

SECRETARIA DE ENERGIA

DIRECTIVA sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano DIR-GAS-001-2009.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

DIRECTIVA SOBRE LA DETERMINACION DE LOS PRECIOS MAXIMOS DE GAS NATURAL OBJETO DE VENTA DE PRIMERA MANO DIR-GAS-001-2009.

CONSIDERANDO

Que la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, reformada mediante decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 11 de mayo de 1995, establece en su artículo 3 que la industria petrolera abarca, entre otros, las ventas de primera mano de gas.

Que, asimismo, la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo establece que la regulación de las ventas de primera mano de gas tiene por objeto asegurar su suministro eficiente y comprende los términos y condiciones para realizar dichas ventas, así como la determinación de los precios aplicables.

Que la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, en su artículo 3, fracción VII, faculta a este órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, que goza de autonomía técnica y operativa, para aprobar los términos y condiciones a que deberán sujetarse las ventas de primera mano de gas natural y expedir las metodologías para la determinación de sus precios, salvo que existan condiciones de competencia efectiva a juicio de la Comisión Federal de Competencia.

Que, de conformidad con el artículo 8 del Reglamento de Gas Natural, publicado en el DOF el 8 de noviembre de 1995, el precio máximo del gas objeto de las ventas de primera mano (precio de vpm) será fijado conforme a lo establecido en las directivas expedidas por la Comisión, y la metodología para su cálculo deberá reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta.

Que, adicionalmente, de conformidad con el mismo artículo 8 del Reglamento de Gas Natural, así como con el artículo 11 del mismo ordenamiento, el precio de vpm no afectará la facultad del adquirente para negociar condiciones más favorables en su precio de adquisición, y Petróleos Mexicanos podrá otorgar descuentos por volumen o condiciones contractuales diferentes de conformidad con los términos y condiciones generales aprobados por la Comisión, siempre que no incurra en prácticas indebidamente discriminatorias.

Que atendiendo a las disposiciones jurídicas antes referidas, así como al artículo transitorio tercero del propio Reglamento de Gas Natural, con fecha 15 de marzo de 1996 la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) expidió la Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-001-1996 (la DPT), misma que establece, en su Capítulo 4, la Metodología para determinar el precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano (la Metodología de precio de vpm).

Que, de acuerdo con la disposición 12.3 de la DPT, hasta que esta Comisión Reguladora de Energía apruebe en su totalidad 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).

Que, mediante las Resoluciones RES/061/2002 y RES/046/2005 publicadas en el DOF con fechas 30 de abril de 2002 y 21 de abril de 2005, esta Comisión modificó las metodologías arriba señaladas, a efecto de adecuarlas a las condiciones del mercado.

Que, conforme al Régimen Transitorio de los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural (los TCG), aprobados mediante la Resolución RES/158/2000, así como a la Resolución RES/100/2001 y demás correlativas (Resoluciones RES/062/2002, RES/063/2002, RES/064/2002 y RES/110/2002), la Metodología de precio de vpm y la Metodología Transitoria se aplican de la manera siguiente:

- I. La Metodología de precio de vpm es aplicable a las ventas de primera mano que se realicen al amparo de las Resoluciones RES/100/2001 y RES/110/2002, y
- II. La Metodología Transitoria es aplicable al resto de las ventas de primera mano.

Que la Metodología de precio de vpm modificada mediante las Resoluciones RES/061/2002 y RES/046/2005 define el precio de vpm con base en lo siguiente:

- I. El precio de referencia aplicable en Reynosa, Tamps., definido como el mínimo que resulte entre:
 - a. El índice mensual del mercado Houston Ship Channel (HSC), publicado en el Inside FERC's Gas Market Report, y
 - b. El promedio de los precios diarios en el HSC durante los últimos cinco días hábiles de cotización del mes que corresponda (denominada bidweek), publicados en el Gas Daily, sección Daily Price Survey;
- II. El costo de transporte entre la frontera en Reynosa, Tamps., y el sur de Texas, EE. UU., denominado TF;
- III. El diferencial histórico entre los precios en el HSC y en el sur de Texas, y
- IV. En su caso, el ajuste por netback, consistente en la tarifa de transporte en el Sistema Nacional de Gasoductos de Petróleos Mexicanos (SNG) correspondiente al trayecto de Reynosa al punto de arbitraje, menos la tarifa de transporte de Ciudad Pemex al punto de arbitraje.

