

De: Mi Zep <misaeltup@gmail.com>
Enviado el: martes, 7 de mayo de 2019 05:31 p. m.
Para: Contacto CONAMER
CC: Marlen Cervantes Rojas
Asunto: PETROIntelligence: Comentarios expediente 65/0040/061118
Datos adjuntos: RepLegal.Instrumentotarifariocregndist-I.pdf

Buenas tardes,

No. Expediente: 65/0040/061118

Título del anteproyecto: Anteproyecto: Acuerdo de las Disposiciones

Administrativas de Carácter General que especifiquen la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural.

Dependencia: CRE - Comisión Reguladora de Energía

Fecha de apertura: 06/11/2018

Fecha de publicación en el portal: 06/11/2018

Comentarios adjuntos sobre la versión del anteproyecto contenido en la respuesta al dictamen de fecha 17/04/2019 y número de referencia CRE/47323

Saludos,

PETROIntelligence



Comentarios al Anteproyecto

Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de gas natural

Temática 1: inconsistencia entre el límite establecido de rentabilidad denominado “LRM” y lo determinado como rentabilidad del distribuidor de gas natural.

Primero, se está considerando como valor de límite máximo una Tasa de Rendimiento al Capital Propio [conocida usualmente como ROE, debido a sus siglas en inglés] en virtud de que la tasa aprobada por la Comisión Federal de Regulación de Energía de los EUA consiste en una tasa de este tipo.

Segundo, como valor de la rentabilidad “real” que obtiene un distribuidor de gas natural y que no debe sobrepasar dicho límite máximo, se está considerando una tasa de rentabilidad que no considera la estructura “real” de capital y deuda del proyecto de inversión, sino asume que todo el proyecto fue financiado con 100% capital de los inversionistas.

Es inconsistente evaluar si una tasa es adecuada tomando como punto de referencia una tasa de diferente naturaleza. La fórmula del Flujo Neto [numeral 10.5] debe considerar los mismos elementos de fondo que la fórmula del LRM [numeral 8.1].

Temática 2: falta de claridad sobre cómo obtener la tasa de rentabilidad del distribuidor de gas natural.

No se está especificando cuál es la fórmula de determinación del Costo Anual de la Inversión, por lo que no es posible evaluar todas las implicaciones del proyecto sobre el mercado de distribución de gas natural en México.

Temática 3: esquema de ajuste de tarifa en caso de excederse el LRM sobreesgado.

En caso de que la rentabilidad “real” del distribuidor exceda del límite máximo establecido, considerando en su caso el incentivo a la expansión, se debe aplicar el siguiente mecanismo de ajuste:

$$\text{Mecanismo de Ajuste} = \frac{(R - \text{Excedente de rentabilidad}) (T_{m\acute{a}x})}{T_R}$$

$$\text{Excedente de rentabilidad} = (T_R - LRM - I_E)$$

Sólo sí $T_R - LRM - I_E > 0$

Donde:

<i>Mecanismo de Ajuste</i>	Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados ajustados.
<i>R</i>	Rentabilidad teórica de la industria.
<i>T_{máx}</i>	Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados vigentes.
<i>T_R</i>	Tasa de rentabilidad del Distribuidor.
<i>LRM</i>	Límite de Rentabilidad Máxima.
<i>I_E</i>	Incentivo a la expansión.

Esta fórmula tiene diversas inconsistencias debido a las siguientes razones:

1.- El mecanismo de ajuste genera tarifas negativas si el excedente de rentabilidad es mayor que la rentabilidad teórica de la industria.

2.- No se especifica en todo el documento normativo cómo se calcula la *R*. Esto hace imposible detectar el impacto de un excedente en las tarifas máximas aplicables.

Por ejemplo, considerando el LRM establecido, si se tiene una situación donde el excedente tiende a cero [por ejemplo, 0.0942%] donde la rentabilidad “real” fue del 16% y la rentabilidad “teórica” es del 10%, se estaría generando un ajuste de aproximadamente 38% sobre las tarifas máximas. Sin embargo, si la rentabilidad “teórica” es 13%, el ajuste sería de aproximadamente 19%.

Aún más, si la rentabilidad “real” es 25% y la tasa “teórica” es 10%, considerando el mismo LRM de 15.9058, tendríamos una nueva tarifa aproximadamente de cero.

3.- La fórmula genera un ajuste si el excedente es cero, el cual puede resultar en aumentar o disminuir las $T_{m\acute{a}x}$, dependiendo el valor de la *R* y del excedente. El ajuste debiera derivar en las $T_{m\acute{a}x}$ si no hay excedente, a pesar de que esto sólo se aplique cuando se excedió el LRM.

4.- El LRM es una estimación de la rentabilidad de la industria por lo que no es claro a qué hace referencia la *R* o cuál es la razón de utilizar otra rentabilidad teórica [estimada – lo teórico se estima].

Es decir, se determina la aplicabilidad de un mecanismo de ajuste si se excede el LRM pero se ajustan las tarifas máximas con base en otra “rentabilidad teórica de la industria”.

Temática 4: la muestra seleccionada para estimar la rentabilidad de la industria de transporte de gas natural considera empresas que no tienen como actividad predominante el transporte, lo que hace inconsistente el cálculo del LRM.

Primero, la Comisión Federal de Regulación de Energía de los EUA no determina ningún grupo de empresas muestra a fin de obtener algún “valor” representativo de la tasa de rentabilidad de la industria de transporte de gas natural.

Segundo, la muestra seleccionada por la CRE contiene empresas que no tienen como actividad principal el transporte de gas natural.

Tercero, la fórmula de la determinación asume que el promedio de la Comisión Federal de Regulación de Energía de los EUA mide la rentabilidad de la industria de transporte de gas natural en dicho país, razón por la cual ajusta dicha tasa por el coeficiente de volatilidad para expresarla en términos de distribución.

No obstante, el promedio calculado no considera solamente empresas que se dediquen al transporte de gas natural ni empresas que se dediquen primordialmente a dicha actividad, razón por la cual la aplicación de dicho coeficiente de volatilidad no es consistente.