

Contacto CONAMER

RICAMIR-JRL- B000184591

De: AMGN <amgn-principal@amgn.org.mx>
Enviado el: viernes, 30 de noviembre de 2018 06:25 p. m.
Para: Contacto CONAMER
CC: Gilberto Lepe Saenz; Claudia Veronica Lopez Sotelo; Marcos Santiago Avalos Bracho
Asunto: Comentarios para Anteproyecto Expediente No. 65/0040/061118
Datos adjuntos: Oficio CONAMER Expediente 65-0040-061118 DACG Tarifas Distribución.pdf
Importancia: Alta

A quien corresponda,

Con base en la publicación del pasado **6 de noviembre de 2018** del **Anteproyecto ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL**, en el portal de esa H. Comisión Nacional de Mejora Regulatoria, cuyo expediente es el No. 65/0040/061118, por este medio le hacemos llegar en archivo adjunto comentarios respecto el Anteproyecto.

Agradezco de antemano su atención y consideración.

Saludos cordiales,

Atentamente.

ASOCIACIÓN MEXICANA DE GAS NATURAL, A.C.
Tel / Fax (55) 5276-2711 / 2100
amgn-principal@amgn.org.mx
www.amgn.org.mx



Ciudad de México, a 30 de noviembre de 2018

MTRO. MARIO EMILIO GUTIÉRREZ CABALLERO
DIRECTOR GENERAL
COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA
Blvd. Adolfo López Mateos No. 3025
Col. San Jerónimo Aculco, CP 10400
Ciudad de México

Expediente: 65/0040/061118

Anteproyecto: ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL. (el Anteproyecto).

P R E S E N T E -

A nombre de los agremiados de esta Asociación Mexicana de Gas Natural (la Asociación), con relación al Anteproyecto referido en el rubro que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) envió a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria el pasado 6 de noviembre de 2018, me dirijo ante Usted C. Director General, con el debido respeto, para exponer los siguientes comentarios respecto el Anteproyecto:

Considerando que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha mantenido comunicación constante con los Distribuidores de gas natural por medio de la Asociación Mexicana de Gas Natural (AMGN) con reuniones y presentaciones durante los últimos 15 meses, y de parte de la AMGN se han realizado durante este tiempo reuniones y comentarios a los lineamientos presentados, la AMGN manifiesta que el Anteproyecto finalmente enviado a revisión a la CONAMER contiene cambios metodológicos significativos en relación con las últimas discusiones mantenidas entre las dos partes que asimismo no se corresponde con los objetivos establecidos estratégicamente con esta iniciativa, que consistían en transformar la regulación vigente para llegar a:

1. Una regulación flexible sencilla que incentive la inversión en este sector;
2. Claridad y certeza a largo plazo en cuanto a la rentabilidad de las inversiones en expansión de redes y clientes en el sector de la distribución de gas;
3. Un esquema atractivo de incentivos a la expansión;

4. Evitar la sobrerregulación del sector, a través de la simplificación de los requerimientos actuales de reporte exigidos a los Permisionarios, y
5. Una revisión a posteriori del resultado obtenido de la aplicación de las tarifas propuestas por el Permisionario.

Adicionalmente, cabe destacar que en este Anteproyecto hay elementos y variables que, en el indebido caso de ser aprobado, serán determinados con discrecionalidad por parte de la CRE, dejando a los Distribuidores de gas natural con un grado de indefensión al establecer parámetros y criterios que no son desarrollados y motivados de manera explícita, tal y como se señala en el anexo del presente documento y, por lo tanto, no se puede realizar por parte de los Permisionarios un análisis de cálculos y riesgos mínimamente riguroso, generando un umbral de incertidumbre a mediano y largo plazo.

Como ejemplo de ello, en el siguiente cuadro se muestra un comparativo del documento discutido anteriormente a la emisión de la consulta pública del expediente 65/0040/061118, que si bien es cierto los distribuidores estábamos bajo el entendido de que era preliminar, los cambios metodológicos y de valores de los mismos parámetros que en el Anteproyecto son descritos como **valores estables a largo plazo**, al modificarlos respecto del borrador discutido con la AMGN, generan una completa incertidumbre y desconfianza de la estabilidad que puedan brindar a proyectos intensivos en capital y de largo plazo como lo son los proyectos de la industria de distribución de gas natural.