Que, asimismo, la Metodología transitoria, igualmente modificada mediante la Resolución RES/046/2005, define el precio de vpm con base en lo siguiente:

- I. El precio de referencia aplicable en Reynosa, Tamps., definido como el mínimo que resulte entre:
 - a. El índice mensual del sistema Texas Eastern Transmission Corp. (Tetco), publicado en el Inside FERC's Gas Market Report, y
 - b. El promedio de los precios diarios de Tetco durante la bidweek, publicados en el Gas Daily, sección Daily Price Survey, y
- II. En su caso, el ajuste por netback, consistente en la tarifa de transporte en el SNG correspondiente al trayecto de Reynosa al punto de arbitraje, menos la tarifa de transporte de Ciudad Pemex al punto de arbitraje.

Que, durante 2005 y 2006, Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) ingresó escritos a la Comisión Reguladora de Energía relativos a una propuesta para sustituir el índice de referencia utilizado en la Metodología de precio de vpm por el correspondiente al mercado de Henry Hub, ubicado en Louisiana, EE. UU.

Que, en materia de energía, el Plan Nacional de Desarrollo 2007–2012 (PND) establece como objetivo “[a]segurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores”, para lo cual el “sector de hidrocarburos deberá garantizar que se suministre a la economía el petróleo crudo, el gas natural y los productos derivados que requiere el país, a precios competitivos, minimizando el impacto al medio ambiente y con estándares de calidad internacionales”.

Que, a efecto de lograr el anterior objetivo, el PND señala como estrategia, entre otras, revisar el marco jurídico para hacer de éste un instrumento de desarrollo del sector, fortaleciendo a Petróleos Mexicanos y promoviendo mejores condiciones de competencia en aquellas áreas en las que, por sus características, se incorpore inversión complementaria.

Que uno de los objetivos planteados en el Programa Sectorial de Energía 2007–2012 (PSE) es garantizar la seguridad energética del país en materia de hidrocarburos y para ello propone como estrategias, entre otras, las siguientes:

- “Establecer un marco jurídico y desarrollar las herramientas que permitan al Estado fortalecer su papel como rector en el sector de hidrocarburos” y su correspondiente línea de acción “[r]evisar el marco legal para fortalecer las estructuras administrativas de la Administración Pública Federal que regulan y realizan la supervisión de las distintas etapas de la cadena de valor del sector hidrocarburos”.

- “Impulsar el rediseño del marco jurídico para mejorar la eficiencia en el sector hidrocarburos”, para lo cual establece, entre otras líneas de acción, fortalecer el marco normativo del sector petrolero para que se convierta en un instrumento de desarrollo de la economía, y consolidar y ampliar las acciones regulatorias para asegurar condiciones de competencia en las áreas no consideradas como estratégicas.

Que, como resultado de la reestructuración del sector de gas natural, la Comisión Reguladora de Energía debe concentrar sus esfuerzos en vigilar la consolidación de la industria y, para estos efectos, se requiere contar con los instrumentos de regulación que reflejen las necesidades cambiantes de la industria derivadas de las experiencias adquiridas, de manera que la regulación sienta las bases para promover la competencia en los mercados del gas y para que éstos operen en condiciones de suficiencia, eficiencia y competitividad.

Que, en línea con lo que establecen el PND y el PSE, derivado de la propuesta de PGPB a que se hace referencia anteriormente, así como de análisis realizados por la Comisión Reguladora de Energía respecto de las ventajas y desventajas de utilizar el Henry Hub como mercado de referencia en la determinación del precio de vpm, se obtuvieron los resultados siguientes:

