

RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICAN LAS METODOLOGÍAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DEL GAS NATURAL OBJETO DE VENTA DE PRIMERA MANO A QUE SE REFIERE LA DIRECTIVA SOBRE LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS Y TARIFAS PARA LAS ACTIVIDADES REGULADAS EN MATERIA DE GAS NATURAL DIR-GAS-001-1996

RESULTANDO

Primero. Que el 20 de marzo de 1996 se publicó en el *Diario Oficial de la Federación* (DOF), la *Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural, DIR-GAS-001-1996* (la DPT), la cual incorpora, en su capítulo 4, la metodología para determinar el precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano (la Metodología de la DPT).

Segundo. Que de acuerdo con la disposición 12.3 de la DPT, hasta que esta Comisión Reguladora de Energía (esta Comisión) apruebe los Términos y Condiciones Generales que regirán las ventas de primera mano de gas natural, éstas se sujetarán a la metodología de precios aprobada en julio de 1995 (la Metodología Transitoria).

Tercero. Que el 14 de agosto de 2000, mediante Resolución número RES/158/2000, esta Comisión aprobó los *Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural* (los TCG) presentados por Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB), y su régimen transitorio (el Régimen Transitorio); no obstante, el Resolutivo Segundo de la diversa citada establece que PGPB deberá presentar, para aprobación de esta Comisión, el Catálogo de Precios y Contraprestaciones (el Catálogo) y los Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas (LOCFSE), que forman parte integral de los TCG.

Cuarto. Que mediante la Resolución número RES/100/2001, publicada en el DOF el 5 de julio de 2001, esta Comisión aprobó modificaciones al Régimen Transitorio de modo que durante dicho régimen, los adquirentes a quienes se hayan adjudicado o se adjudiquen contratos de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada en las licitaciones convocadas por la Comisión Federal de Electricidad, puedan celebrar los contratos de venta de primera mano de gas natural previstos en la Cláusula 7 de los TCG en plazos que podrían ser menores a los establecidos en dichos Términos y en su Régimen Transitorio.

Quinto. Que mediante Resolución número RES/061/2002, publicada en el DOF con fecha 30 de abril de 2002, esta Comisión modificó la Metodología de la DPT a efecto de adecuarla a las condiciones del mercado.

Sexto. Que mediante resoluciones números RES/062/2002 y RES/063/2002, publicadas en el DOF el 30 de abril de 2002, esta Comisión aprobó el Capítulo I del Catálogo y los LOCFSE, respectivamente, para su aplicación a los contratos celebrados conforme a la Resolución RES/100/2001.

Séptimo. Que por Resolución número RES/064/2002, publicada en el DOF el 30 de abril de 2002, esta Comisión autorizó a PGPB para que entregue y enajene el gas objeto de los contratos celebrados de acuerdo con la diversa RES/100/2001 sujetándose al régimen permanente de los TGC.

Octavo. Que el 13 de junio de 2002, esta Comisión expidió la diversa número RES/110/2002, mediante la cual se modificó el alcance de las Resoluciones a que se refieren los Resultandos Cuarto, Sexto y Séptimo, a fin de que otros generadores de energía eléctrica que para el desarrollo de sus proyectos requieran celebrar contratos de venta de primera mano de gas natural a largo plazo en condiciones especiales, o reservar la capacidad correspondiente en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) de PGPB, puedan acogerse a lo establecido en dichas Resoluciones.

Noveno. Que mediante Resolución número RES/242/2002, publicada en el DOF el 18 de noviembre de 2002, esta Comisión adicionó un capítulo 13 a la DPT, relativo a las reglas aplicables para la sustitución de los índices utilizados en la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano cuando dichos índices no se encuentren disponibles en las publicaciones correspondientes.

Décimo. Que las reglas contenidas en el capítulo 13 a que hace referencia el Resultando anterior han sido actualizadas mediante resoluciones números RES/274/2002, RES/047/2003, RES/201/2003 y RES/064/2004, publicadas en el DOF el 16 de diciembre de 2002, el 16 de abril de 2003, el 15 de octubre de 2003 y el 2 de abril de 2004 respectivamente.