DACG – Borrador	DACG – CONAMER
<p>6.1 El LRM estimado por la Comisión para la actividad de distribución por ducto de Gas Natural, considerará: la rentabilidad promedio estimada por la <i>Federal Energy Regulatory Commission</i> (FERC) de los Estados Unidos de América para la actividad de transporte por ducto de Gas Natural de una muestra de empresas; el cociente de la volatilidad de la actividad de distribución sobre la volatilidad de la actividad de transporte; el riesgo que implica invertir en México. Adicionalmente, podrá considerarse un incentivo a la expansión (δ), cuando aplique</p>	<p>6.1 El LRM estimado por la Comisión para la actividad de distribución por ducto de Gas Natural, se calculará con base en el modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM), el cual incorpora los siguientes componentes: los rendimientos de los bonos emitidos a 30 años en Estados Unidos de América, la tasa de rendimiento estimada por la <i>Federal Energy Regulatory Commission</i> (FERC) de los Estados Unidos de América para la actividad de transporte por ducto de Gas Natural de una muestra de empresas, el cociente de la volatilidad de la actividad de distribución sobre la volatilidad de la actividad de transporte. Adicionalmente, podrá considerarse un incentivo a la expansión (δ), cuando aplique</p>
$LRM = Prom\ FERC * \frac{\sigma_D}{\sigma_T} + RP$	$LRM = r_f + \frac{\sigma_D}{\sigma_T} [\beta(r_m - r_f)] + r_p$

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Promedio de la tasa aprobada por la FERC	12.86%	Beta no apalancada de la actividad de transporte en Estados Unidos de América	0.60
Cociente de volatilidad de distribución sobre volatilidad de transporte	1.19	Ajuste regulatorio	0.20
Riesgo país	1.82%	Cociente de volatilidad de distribución sobre volatilidad de transporte	1.19
Límite de Rentabilidad Máxima	17.13%	Promedio de la tasa aprobada por la FERC	11.82%
		Tasa libre de riesgo	5.42%
		Prima de mercado	6.40%
		Riesgo país	1.92%
		Límite de Rentabilidad Máxima	13.42%

En caso de que este Anteproyecto llegara a ser aprobado en los términos presentados por la CRE es altamente probable que:

- Las DACG resulten de imposible aplicación por los Distribuidores, y por tanto se siga teniendo como referencia la DIR-GAS-001-2007 actual hasta que concluya la vigencia de los permisos (transitorio QUINTO del Anteproyecto).
- Desincentive la inversión y por tanto los Permissionarios de distribución existentes no realicen una apuesta por el crecimiento del sector.
- Al caer en un esquema de doble regulación como el propuesto con determinación de Tarifa Máxima y Control de Rentabilidad, se esté atentando contra los principios de la Ley de Mejora Regulatoria, en detrimento de los regulados.

Fundan lo anteriormente manifestado, las situaciones de hecho y de derecho que a continuación se exponen:

Introducción

Como parte de la Reforma Energética promulgada en 2013, se ha generado un nuevo entorno regulatorio en que la CRE enfrenta el reto de encontrar nuevos

mecanismos regulatorios que le permitan cumplir con los objetivos de política pública, buscando así una adecuada configuración de la industria de distribución. El esquema regulatorio actual y otros aspectos no han generado, durante los últimos decenios, las condiciones para tener un crecimiento ni penetración relevante de clientes domésticos, aun cuando éste ha sido uno de los principales objetivos de la CRE en materia de gas natural.

