

**Contacto CONAMER**

RICAMIR- JRL- B000184622

**De:** Reyna, Marco <mreyna@IENova.com.mx>  
**Enviado el:** martes, 4 de diciembre de 2018 04:11 p. m.  
**Para:** Contacto CONAMER  
**CC:** Romero, Sergio; Valle, Elisa  
**Asunto:** Comentarios MIR 22483 expediente 65/0040/061118 - CRE  
**Datos adjuntos:** DG-1572-18 Comentarios MIR 2283 Anteproyecto DACGs Tarifas Distribución GN.pdf

**Importancia:** Alta

Buenas tardes:

Nos permitimos adjuntar comentarios al anteproyecto **MIR 22483** "Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifiquen la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural", con número de expediente **65/0040/061118**.

Mucho agradeceremos sean tomados en cuenta en el análisis de dicho anteproyecto.

Saludos.



**Marco Reyna**  
Supervisor de Regulación  
www.ienova.com.mx  
Tel. +52 (55) 9138-0100



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.B. 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](mailto:tuprivacidad@ienova.com.mx) y proceda a eliminarlo.

Ciudad de México, a 3 de diciembre de 2018  
DG/1572/18

**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.

Por medio del presente y como titular del permiso de distribución de gas natural número G/013/DIS/1997, me permito realizar diversos Comentarios Generales y Específicos de fondo y de forma al anteproyecto con número de expediente 65/0040/061118, MIR 2283 “Acuerdo de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifiquen la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural” (el “**Anteproyecto**”), que remitió la Comisión Reguladora de Energía (la “**CRE**”) con fecha 6 de noviembre de 2018, a esa Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (la “**Comisión**”):

Considerando que la CRE mantuvo 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, Ecogas México S. de R.L. de C.V. 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 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.

A lo largo del Anteproyecto se detectan elementos y variables que son 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 y, por lo tanto, no se puede replicar por parte de los Permisionarios en el análisis de cálculos y riesgos mínimamente riguroso, generando un umbral de incertidumbre a mediano y largo plazo.

Para mayor detalle a continuación se enlistan las inconsistencias metodológicas, comentarios y dudas que Ecogas México S. de R.L. de C.V. considera deberán ser resueltos por la CRE para dar certeza regulatoria.

#### A. Carga regulatoria y alcance metodológico

En el Anteproyecto, la CRE expresa que la regulación propuesta solo debe regular el Límite Máximo de Rentabilidad "LMR"; de hecho en la diversas reuniones de trabajo la CRE expresó la necesidad de disminuir la carga regulatoria y es por ello que proponía un cambio metodológico; sin embargo, Ecogas México S. de R.L. de C.V. considera que no se cumple el objetivo ya que:

1. La CRE autorizará Base de Activos Regulados<sup>1</sup>, de hecho el Distribuidor deberá comprobar que el activo es de su propiedad<sup>2</sup> y no menciona el proceso mediante el cual lo demostraría el Distribuidor; cabe destacar que actualmente esta actividad se cumplía con entregar los Estados Financieros Auditados.
2. Al tratarse de una metodología más simple la CRE indicó que no sería necesario realizar comparativos de costos entre diversos Distribuidores, ya que la medida regulatoria será solo la rentabilidad asociada al activo y que quedaría fuera de sus análisis el nivel de costos realmente erogados; no obstante, la CRE propone un comparativo y dicho comparativo no es de aplicación general<sup>3</sup>.
3. En adición a lo antes mencionado la CRE solicitará el análisis de Precios de Transferencia<sup>4</sup>, pago de Dividendos, obligaciones que bajo la regulación actual no existían, sin justificar el cambio.
4. Además, durante el Anteproyecto la CRE argumenta que los Distribuidores deberán *"entregar cualquier información adicional que la Comisión considere pertinente para su aprobación, previo inicio del Periodo regulatorio"*<sup>5</sup>, y que *"la Comisión podrá aplicar otros mecanismos de supervisión"*<sup>6</sup>, redacción discrecional que no otorga seguridad

<sup>1</sup> Disposición 2.1 del Anteproyecto.

<sup>2</sup> Disposición 12.3 del Anteproyecto.

<sup>3</sup> Disposición 4.12 del Anteproyecto.

<sup>4</sup> Disposición 15.1 del Anteproyecto.