Undécimo. Que mediante Resolución número RES/015/2004, publicada en el DOF el 26 de febrero de 2004, esta Comisión aprobó a PGPB los Capítulos I y II del Catálogo; rechazó los costos de servicio propuestos como parte del Capítulo II de dicho Catálogo; requirió a PGPB la presentación de una nueva propuesta de los valores de dichos costos de servicio, y modificó el Régimen Transitorio de los TCG, de manera que éstos serán aplicables en su totalidad a

partir del cuarto mes contado a partir del primer día del mes siguiente a aquél en que se aprueben los costos de servicio del Catálogo.

Duodécimo. Que mediante Resolución número RES/284/2004, de fecha 30 de septiembre de 2004, esta Comisión actualizó nuevamente las reglas de sustitución de los índices de referencia del capítulo 13 de la DPT y modificó la Metodología Transitoria y la Metodología de la DPT.

CONSIDERANDO

Primero. Que de acuerdo con los artículos 3, fracción VII, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y 8 del Reglamento de Gas Natural, corresponde a esta Comisión expedir la metodología para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano (precio de vpm).

Segundo. Que de conformidad con el artículo 8 del Reglamento de Gas Natural, la metodología del precio de vpm debe reflejar el costo de oportunidad y las condiciones de competitividad del gas natural respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta.

Tercero. Que el Resolutivo Cuarto de la diversa referida en el Resultando Tercero señala que las ventas de primera mano en que la entrega del gas se realice dentro del Régimen Transitorio seguirán rigiéndose por la Metodología Transitoria; y una vez que concluya dicho régimen dejará de ser aplicable la metodología mencionada y las ventas de primera mano sólo podrán realizarse con sujeción a los TCG.

Cuarto. Que para determinar el precio de vpm, originalmente la Metodología Transitoria establecía como precio de referencia relevante el promedio aritmético de los índices *EPGT–Texas Pipeline, L.P.* (EPGT) y *Texas Eastern Transmission Corp.* (Tetco), publicados en el *Inside FERC's Gas Market Report (Inside FERC's)*.

Quinto. Que la Metodología de la DPT, con las adecuaciones instrumentadas mediante la Resolución número RES/061/2002 a que hace referencia el Resultando Quinto, incluye como uno de sus componentes al diferencial histórico entre el precio de referencia Houston Ship Channel (HSC) y las cotizaciones del gas en los mercados del sur de Texas, anteriormente representadas por el promedio aritmético de los índices Tetco y EPGT publicados en el *Inside FERC's*.

Sexto. Que *Inside FERC's* es una de las publicaciones de mayor prestigio en la determinación y publicación de índices de precios del gas natural en los mercados canadiense y estadounidense, donde se le usa comúnmente como fuente de referencias en transacciones de compraventa del combustible, por lo que la CRE la utiliza desde hace años como publicación oficial de los índices que forman parte de las metodologías de precio de vpm.

Séptimo. Que conforme al Régimen Transitorio de los TCG, así como a la Resolución número RES/100/2001 y relativas (RES/062/2002, RES/063/2002, RES/064/2002 y RES/110/2002), las metodologías para determinar el precio de vpm son aplicables conforme a lo siguiente:

1. La Metodología de la DPT es aplicable a las ventas de primera mano que se realicen al amparo de la Resolución número RES/100/2001, y
2. La Metodología Transitoria es aplicable al resto de las ventas de primera mano.

Octavo. Que la modificación a que se refiere la Resolución Núm. RES/284/2004 relacionada en el Resultando Duodécimo consiste en eliminar de la Metodología Transitoria y de la Metodología de la DPT el índice de referencia EPGT, de forma que las cotizaciones mensuales en el Sur de Texas empleadas en la determinación del precio de vpm sólo estén representadas por el índice Tetco; modificación que responde al hecho de que el *Inside FERC's* anunció la suspensión definitiva de la publicación del primero de dichos índices.