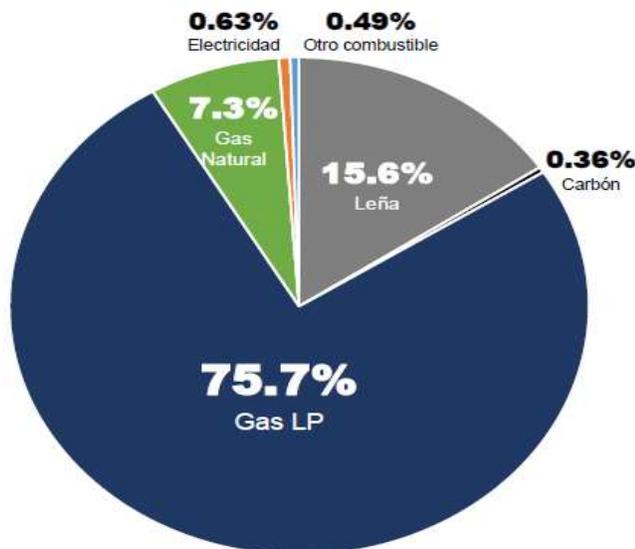


“es necesario la generación de nuevos esquemas regulatorios que incentiven una penetración activa y constante en los mercados de consumo. Ya que con la regulación actual en 20 años a pesar de los esfuerzos mostrados por lo distribuidores, la penetración de Gas Natural es prácticamente nula.”

(Cita: Presentación CRE agosto 2017)

Actualmente el combustible de mayor uso en los hogares de México es el gas LP (GLP) seguido por la leña la cual tiene una participación de más del doble que el gas natural (GN).

Situación de la participación del uso de energía en los hogares:



Esta distribución no ha tenido cambios importantes en los últimos años aun considerando la competitividad del GN respecto del GLP, por lo cual la propia CRE ha reconocido que los instrumentos a disposición de las autoridades regulatorias para lograr competencia sana y efectiva deben ser:

- Incentivos económicos a la inversión

- Equidad regulatoria (actualmente la carga regulatoria de los distribuidores de gas natural es mayor en comparación a los distribuidores de GLP incluso dentro del mismo sector de GN la carga regulatoria es mayor a la de los Permisarios de Transporte de Usos Propios TUP y de las Sociedades de Auto Abasto SAB)
- Facilitar trámites
- Castigo a usos no autorizados

Cambios en la Regulación

En materia tarifaria, desde agosto de 2017 el Regulador y los Permisarios retomaron los trabajos que se iniciaron a finales de 2016 y por conducto de la AMGN han tenido un intercambio de propuestas y comentarios sobre el futuro de la regulación de la distribución del GN en México. Este diálogo se ha enmarcado en la búsqueda de nuevos esquemas que permitan:

- Promover el desarrollo eficiente de la industria de distribución,
- Reducir las cargas regulatorias,
- Fomentar las condiciones de competencia equitativa y
- Establecer condiciones y reglas que generen esquemas regulatorios económicos efectivos, simples, predecibles y transparentes.

Para ello, se promovió desde la CRE avanzar sobre el esquema de una “Regulación Flexible”, que en lo general es una adecuada herramienta para hacer frente a los retos que presenta el nuevo entorno energético para este eslabón de la cadena de valor del gas natural.

Marco general

La idea básica de este mecanismo de regulación es evitar el complejo proceso de revisión tarifaria quinquenal y sus problemáticas asociadas, entre las que se encuentran los constantes retrasos en la emisión de las resoluciones y la solicitud de información que sobrepasa lo establecido en las disposiciones vigentes, con el objeto de implementar únicamente un mecanismo de control de rentabilidad, con objetivos comprobables mediante información dictaminada (avalada por terceros) que refleje los ingresos y costos reales de los Permisarios.

En ese sentido, los intercambios establecidos con la CRE recaían conceptualmente en la idea de pasar de una regulación *ex-ante* donde el Regulador aprueba las tarifas previamente a su entrada en vigor, a una regulación *ex-post* donde es

responsabilidad del distribuidor fijar las tarifas, del mercado aceptarlas y el Regulador el límite de rentabilidad óptimo y estable a largo plazo para la industria, estableciendo criterios para premiar a los Permisionarios que apuesten a la masificación del servicio y verificando que el resultado obtenido por los Permisionarios una vez que ya han tenido efecto, no derive en un exceso para los usuarios.

Por medio de mecanismos de sanción es que el Regulador podrá controlar en su caso, los beneficios excesivos en adición a la propia penalización del mercado, lo que motivará al distribuidor a moderar sus tarifas.