<sup>5</sup> Disposición 4.11 del Anteproyecto.

<sup>6</sup> Disposición 5.3 del Anteproyecto.

regulatoria y pone en una situación indefensa a los Distribuidores.

Por todo lo anterior la propuesta metodológica de la CRE representa una carga administrativa excesiva, una doble regulación y algunos análisis están fuera del alcance de las atribuciones de la CRE; dado lo anterior se solicita a la CRE realice ante esta Comisión Nacional de Mejora Regulatoria un ejercicio comparativo completo de la regulación actual y la propuesta del presente Anteproyecto con la finalidad de medir la carga real regulatoria y alcance del mismo, de tal manera que la CRE justifique claramente con parámetros medibles y comprobables la disminución y en su caso mejora regulatoria.

## B. Omisiones metodológicas

1. La CRE define la Base Volumétrica<sup>7</sup> como un tercer servicio aprestar, en adición a la Base Firme e Interrumpible, no obstante el alcance del Anteproyecto no incluye dicho servicio<sup>8</sup>.
2. La CRE define el LMR, como la medida mediante la cual se determinará las tarifas máximas; financieramente la rentabilidad se mide sobre el activo, pese a ello el Anteproyecto define al Proceso de Control de Rentabilidad como: “proceso de control se llevará a cabo a partir del cálculo de la rentabilidad efectiva obtenida por el Permisionario durante el año objeto de control. Esta rentabilidad efectiva se calculará a partir de los costos e ingresos, obtenidos del estado financiero dictaminado del último año fiscal y debidamente desglosados conforme a lo establecido en el apartado quinto, que el Permisionario haya percibido después de impuestos”<sup>9</sup>, definición que omite el activo, lo cual manifiesta la falta de solvencia y justificación económico-financiera en la propuesta de la CRE.
3. A lo largo de documento la CRE menciona el Costo Anual de la Inversión, de hecho en la disposición 7.9 del documento lo define como: *ANINV*, a pesar de ello nunca define la fórmula de cálculo. Cabe destacar que existen “n” formas de cálculo y la que se decida elegir deberá ser justificada, demostrada y validada; sobre todo porque es la parte fundamental del cálculo de las tarifas máximas.

De manera ejemplificativa se muestra que en una Distribuidora “tipo” este importe

---

<sup>7</sup> Disposición 2.2 del Anteproyecto.

<sup>8</sup> Disposición 4.10 del Anteproyecto.

<sup>9</sup> Disposición 7.3 del Anteproyecto.

representa alrededor del 41% del ingreso anual.

	<b>Real</b>
Ingresos	25,535,600
OPEX	11,707,513
Impuestos	3,290,838
Costo Anual de la Inversión	10,537,249
<b>Flujo Neto</b>	<b>-</b>

4. Actualmente la Base de Activos Regulada es sujeta al proceso de re-expresión, a lo largo de casi 20 años los Distribuidores han realizado dicho proceso, cabe destacar que el proceso financieramente es correcto y de hecho es de práctica común en la industria internacional; sin embargo, en el Anteproyecto se menciona que *“sólo se reconocerán los activos, los cuales deben valuarse en su reconocimiento inicial a su costo de adquisición<sup>10</sup>”*; es decir, se deja de re-expresar sin justificación alguna, lo cual va de detrimento del Distribuidor.
5. A lo largo del Anteproyecto se omite el costo de gestión de gas natural de los Usuarios Finales de bajo consumo; no obstante, si se menciona la obligación de gestión por parte del Distribuidor y de balanceo del Sistema de distribución, dado lo anterior es necesario generar esquemas que permitan al Distribuidor transferir dicho costo, cabe destacar que estas medidas ya estaban contenidas en la regulación actual y en este Anteproyecto se eliminan de manera discrecional.

### C. Justificaciones Financieras

1. La CRE define el Límite Máximo de rentabilidad “LMR” como:

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

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

<sup>10</sup> Disposición 12.4 del Anteproyecto.

transporte.

- $\beta$  = parámetro beta promedio de las empresas transportadoras de gas natural por ducto.