Noveno. Que en la determinación de los índices de precio mensuales en el mercado de gas natural en los EUA el *Inside FERC's* utiliza la metodología que a continuación se resume:

De forma optativa, diversas empresas reportan información sobre sus transacciones de compraventa de gas natural durante la denominada *bidweek* (últimos 5 días hábiles de cada mes). Dicha información es empleada para determinar los índices del mes inmediato siguiente.

La información recabada por el *Inside FERC's* es clasificada en tres grupos de acuerdo con la cantidad de transacciones y el volumen de gas negociado:

- ~~☒~~ Grupo 1: más de 10 transacciones de por lo menos 100,000 MMBtu/día
- ~~☒~~ Grupo 2: más de 5 transacciones para volúmenes en el rango de entre 25,000 y 99,999 MMBtu/día
- ~~☒~~ Grupo 3: menos de 5 transacciones o 25,000 MMBtu/día.

Para los dos primeros grupos, se toman en consideración los precios fijos pactados en las transacciones durante la *bidweek* en las que la entrega física corresponde al mes próximo. Asimismo, se consideran las transacciones realizadas durante los primeros 3 días de la *bidweek*, en donde el precio se determina con base en el cierre de futuros del gas natural para entregas durante el mes siguiente cotizados en el *New York Mercantile Exchange (NYMEX)*, más el diferencial de transporte (*basis differential*) que corresponda.

Para el tercer grupo, en el que con frecuencia no existe información suficiente sobre las transacciones de compraventa, se estiman los precios correspondientes con base en la información que pueda obtener del mercado.

Una vez que se cuenta con la información de precios y volúmenes negociados, y que ésta ha sido validada, el índice correspondiente se determina con alguna de las medidas siguientes, según la que refleje de mejor manera el comportamiento observado en el mercado durante la *bidweek*:

- ~~☒~~ Promedio de precios ponderado por volumen
- ~~☒~~ Promedio simple
- ~~☒~~ Media de las observaciones
- ~~☒~~ Moda de las observaciones
- ~~☒~~ Una combinación de las anteriores

Cuando se considera que la información sobre las transacciones es insuficiente (v.gr., sólo del grupo 3), no se publica el índice para el mes correspondiente.

Décimo. Que derivado de lo anterior, si bien la metodología utilizada por el *Inside FERC's* para determinar los índices de precio refleja las condiciones de mercado al momento de las transacciones de compraventa de gas, es evidente que en ocasiones dicha metodología puede verse afectada de manera importante por las condiciones imperantes en un sólo día, mismas que afectan al índice que es aplicable durante todo un mes; por ejemplo, cuando el elemento relevante en el cálculo del índice es la cotización de cierre en el mercado de futuros.

Undécimo. Que como prueba de lo anterior, para el mes de diciembre de 2004 el índice de Tetco publicado por el *Inside FERC's* se ubicó en 7.44 USD/MMBtu, aún cuando durante la semana correspondiente a la *bidweek* el promedio de los precios *spot* (diarios) en el mismo mercado, publicados por la revista *Gas Daily*, sólo alcanzó 5.14 USD/MMBtu, lo que refleja una diferencia de 31%.

Duodécimo. Que en adición, el contrato de futuros para diciembre en el NYMEX cerró el 24 de noviembre en 7.98 USD/MMBtu, aún cuando en los

cuatro días anteriores el promedio de las cotizaciones de futuro se ubicó en 6.97 USD/MMBtu.

Decimotercero. Que en contraste con lo anterior, el índice de HSC para diciembre, publicado en el mismo *Inside FERC's*, disminuyó 13.5% respecto del nivel de noviembre para situarse en 6.33 USD/MMBtu.

Decimocuarto. Que como aparenta ser evidente, el cierre del contrato de futuros tuvo una elevada influencia en la determinación del índice Tetco, en tanto que la evolución del mercado *spot* fue menos relevante.