La ventaja inmediata de una aplicación estricta de esta idea es que el Regulador no realizará estimaciones de demanda, no utilizará comparativos cuyos objetivos de mercado y costeo no son equiparables, ni analizará planes de expansión, únicamente basará sus análisis en los resultados reales de la distribución de cada año. Esto tendría como objetivo el reducir la carga administrativa y una mejora en la seguridad jurídica para los distribuidores, sin limitar la expansión de distribución a inversiones y costos penalizados por supuestas eficiencias.

Evolución de la “Regulación Flexible”

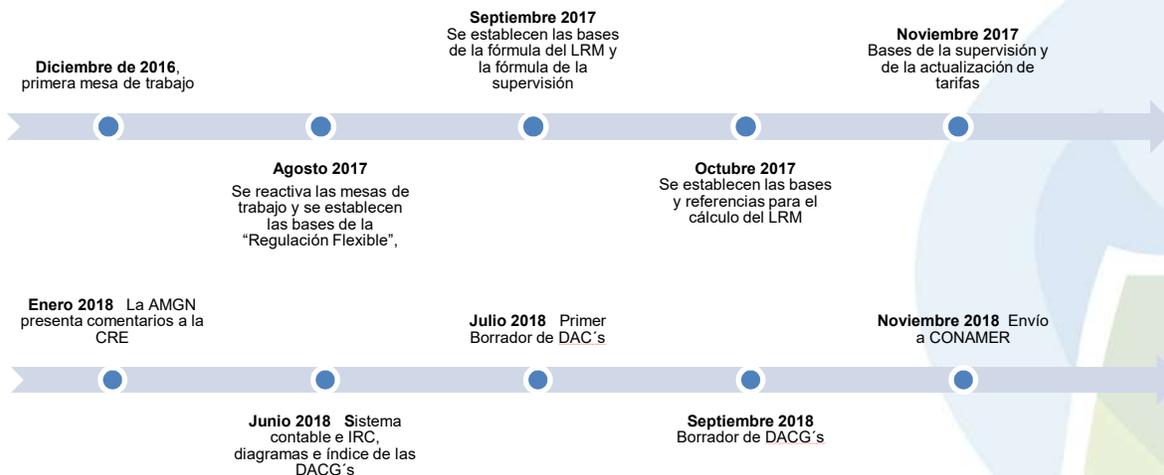
Como se mencionó anteriormente las reuniones sostenidas entre la CRE y la AMGN se retomaron en agosto de 2017 y de inicio se tuvieron los siguientes objetivos:

- Tasa de retorno
 - Reconocimiento de la diversidad en el perfil de riesgo de los proyectos, así como crear un esquema que brinde certidumbre y flexibilidad, con periodos suficientemente largos para permitir el desarrollo de las inversiones a largo plazo.
- Esquema de revisión tarifaria
 - Al inicio de cada periodo regulatorio brindar flexibilidad en el esquema de revisión tarifaria que más se ajuste al perfil de los Permisionarios, dando un plus a aquellos que apuesten por el desarrollo de la industria por medio de la masificación del servicio
- Actualizaciones periódicas
 - Brindar consistencia en las actualizaciones periódicas de las tarifas, por los efectos de las variables macroeconómicas o para adecuar la tasa de rentabilidad
 - Esquema flexible acorde con el perfil de cada Permisionario

- Flexibilidad
 - Un esquema flexible de aplicación que permita a los Permisarios tomar más riesgo, acceder a financiamiento competitivo y obtener una rentabilidad razonable, que incentive la expansión y la penetración del mercado
- Seguridad jurídica y consistencia en la regulación
- Minimizar el costo regulatorio para los Permisarios (simplificación, automatización - estandarización de procesos y eliminación de trámites que generan costo a los usuarios como publicaciones tarifarias)

Cronograma

Desde diciembre de 2016 se iniciaron reuniones para definir los conceptos y procedimientos de la “Regulación Flexible”, a partir de agosto de 2017 las reuniones fueron más recurrentes y en ocasiones se tuvo más de una reunión al mes. La AMGN en general envió posteriormente a cada reunión sus comentarios y preguntas a la CRE, y los documentos y reuniones tuvieron el siguiente cronograma (basado principalmente en las presentaciones y documentos entregados por la CRE):