- I. Se trata de uno de los mercados con mayor liquidez y profundidad en los Estados Unidos de América, ya que:
 - a. Cuenta con interconexión a 9 gasoductos interestatales y 4 gasoductos intraestatales, y
 - b. Cuenta con una capacidad aproximada de 1.8 mil millones de pies cúbicos diarios.
- II. Es sede de un gran número de transacciones de compraventa de gas natural con importantes volúmenes del energético, y es uno de los mercados de mayor utilización como referente a nivel internacional, por ejemplo, para determinar los precios de cargamentos de gas natural licuado;
- III. Lo anterior lo coloca como un mercado con mayor posicionamiento y liquidez que el HSC, lo que evita que PGPB o algún otro participante en la industria pueda influir en sus precios;
- IV. Está adecuadamente correlacionado con los mercados del sur de Texas según se desprende de un análisis de igualdad de varianzas en el que:
 - a. En la mayor parte de los casos donde se compara el índice Henry Hub con los índices del sur de Texas se acepta la hipótesis de que las varianzas son las mismas, y
 - b. Los resultados obtenidos permiten concluir que la volatilidad de los precios del sur de Texas está altamente correlacionada con la volatilidad de Henry Hub.
- V. La determinación de su precio está asociada con la evolución de los mercados de gas natural en territorio estadounidense;
- VI. Tiene una alta correlación con la evolución del mercado de futuros y sus cotizaciones se emplean como referencia para la determinación de diversos instrumentos, como instrumentos derivados de cobertura en el mercado informal (Over the Counter), los diferenciales de transporte, etc., y
- VII. Permite una contratación de coberturas financieras directa, sin necesidad de cotizar y contratar diferenciales de mercado (basis). A ello se suma que el Mercado Mexicano de Derivados (MexDer) cuenta con un contrato de licenciamiento con el New York Mercantile Exchange (NYMEX) para ofrecer contratos de futuros de gas natural en México que puede ofrecer diversas ventajas a los adquirentes de gas natural de vpm, tales como las siguientes:
 - a. Las cotizaciones de futuros en el MexDer, por transitividad, estarán referenciadas a Henry Hub;
 - b. El contrato ofertado en el MexDer es de 1,000 millones de unidades térmicas británicas (MMBtu), lo cual representa 10% del volumen especificado en el contrato de NYMEX, y
 - c. Las cotizaciones de futuro pueden obtenerse en pesos.

Que, derivado de lo anterior, se considera que utilizar el índice el Henry Hub como mercado de referencia representa un beneficio para los adquirentes de gas natural, toda vez que:

- I. Se contaría con un mercado más representativo de la evolución de los precios de gas natural en EE. UU.;
- II. El índice Henry Hub para el mercado spot tiene una alta correlación con el mercado de futuros (NYMEX), por lo que su evolución futura es más transparente y fácil de seguir, y
- III. Se lograría una contratación de coberturas más directa, sin necesidad de cotizar otros diferenciales entre mercados (basis), lo que representaría una disminución en los costos de las operaciones de cobertura.

Que, en conformidad con las adecuaciones a la Metodología de precio de vpm establecidas en la Resolución RES/061/2002, el diferencial histórico entre el índice de referencia y el sur de Texas actualmente se determina utilizando como referente para el sur de Texas los precios del gas cotizados en el sistema Tetco.

Que el sur de Texas constituye un mercado relevante para determinar el precio de vpm en México debido a la cercanía con nuestra frontera y a que la mayor parte de las transacciones de comercio exterior de gas natural se realizan en ese mercado.

Que, dada la importancia de la evolución del mercado de gas en el sur de Texas para determinar el precio de vpm, considerar sólo el precio de Tetco como el representativo en ese mercado pudiera, en ocasiones, generar sesgos injustificados en el precio de vpm; por ejemplo, cuando el precio de Tetco no se publique o resulte de transacciones poco representativas, por lo que esta Comisión considera oportuno incorporar un nuevo índice de precio para esa región dentro de la Metodología de precio de vpm.

Que, de acuerdo con los análisis realizados, incorporar el índice cotizado en el sistema Tennessee Gas Pipeline, zona de Corpus Christi, Texas (TGP), como un nuevo referente para el sur de Texas y promediarlo, para tales efectos, con el índice Tetco, resulta idóneo debido a que:

- I. TGP representa un punto líquido y suficientemente cercano a la frontera en Reynosa, Tamps., para las transacciones de compraventa de gas;
- II. Sus precios se incluyen en las dos publicaciones empleadas en la determinación del precio de vpm (Inside FERC's y Gas Daily), y
- III. Los resultados en pruebas estadísticas (análisis de correlación y de igualdad de varianzas) y econométricas (regresiones de mínimos cuadrados) utilizando la serie de precios de TGP contra Henry Hub y Tetco, son satisfactorias.

Que, por otra parte, en conformidad con las adecuaciones a la Metodología de precio de vpm establecidas en la Resolución RES/061/2002 antes referida, el ajuste por netback se determina a partir de las tarifas del servicio de transporte en base firme para los trayectos relevantes en el SNG, suponiendo un factor de utilización de 100 por ciento en dichos trayectos; y cuando no se encuentre disponible alguna de las tarifas del servicio en base firme deberá emplearse la tarifa del servicio de transporte en base interrumpible que sea aplicable al trayecto respectivo.