Decimoquinto. Que esta Comisión realizó una consulta al *Inside FERC's* sobre las posibles causas que generaron la evolución desigual en los índices de precio de HSC y de Tetco para diciembre de 2004, y con fecha del 8 de febrero de 2005 le fue confirmado que, en efecto, la mayoría de las transacciones relevantes para la determinación del índice de Tetco se realizaron sobre la base del cierre del contrato de futuros en el *NYMEX* ajustado por el *diferencial base (basis differential)*; y en contraste, ninguna transacción de este tipo se empleó en el cálculo del índice de HSC, el cual se determinó con base en transacciones valuadas a precio fijo negociado el mismo día de la transacción.

Decimosexto. Que esta Comisión realizó una indagación de las posibles causas que influenciaron la evolución del contrato de futuros en el *NYMEX*, y encontró que el incremento reportado el 24 de noviembre pudo obedecer a un reporte de la *Energy Information Administration (EIA)*, la cual informó el mismo día 24 una reducción de 49 mil millones de pies cúbicos (mil MPC) en los inventarios de almacenamiento de gas natural, cifra sustancialmente mayor a la expectativa del mercado, dato que fue corregido hasta el día 2 de diciembre cuando la EIA señaló que la cifra correcta era 17 mil MPC; no obstante, los efectos del primer reporte sobre las expectativas de mercado no se revirtieron.

Decimoséptimo. Que actualmente esta Comisión realiza, entre otros, estudios para actualizar las metodologías del precio de vpm en lo relativo a los mercados de referencia relevantes, así como el valor del costo de transporte entre la frontera en Tamaulipas y el sur de Texas (TF_i) que forma parte de la Metodología de la DPT.

Decimoctavo. Que en tanto se concluyen los trabajos señalados en los Considerando anterior, y a efecto de generar certidumbre en la determinación del precio del gas en México, se considera pertinente modificar las metodologías de precio de vpm en lo que se refiere a los índices mensuales de

referencia a efecto de evitar que éstos se vean afectados por posibles distorsiones como la señalada anteriormente.

Decimonoveno. Que al efecto, esta Comisión tomará como índices mensuales de referencia el mínimo que resulte entre los índices publicados en el *Inside FERC's* y el promedio observado durante la *bidweek* de los precios diarios publicados en el *Gas Daily*.

Vigésimo. Que en términos del artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, antes de la emisión de los actos administrativos a que se refiere el artículo 4 de dicha ley se requerirá la presentación de una manifestación de impacto regulatorio, pero que se podrá eximir de la obligación de elaborar dicha manifestación cuando los actos administrativos no impliquen costos de cumplimiento para los particulares, y

Vigésimo primero. Que mediante oficio número COFEME/05/0707 de fecha 16 de marzo de 2005, la Cofemer consideró que la expedición de la presente Resolución no implica costos para los particulares, por lo que eximió a esta Comisión de elaborar la manifestación de impacto regulatorio correspondiente.

Por lo expuesto, y con fundamento en los artículos 14 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 1, 2, fracción V, 3, fracciones VII, y XXII, 4 y 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 1, 3, 4, 35, 39 y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y 7, 8 y relativos del Reglamento de Gas Natural, esta Comisión Reguladora de Energía:

RESUELVE

Primero. Se modifica la metodología a que se refiere la disposición 12.3 de la Directiva sobre la *Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural, DIR-GAS-001-1996*, modificada mediante la Resolución número RES/284/2004, de manera que el precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano se calcule utilizando como índice de referencia el mínimo de los valores siguientes:

1. El índice de *Texas Eastern Transmission Corp.*, renglón *South Texas Zone*, publicado en el *Inside FERC's Gas Market Report*, correspondiente al mes de determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), y

2. El promedio de los precios correspondientes al renglón *Texas Eastern STX*, encabezado *South Corpus Christi*, de la publicación *Gas Daily*, "Daily Price Survey", columna "mid point", para los últimos cinco días hábiles del mes anterior al mes de determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

Segundo. Se modifican las disposiciones 4.11 y 4.12 de la *Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural, DIR-GAS-001-1996*, relacionadas en el Anexo de la Resolución Número RES/061/2002, y modificada la segunda mediante la Resolución número RES/284/2004, para quedar como sigue:

