.46%	4.27%	3.89%	3.72%	3.57%	3.29%	3.03%	3.02%	2.96%	2.80%	2.55%	2.44%	2.44%	7.04%	
beta desapalancada	Empresas midstream EE.UU. (NYSE Oil & Gas pipelines) (promedio 5 años anteriores)																										0.46	0.46	0.42	0.38	0.38	0.38	0.4	0.6	0.47	0.52	0.52	0.42	0.43	0.45	0.46	0.32	0.55	0.67	0.65	0.68	0.72	0.62	0.62	0.6	0.59	0.6	0.32	0.72	
Prima de riesgo de mercado	S&P500 TR - TLR (promedio 5 años anteriores)																										8.77%	14.10%	18.02%	22.27%	13.12%	6.45%	-4.41%	-4.43%	-6.41%	-3.39%	2.66%	8.28%	-4.65%	-1.38%	0.70%	-1.84%	0.64%	14.68%	12.28%	9.82%	12.06%	13.33%	5.94%	9.65%	13.31%	16.77%	-4.41%	22.27%	
Prima riesgo país	EMBG para México																										4%	6%	6%	4%	4%	3%	2%	2%	2%	1%	1%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	5%	4%	4%	1.26%	5.89%
LRM																											15.1%	19.0%	20.1%	18.5%	14.8%	11.5%	6.4%	5.0%	4.4%	5.1%	7.6%	10.9%	5.7%	5.8%	6.6%	5.6%	6.1%	15.4%	14.1%	13.0%	14.3%	14.0%	9.9%	13.5%	14.0%	16.3%	4.36%	20.09%	
Inicio periodo referencia	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017																													
Fin periodo referencia	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021																													
Riesgo del Mercado Accionario	4.03%	6.49%	7.57%	8.46%	4.99%	2.45%	-1.76%	-2.66%	-3.01%	-1.76%	1.38%	3.48%	-2.00%	-0.62%	0.32%	-0.59%	0.35%	9.84%	7.98%	6.68%	8.68%	8.20%	3.68%	6.79%	7.85%	10.06%																													



**DACG de Tarifas Distribucion de Gas Natural
Incentivo a la Expansion
Determinacion de Parametros Externos**

$$\% \text{ Viviendas GN}_i = \frac{\text{Viviendas GN}_i}{\text{Viviendas TA}_i} \times 100$$

Donde:

$\% \text{ Viviendas GN}_i$ = Porcentaje de viviendas de la *i*-ésima entidad federativa con gas natural como principal combustible, expresado en porcentaje.

Viviendas GN_i = Total de viviendas de la *i*-ésima entidad federativa con gas natural como principal combustible, expresado en viviendas.

Viviendas TA_i = Total de viviendas con toma de agua de la *i*-ésima entidad federativa, expresado en vivienda.

Fuentes de información disponibles en la disposición 3.5 del presente Anexo.

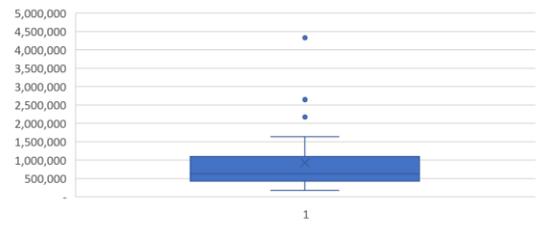
Estado	Viviendas GN(i) [num]	Viviendas TA(i) [num]	% Viviendas GN(i)
CHIAPAS	672,940	1,632	41,234
TABASCO	433,900	1,697	25,569
MICHOACAN	1,033,049	1,885	54,804
PUEBLA	1,315,097	1,893	69,472
GUERRERO	497,071	1,961	25,348
NAYARIT	330,755	1,987	16,646
CAMPECHE	175,227	2,044	8,573
QUINTANA ROO	442,354	2,044	21,642
VERACRUZ	1,638,497	2,075	78,964
HIDALGO	660,588	2,082	31,729
TLAXCALA	307,362	2,095	14,671
OAXACA	561,511	2,106	26,662
CIUDAD DE MÉXICO	2,644,222	2,139	123,620
SAN LUIS POTOSI	577,569	2,153	26,826
MORELOS	508,815	2,192	23,212
TAMAULIPAS	983,147	2,223	44,226
SONORA	802,072	2,323	34,527
ZACATECAS	424,847	2,383	17,828
BAJA CALIFORNIA SUR	226,758	2,477	9,155
AGUASCALIENTES	374,569	2,583	14,501
DURANGO	460,229	2,649	17,374
JALISCO	2,171,937	2,668	81,407
YUCATAN	415,262	2,775	14,964
GUANAJUATO	1,474,359	2,832	52,061
COLIMA	204,402	3,158	6,473
MÉXICO	4,324,889	3,173	136,303
NUEVO LEON	1,612,212	3,190	50,540
SINALOA	792,795	3,292	24,082
QUERETARO	598,950	3,426	17,482
BAJA CALIFORNIA	1,111,845	3,728	29,824
COAHUILA	876,702	3,776	23,218
CHIHUAHUA	1,068,866	4,314	24,777
TOTAL	29,722,798	80,955	36,715
PROMEDIO	928,837	2,530	

Viviendas GN(i)

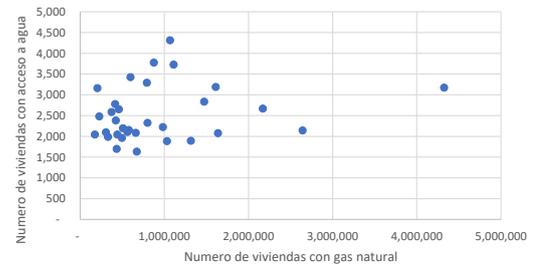
Tamaño de la muestra	29,722,798
Primer Cuartil	431,637
Segundo Cuartil	629,769
Tercer Cuartil	1,079,611

Coef Correlacion Lineal	21.5%
--------------------------------	--------------

Viviendas que utilizan gas natural como principal fuente de combustible



Correlacion entre el numero de viviendas con acceso a agua vs el numero de viviendas que utilizan gas natural



DACG Tarifas Distribucion

Reconocimiento de Reexpresion por Inflacion en Activos Fijos

Ejemplo Practico

Inversión Inflacion Acumulada

Plan de negocios (Activo sin reexpresion)

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingreso		9,155,402	9,155,402	9,155,402	9,155,402	9,155,402
Costos		1,373,310	1,373,310	1,373,310	1,373,310	1,373,310
Depreciación		701,623	701,623	701,623	701,623	701,623
Utilidad antes de impuestos		7,080,469	7,080,469	7,080,469	7,080,469	7,080,469
Impuestos		2,124,141	2,124,141	2,124,141	2,124,141	2,124,141
Utilidad Neta		4,956,328	4,956,328	4,956,328	4,956,328	4,956,328

Flujo neto de efectivo

TIR

Plan de negocios (Activo con reexpresion)

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingreso		9,155,402	9,155,402	9,155,402	9,155,402	9,155,402
Costos		1,373,310	1,373,310	1,373,310	1,373,310	1,373,310
Depreciación		- 757,753	- 757,753	- 757,753	- 757,753	- 757,753
Utilidad antes de impuestos		8,539,845	8,539,845	8,539,845	8,539,845	8,539,845
Impuestos		2,561,953	2,561,953	2,561,953	2,561,953	2,561,953
Utilidad Neta		5,977,891	5,977,891	5,977,891	5,977,891	5,977,891

Flujo neto de efectivo

TIR