Que el ajuste por netback no refleja las condiciones de operación de la industria en la actualidad debido a lo siguiente:

- I. La producción de gas natural en el sur del país ha perdido importancia absoluta y relativa en la oferta total del energético;
- II. En particular, la planta de proceso que fue referente histórico de la oferta nacional de gas por varios años y que sirve de punto de partida para fijar el precio de este combustible, Ciudad Pemex, inyecta volúmenes marginales de gas al SNG;
- III. Como resultado del inicio de operaciones de la planta de almacenamiento de Terminal de LNG de Altamira, S.A. de C.V., (TLA), en Altamira, Tamps., se inyectan volúmenes significativos de gas que, conjuntamente con la mayor producción del hidrocarburo en el norte del país, ha generado exportaciones por la frontera de Tamaulipas;
- IV. Las inyecciones de gas a través de la planta de TLA han desplazado el gas producido en el norte del país con el que, de acuerdo con información de PGPB, se satisfacía parte de la demanda del centro del país, y
- V. La nueva integración de flujos en el SNG, como resultado del gas inyectado en Altamira, es incompatible con la definición del punto de arbitraje establecida en la Metodología de precio de vpm.

Que, en virtud de lo anterior, es pertinente redefinir el ajuste por netback de manera que refleje mejor la formación de mercados, el escenario vigente de comercio exterior y las interacciones entre los agentes económicos, como resultado de la entrada en vigor del régimen permanente.

Que, para efectos de lo anterior, resulta relevante destacar que con fechas 30 de octubre y 17 de diciembre de 2007, esta Comisión expidió las Resoluciones RES/406/2007 y RES/487/2007, relativas a la revisión quinquenal de tarifas del SNG, de las cuales resultó una nueva zonificación del SNG para efectos tarifarios, con lo cual dicho sistema queda dividido en 5 Sectores:

- I. Norte;
- II. Golfo;
- III. Centro;
- IV. Occidente, y
- V. Sur.

Que el sector Golfo comprende ahora diversos puntos de inyección de gas nacional, además de Reynosa, por lo que el precio del gas en las plantas de proceso allí ubicadas debe ser el mismo para evitar arbitrajes. Asimismo, debe considerarse que, en un escenario de exportación a través de la frontera de Tamaulipas, para cumplir la condición propuesta arriba, el gas que se inyecta de cualquier planta de proceso al SNG debe pagar la tarifa de transporte del Sector Golfo, por lo que en dicho escenario el precio en el sector debe considerar la substracción de la tarifa correspondiente.

Que la configuración de los nuevos sectores en el SNG y la conformación de las nuevas tarifas de transporte implican, por sí mismas, una nueva estructura de netback tal que:

- I. El punto de arbitraje metodológico para la determinación del precio de vpm del gas natural de producción en la Zona Sur del SNG se ubica en el Sector Golfo;
- II. El ajuste por netback depende de la tarifa de transporte en la Zona Sur, y
- III. El ajuste por netback debe modificarse para incorporar las tarifas de transporte en la Zona Golfo a fin de asegurar la congruencia a que se refiere el Considerando inmediato anterior.

Que, por otra parte, la Metodología Transitoria mantiene una referencia menos líquida (Tetco) y que no refleja de manera adecuada el costo de oportunidad del gas, ya que no responde a cambios en el escenario comercial del país a través de la frontera relevante para determinar el precio de vpm (Tamaulipas).

Que, en meses recientes, el escenario comercial en materia de gas natural ha variado con mayor frecuencia como resultado de inyecciones de gas natural licuado de la planta de almacenamiento con regasificación de TLA al SNG y un mayor nivel de producción en el Estado de Veracruz, lo que acentúa las diferencias entre el costo de oportunidad del gas de vpm y el precio resultante de la Metodología Transitoria.

Que, en vista de lo manifestado, resulta oportuno sustituir la metodología de fijación de precios que forma parte de la Metodología Transitoria, por la expedida por la Comisión a través de la presente Directiva.

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 (MIR) ante la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer).