Proceso

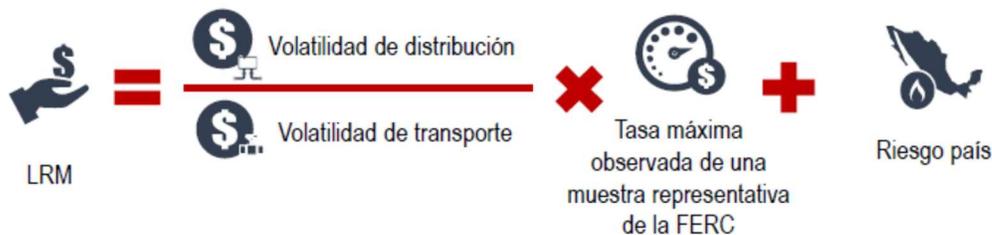
Como se mencionó, después de cada reunión la AMGN envió observaciones y preguntas teniendo como base los documentos que presentaba la CRE, sin embargo no todas las observaciones fueron tomadas en cuenta y en muchos aspectos los cambios son importantes para el cumplimiento de los objetivos.

En particular el borrador de DACG de septiembre de 2018 enviado a la AMGN por la CRE difiere de manera importante del Anteproyecto enviado por la misma a la CONAMER el 6 de noviembre.

Un ejemplo relevante de estos cambios es el siguiente:

Fórmula del Límite de Rentabilidad Máxima (LRM)

En los primeros documentos la fórmula fue presentada de la siguiente manera:



LRM = $\frac{\text{Volatilidad de distribución}}{\text{Volatilidad de transporte}} \times \text{Tasa máxima observada de una muestra representativa de la FERC} + \text{Riesgo país}$

(Presentaciones CRE)

Esta fórmula reconoce el mayor riesgo del negocio de Distribución en comparación con el de Transporte, a través de una fórmula que se basa en la tasa que el Regulador de Estados Unidos de América (FERC) otorga a los proyectos de transporte, y donde se adiciona el riesgo país.

Posteriormente en el borrador de DACG de septiembre 2018 enviado por la CRE la fórmula se mantuvo al establecerse de manera siguiente:

$$LRM = Prom\ FERC * \frac{\sigma_D}{\sigma_T} + RP$$

Donde:

LRM = Límite de Rentabilidad Máxima.

Prom FERC = Promedio de la tasa aprobada por la FERC.

$\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$ = Coeficiente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte.

RP = Riesgo país.

El LRM aplicable a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones se encuentra descrito en el Anexo 1 "Límite de Rentabilidad Máxima".

En el Anexo 1 del borrador de DACG entregado a la AMGN en agosto se tiene lo siguiente:

Tabla 1. Parámetros del LRM

Parámetro	Valor
Promedio de la tasa aprobada por la FERC	12.86%
Cociente de volatilidad de distribución sobre volatilidad de transporte	1.19
Riesgo país	1.82%
Límite de Rentabilidad Máxima	17.13%

No obstante lo anterior, y sin mediar comunicación alguna con la AMGN, ni con sus agremiados, en el Anteproyecto enviado a la CONAMER la fórmula del LRM se modificó, quedando de la siguiente manera:

$$LRM = r_f + \frac{\sigma_D}{\sigma_T} [\beta(r_m - r_f)] + r_p$$

Donde:

LRM = Límite de Rentabilidad Máxima.

r_f = rendimiento de los bonos emitidos a 30 años en Estados Unidos de América.

r_m = tasa de rendimiento de la FERC.

$r_m - r_f$ = prima de mercado en Estados Unidos de América.

r_p = ajuste por riesgo país de México.

$\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$ = Coeficiente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte.

β = parámetro beta promedio de las empresas transportadoras de gas natural por ducto.

Con lo anterior, se pasa de un modelo de rentabilidad objetivo a un modelo CAPM con restricciones a la determinación de tarifas por Benchmarking, y el reconocimiento de costos por medio de precios de transferencia. Modificando no solamente la metodología de determinación y supervisión del Límite Máximo de Rentabilidad, si no inclusive los valores de parámetros que habían presentado como sólidos, estables y confiables a largo plazo (Tasa FERC y el Riesgo País), cambian substancialmente en más de 1 punto porcentual en tan solo 2 meses,

generando un ambiente de incertidumbre a los Permisarios en detrimento de las garantías de seguridad y certeza jurídica.