Dado que la formulación carece de explicación y detalle, la CRE genera incertidumbre en el cálculo al:

- Omitir el inicio y fin de las series de datos que deberán tomarse en cuenta para los parámetros  $r_f$  y  $r_m$ .
- El cálculo es discrecional al usar el parámetro  $\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$  la RES/ 099/2009 y mencionar que se “actualizará en el momento que la Comisión cuente con la información suficiente que refleje las condiciones del mercado posterior a la aplicación de las presentes Disposiciones”<sup>11</sup>.

En general, Ecogas México S. de R.L. de C.V. considera que la fórmula propuesta por la CRE no captura el equilibrio económico y coste de oportunidad de invertir en la actividad de transporte en Estados Unidos de América (actividad base del cálculo) y la actividad de distribución en México por lo que la formula debe corregirse de la siguiente manera:

$$LRM = r_m * \frac{\sigma_D}{\sigma_T} + r_p$$

Donde:

$LRM$  = Límite de Rentabilidad Máxima.

$r_m$  = tasa de rendimiento de la FERC.

$r_p$  = ajuste por riesgo país de México.

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

De hecho esta propuesta de formulación ha sido planteada con la CRE en diversas reuniones de trabajo, por lo que se solicita a la CRE la justificación financiera y econométrica de no usar la fórmula propuesta en las diversas reuniones.

2. En la Sección 9 del Anteproyecto, la CRE define el mecanismo de ajuste que permite regresar a los usuarios el importe pagado en exceso; de hecho define una fórmula que aritméticamente, nunca ha sido justificada; es decir, cual es la justificación de que un Distribuidor tome la Rentabilidad Teórica de la Industria<sup>12</sup> como parámetro de comparación en lugar de tomar la Rentabilidad Máxima Aprobada para ese Periodo Operativo; dado que nunca se define en el Anteproyecto el cálculo de la Rentabilidad

<sup>11</sup> Disposición 6.3 y 6.5 del Anteproyecto.

<sup>12</sup> Disposición 9.3 del Anteproyecto.

Teórica de la Industria deja en completa indefensión a los Distribuidores y subjetividad en el cálculo, desincentivando la inversión.

3. La CRE nunca demuestra económicamente de donde surgen los periodos de 2 y 5 años<sup>13</sup> para el Mecanismo de Ajuste, dado lo anterior parece discrecional al cálculo y no genera certidumbre a la industrial.

#### D. 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:

##### 1. Comparativo de Costos Adicionales

Directiva de tarifas vigente	Anteproyecto de DACG de tarifas
<b>Pago de derechos por la revisión quinquenal</b> *Cada 5 años	<b>Pago de derechos o aprovechamientos por la determinación de tarifas</b> *Dependerá del periodo regulatorio, el cual podría ser incluso anual
<b>Pago de aprovechamientos por la expedición de tarifas</b> *Cada 5 años	<b>Pago de derechos o aprovechamientos por la supervisión y control de la rentabilidad máxima</b> *Anual
	<b>Actualización de tarifas máximas</b> *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"> <li>• Reporte de precios de transferencias</li> <li>• Informe de pago de dividendos a partes relacionadas</li> </ul>
Los Permisarios deberán publicar sus tarifas máximas en el <b>Diario Oficial</b> de la Federación y en los <b>periódicos oficiales</b> de las entidades federativas que correspondan	Permisarios deberán publicar en su <b>Boletín Electrónico</b> sus Tarifas máximas, en los <b>periódicos oficiales</b> de las entidades federativas que correspondan a la región

<sup>13</sup> Disposición 9.4 del Anteproyecto

al trayecto o zona geográfica atendido por el Permisionario	atendida por el Permisionario y en el <b>periódico de mayor circulación</b> en su localidad.  <b>Lista de tarifas:</b> El conjunto de Tarifas máximas y otros cargos aprobados por la Comisión a cada Permisionario de distribución por ducto de Gas Natural y que son publicadas en la página electrónica de la Comisión, así como por el Permisionario <b>en el DOF.</b>
---	--

## 2. Información ADICIONAL solicitada en el Anteproyecto

1. 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.
2. Descripción de las políticas de facturación para clasificar a los Usuarios en los diferentes Grupos tarifarios.
3. Número de Usuarios asociados a la expansión del Sistema por Grupo Tarifario.
4. Consumo promedio de la expansión del Sistema por Grupo Tarifario.
5. Un informe con la información y los valores utilizados en el cálculo de los elementos de las fórmulas siguientes y de sus elementos:
  1. Precio máximo de adquisición.
  2. Ingreso máximo para el periodo t.
  3. Ingreso obtenido o, en su caso, el ingreso obtenido en el año t, ajustado por caídas en el volumen.
6. Informe de un tercero para avalar los criterios para el prorrateo de costos y gastos comunes.