4.11 Las fórmulas para establecer el precio máximo del gas en Reynosa, en términos diarios o mensuales, se expresarán en dólares por unidad y se definen como:

Diario: $VPMR_i^d \geq HSC_{i-1}^d \geq D_i \geq TF_i$

Mensual: $VPMR_i^m \geq HSC_i^m \geq D_i \geq TF_i$

Donde:

$VPMR_i^d$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el día i (dólares/unidad);

$VPMR_i^m$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el mes i (dólares/unidad);

HSC_{i-1}^d es el precio cotizado en el *Houston Ship Channel* el día inmediato anterior al día i , publicado en el *Gas Daily*, "Daily Price Survey" renglón *Houston Ship Channel*, columna "mid point" (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad);

HSC_i^m es el mínimo de los valores siguientes:

1. El índice del *Houston Ship Channel* publicado en el *Inside FERC's Gas Market Report* del mes i (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), y
2. El promedio de los precios correspondientes al renglón *Houston Ship Channel* de la publicación *Gas Daily*, "Daily Price Survey", columna "mid point", para los últimos cinco días hábiles del mes $i-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

D_i es el diferencial histórico entre el índice mensual de referencia en el *Houston Ship Channel* y la cotización promedio del gas en el sur de Texas, (dólares/unidad), calculado de conformidad con la disposición 4.12 siguiente, y

TF_i es el costo de transporte entre la frontera en Tamaulipas y los ductos del sur de Texas vigente en el periodo i (dólares/unidad).

4.12 El diferencial histórico, D_i , se calculará con base en el promedio de las diferencias entre las cotizaciones mensuales del gas en el *Houston Ship Channel* y en el sur de Texas, registradas entre el mes vigente (i) y los $n-1$ meses previos. Por regla general, el diferencial histórico se determinará con base en el promedio trimestral de la diferencia señalada, de manera que n será igual a tres (3), salvo que por condiciones extraordinarias dicho promedio no permita reflejar adecuadamente las condiciones prevalecientes en el mercado de referencia, en cuyo caso la Comisión fundamentará y motivará debidamente el cambio de valor para n . La fórmula para calcular el diferencial histórico es la siguiente:

$$D_i = \frac{\sum_{j=0}^{n-1} (HSC_{i+j}^m - ST_{i+j}^m)}{n}$$

Donde:

n es igual a tres (3);

HSC_{i+j}^m es el mínimo de los valores siguientes:

1. El índice del *Houston Ship Channel* publicado en el *Inside FERC's Gas Market Report* del mes $i+j$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), y
2. El promedio de los precios correspondientes al renglón *Houston Ship Channel*, encabezado *East-Houston-Katy*, de la publicación *Gas Daily*, "Daily Price Survey", columna "mid point", para los últimos cinco días hábiles del mes $i+j-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

ST_{i+j}^m es el mínimo de los valores siguientes: índice de "

1. El índice de *Texas Eastern Transmission Corp.*, renglón *South Texas zone*, publicado en el *Inside FERC's Gas Market Report* del mes $i+j$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), y

2. El promedio de los precios correspondientes al renglón *Texas Eastern STX*, encabezado *South Corpus Christi*, de la publicación *Gas Daily*, "*Daily Price Survey*", columna "*mid point*", para los últimos cinco días hábiles del mes $t-j-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

Tercero. Notifíquese a Pemex –Gas y Petroquímica Básica el contenido de la presente resolución y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo puede ser impugnado interponiendo en su contra el recurso de reconsideración que prevé el artículo 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión ubicadas en Horacio 1750, Col. Polanco, Delegación Miguel Hidalgo, 11510, México, D. F.

Cuarto. Inscríbese la presente resolución en el registro a que se refiere la fracción XVI del artículo 3 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía bajo el Núm. **RES/046/2005**.

México, D.F., a 28 de marzo, 2005

Dionisio Pérez-Jácome
Presidente

Francisco Barnés
Comisionado

Raúl Monteforte
Comisionado

Adrián Rojí
Comisionado