Adicionalmente, en este Anteproyecto no se especifica claramente cómo se determina la tasa de rendimiento de la FERC.

“6.2 La tasa de rendimiento promedio estimada por la FERC para la actividad de transporte es la tasa máxima aprobada para un proyecto de transporte de una empresa contenida en una muestra representativa de empresas de la actividad de transporte en Estados Unidos de América. Esta muestra se obtiene de la plataforma *Thomson Reuters* con base en la *Thomson Reuters Business Classification* (TRBC) en el segmento *Oil & Gas Transportation Services*.”

Tabla 1. Directorio para consulta de lista de empresas.

Source:	Thomson Reuters Datastream
Classification:	Thomson Reuters Business Classification
Code:	Oil & Gas Transportation Services (TRBC)

Tampoco se especifica cómo se determina la tasa de rendimiento de los bonos emitidos a 30 años en los Estados Unidos de América, así como la β promedio de las empresas transportadoras de gas natural por ducto, ni fuente de consulta.

Lo anterior, se muestra en el Anexo 1 del Anteproyecto en el que se incluyen los datos que se utilizan por parte de la CRE para el cálculo del LRM.

Tabla 1. Parámetros del LRM

Parámetro	Valor
Beta no apalancada de la actividad de transporte en Estados Unidos de América	0.60
Ajuste regulatorio	0.20
Cociente de volatilidad de distribución sobre volatilidad de transporte	1.19
Promedio de la tasa aprobada por la FERC	11.82%
Tasa libre de riesgo	5.42%

Prima de mercado	6.40%
Riesgo país	1.92%
Límite de Rentabilidad Máxima	13.42%

Como es notorio, el Anteproyecto entregado a la CONAMER tiene cambios importantes respecto al último borrador entregado a la AMGN, tanto en conceptos como en datos y variables además de que incluye parámetros que en nuestra opinión son discrecionales y que no dotan de transparencia ni son de fácil consulta, incluso al replicar la fórmula del LRM que aparece en el Anteproyecto, no se obtiene el resultado señalado por la CRE.

Otro ejemplo de los cambios es la fórmula del cálculo para supervisar y controlar la rentabilidad máxima (inciso 7.9). Esta fórmula determina un flujo de efectivo (FN), mientras que el parámetro es una rentabilidad. Adicionalmente incluye una nueva variable (ANINV), de la cual no se incluye la definición ni información o detalle de cómo está determinada, al señalarse de la siguiente manera:

$$FN = I - OMAV - Imp. - ANINV$$

Donde:

FN: Flujo Neto

I: Ingresos devengados anuales de distribución

OMAV: Costos anuales de operación, mantenimiento, administración y ventas

Imp.: Impuestos a las utilidades

ANINV: Costo anual de la inversión

De lo anterior, nuevamente se desprende que de incluirse un concepto en la fórmula del cual se desconoce su significado y la manera en la que se determina, dejaría nuevamente a los Permisionarios en total estado de indefensión, al no contar con la certeza jurídica a que se refieren los artículos 14 y 16 de la Constitución política de los Estados Unidos Mexicanos.

Costos y obligaciones adicionales

Aun cuando uno de los objetivos de las nuevas disposiciones y en línea con la Ley de Mejora Regulatoria y las atribuciones de la CONAMER era reducir el costo y la carga administrativa de la regulación actual, el Anteproyecto establece obligaciones y costos adicionales para los Permisarios conforme a lo siguiente:

Comparativo de Costos Adicionales

Directiva de tarifas vigente	Anteproyecto de DACG de tarifas
Pago de derechos por la revisión quinquenal *Cada 5 años	Pago de derechos o aprovechamientos por la determinación de tarifas *Dependerá del periodo regulatorio, el cual podría ser incluso anual
Pago de aprovechamientos por la expedición de tarifas *Cada 5 años	Pago de derechos o aprovechamientos por la supervisión y control de la rentabilidad máxima *Anual
	Actualización de tarifas máximas *Dependerá de la metodología propuesta, la cual podría ser incluso mensual
La identificación de las proporciones del requerimiento de ingresos afectadas por: a) La inflación en México; b) La inflación en Estados Unidos de América, y c) Las variaciones en el tipo de cambio;	Dictamen de un tercero independiente acerca de las afectaciones por la inflación en México, por la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio
	<ul style="list-style-type: none"> • Reporte de precios de transferencias • Informe de pago de dividendos a partes relacionadas
Los Permisarios deberán publicar sus tarifas máximas en el Diario Oficial de la Federación y en los periódicos oficiales de las entidades federativas que correspondan al trayecto o zona geográfica atendido por el Permisario	Permisarios deberán publicar en su Boletín Electrónico sus Tarifas máximas, en los periódicos oficiales de las entidades federativas que correspondan a la región atendida por el Permisario y en el periódico de mayor circulación en su localidad. Lista de tarifas: El conjunto de Tarifas máximas y otros cargos aprobados por la Comisión a cada Permisario de distribución por ducto de Gas Natural y que son publicadas en la página electrónica de la Comisión, así como por el Permisario en el DOF .

Información ADICIONAL solicitada en el Anteproyecto

1. Metodología de ajuste tarifario.

En la Directiva vigente la metodología estaba definida y aplicaba a todos los Permisarios.

2. Reporte de la Capacidad operativa que se pretenda reservar a través de contratos y el plazo y de la capacidad disponible que se pretenda ofrecer bajo un esquema de Servicio en base interrumpible.
3. Descripción de las políticas de facturación para clasificar a los Usuarios en los diferentes Grupos tarifarios.
4. Número de Usuarios asociados a la expansión del Sistema por Grupo Tarifario.
5. Consumo promedio de la expansión del Sistema por Grupo Tarifario.
6. Un informe con la información y los valores utilizados en el cálculo de los elementos de las fórmulas siguientes y de sus elementos:
 - I. Precio máximo de adquisición.
 - II. Ingreso máximo para el periodo t.
 - III. Ingreso obtenido o, en su caso, el ingreso obtenido en el año t, ajustado por caídas en el volumen.
7. Certificación del valor de la base de activos reexpresada.
8. Informe de un tercero para avalar los criterios para el prorrateo de costos y gastos comunes.

Por todo lo anterior es que consideramos que el Anteproyecto presentado por la CRE a la CONAMER:

- a. No cumple con los objetivos planteados por la propia CRE, en relación a promover el desarrollo eficiente de la industria de distribución, reducir las cargas regulatorias, fomentar las condiciones de competencia equitativa y establecer condiciones y reglas que generen esquemas regulatorios económicos efectivos, simples, predecibles y transparentes.
- b. Sin eliminar el esquema de regulación vigente (aprobación de tarifas), se adiciona un esquema de control de rentabilidad.
- c. Se sobre regula.
- d. En detrimento de los particulares se dan facultades discrecionales al regulador en violación de las garantías de seguridad y certeza jurídica.

Es por todo lo anterior, que consideramos que el Proyecto de DACG de Tarifas no debe ser autorizado en sus términos ya que la misma no contribuirá al desarrollo de la industria, por el contrario lo desincentiva en perjuicio de los usuarios.

Por lo anterior, firmemente creemos que para lograr un desarrollo armónico y sustentable de la distribución en toda la República Mexicana, es que consideramos que efectivamente se debe tender a una regulación flexible y en igualdad de condiciones, desregulando y sin discrecionalidad.

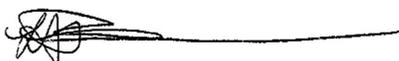
Adicionalmente, en un segundo comunicado estaremos haciendo llegar a esa H. Comisión Nacional de Mejora Regulatoria un documento con los comentarios particulares al Anteproyecto.

Por lo anteriormente expuesto, a esa H. Comisión Nacional de Mejora Regulatoria, atentamente pido se sirva.

Tenerme por presentado con la personalidad con que me ostento, haciendo comentarios al Anteproyecto no. 65/0040/061118 en los términos expuestos, a fin de que los mismos sean tomados en consideración al momento de emitir el Dictamen respectivo.

Agradezco de antemano la consideración de la presente y aprovecho para enviarle un cordial saludo.

Atentamente,



Lorena Patterson
Presidente del Consejo Directivo