## E. Cambios necesarios relacionados a la Disposiciones de Acceso Abierto.

1. Se debe de eliminar el la modalidad se Servicio de Transporte en Base Interrumpible, lo anterior, toda vez que:
  - La capacidad de los sistemas de distribución es dinámica al existir una constante expansión de las redes, la disponibilidad de capacidad dependerá del punto y el



momento del sistema que se evalúe. Considerando esto, la modalidad de servicio en base interrumpible no podría ser una alternativa que el distribuidor debiera ofrecer sino solamente prestar su servicio de distribución con reserva de capacidad o en esquema volumétrico.

- Dado que los sistemas de distribución crecen constantemente, se tendría que calcular la capacidad del mismo cada vez que un usuario solicite reserva de capacidad, entendiendo además que el distribuidor reserva consigo mismo la capacidad de usuarios menores.
  - En la industria no existen sistemas de controles para controlar o interrumpir a estos usuarios en un sistema de distribución. Pueden existir algunos sistemas inteligentes de corte o interrupción pero instalar masivamente sería extremadamente caro.
2. La CRE debe de establecer el sustento técnico y económico que utilizó para determinar cómo llevo al parámetro para definir que es una Conexión no estándar.
  3. La CRE debe de establecer el sustento técnico y económico que utilizó para determinar cómo llevo al parámetro para definir que es una Conexión Estándar.
  4. Se deben de eliminar las obligaciones relacionadas con la implementación del Boletín Electrónico, toda vez que se está solicitando su eliminación por lo siguiente:
    - Exceso de carga administrativa e incremento en costos trasladables en perjuicio de nuestra competitividad. Se analizó que el costo por BE por permiso será de \$ 250,000 dólares. por año que tendrá que trasladarse al usuario final en la tarifa.
    - Riesgo de pérdida de mercado debido a publicación de estrategias de expansión aunado a zonas de competencia desleal.
    - Riesgo de incumplir con la Ley Federal de Protección de Datos Personales.
  5. Se debe de eliminar el concepto de Capacidad Disponible, lo anterior, toda vez que al no tener un solo punto de acceso y uno de salida, sino una multitud de puntos y más aún en sistemas discontinuos en constante crecimiento el cálculo de la capacidad disponible no solo es dinámica, sino innecesaria.
  6. Se debe de establecer el siguiente concepto de Base Firme:

**Base Firme:** 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 solo para aquellos al Usuario o Usuario final que no sean Usuarios Finales de Bajo Consumo, por lo que tiene prioridad en la nominación de la prestación de los servicios y no puede ser objeto de interrupciones, reducciones o suspensiones, excepto bajo condiciones de Alerta Crítica y extraordinarias definidas en la regulación emitida por la Comisión, el título del permiso y en los Términos y Condiciones

## F. Conclusiones

Por todo lo anterior es que Ecogas México S. de R.L. de C.V. considera que el Anteproyecto presentado por la CRE a la CONAMER:

- 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.
- Sin eliminar el esquema de regulación vigente (aprobación de tarifas), se adiciona un esquema de control de rentabilidad.
- Se sobre regula la actividad.
- En detrimento de los Distribuidores se dan facultades discrecionales al regulador en violación de las garantías de seguridad y certeza jurídica.
- Por último, a lo largo de los 20 años que la CRE ha ejercido sus funciones y se han presentado atrasos en proceso de revisión, atrasos que afectan la viabilidad económica de los Distribuidores, el Anteproyecto no limita dichos atrasos y no genera ningún beneficio en plazos para los Distribuidores por lo que se propone la incorporación de la figura de Afirmativa Ficta.

Es por todo lo anterior, se considera que el Anteproyecto no debe ser autorizado en sus términos propuestos por la CRE, ya que no contribuirá al desarrollo de la industria, por el contrario lo desincentiva en perjuicio de los usuarios.

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,



**Lic. Marco Alberto Torres García**  
**Representante Legal**  
**Ecogas México S. de R.L. de C.V.**