Que, mediante oficio COFEME/09/0152, de fecha 14 de enero de 2009, la Cofemer emitió su dictamen total, final, sobre la MIR relativa al proyecto de esta Directiva (el Dictamen), y señaló que se puede proceder a su publicación en el Diario Oficial de la Federación,

Que, en el Dictamen, la Cofemer emitió, entre otros, el comentario siguiente "... en el numeral 4.1 de la versión del anteproyecto presentada el 7 de enero de 2009, se establece que los parámetros μ^d y μ^m se calculan considerando la relación de largo plazo existente entre las series de tiempo de los citados precios y en el numeral 4.2 se señala que se actualizarán trimestralmente; sin embargo, esta Comisión observa que en el anteproyecto no se estipula de manera precisa el periodo de tiempo que habrá de comprender dichas series para realizar la estimación. Por considerar relevante este aspecto, esta Comisión sugiere a la SENER establecer claramente en el texto de la Directiva el periodo que habrán de comprender las series de tiempo que serán utilizadas para obtener los parámetros (μ^d) y (μ^m), y por ende, los parámetros (δ^d) y (δ^m)."

Que, en atención al citado comentario, la Comisión estima pertinente señalar que los valores de los parámetros μ^d , μ^m , δ^d y δ^m y su actualización, establecidos en la disposición transitoria 4 de la presente Directiva, se obtuvieron a partir del método a que se refiere el numeral 4 de la misma con base en la relación de largo plazo existente entre las series de tiempo de los precios de referencia para el periodo de enero de 2005 a junio de 2009.

Que, posteriormente, la Comisión decidió incorporar dos nuevas modificaciones a la Directiva:

- I. En la disposición 7.5, a efecto de homogeneizar el tipo de cambio peso/dólar empleado en el ajuste de transporte TPi con el que utilizará Petróleos Mexicanos para facturar las ventas de primera mano, referido en la disposición 1.7, y
- II. En la disposición 9.2, con objeto de prever el caso especial en que la calidad del gas natural incumpla, de manera permanente, con las especificaciones de la normatividad en la materia, de tal forma que dé origen a la expedición de una declaratoria de una "emergencia severa" o de una Norma Oficial Mexicana de emergencia, y

Que, con fecha 8 de julio de 2009, la Cofemer emitió el oficio COFEME/09/2508, por el cual indicó que no observa en la nueva versión del proyecto de la Directiva aspectos que puedan modificar el sentido del Dictamen total final expedido mediante el oficio COFEME/09/0152 antes citado, por lo que reitera lo señalado en dicho Dictamen.

Por lo anterior, y con fundamento en los artículos 3, fracción II, 9, 14, fracciones I, inciso b), y II, y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 1, 2, fracciones VI y VII, 3, fracciones XIV y XXII, 4 y 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 1, 3, 4, 8, 9, 12 y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; y 1, 2, fracción V, 7, 81 a 88, 90, 91, 92 y 108, fracción II, del Reglamento de Gas Natural, esta Comisión Reguladora de Energía expide la

**DIRECTIVA SOBRE LA DETERMINACION DE LOS PRECIOS MAXIMOS DEL
GAS NATURAL OBJETO DE VENTA DE PRIMERA MANO**

DIR-GAS-001-2009

CONTENIDO

APARTADO PRIMERO. DISPOSICIONES GENERALES

1. Alcance y Objetivos
2. Definiciones

APARTADO SEGUNDO. METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DE LOS PRECIOS MAXIMOS DE GAS NATURAL OBJETO DE VENTA DE PRIMERA MANO

Sección A. Determinación del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa, Tamaulipas

3. Formulación General
4. Parámetros μ_d y μ_m
5. Costos de Transporte, TF_i

Sección B. Determinación del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex, Tabasco

6. Formulación General
7. Ajuste por Tarifas de Transporte, TPI

Sección C. Determinación del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Plantas de Proceso distintas a Ciudad Pemex o Reynosa

8. Formulación General
9. Casos Especiales

APARTADO TERCERO. AJUSTES A LA METODOLOGIA

10. Disposiciones Generales
11. Mecanismo de Sustitución del Índice de Referencia
12. Precios Convencionales

APARTADO CUARTO. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

**APARTADO PRIMERO
DISPOSICIONES GENERALES**

1. Alcance y Objetivos

1.1 Esta Directiva establece la metodología que, conforme a las disposiciones jurídicas aplicables, deberá utilizar Petróleos Mexicanos para determinar los precios máximos del gas natural objeto de ventas de primera mano.

1.2 La Comisión ha formulado esta Directiva para cumplir con los objetivos siguientes:

- I. Propiciar un suministro eficiente de gas natural objeto de venta de primera mano;
- II. Permitir que las ventas de primera mano de gas natural reflejen las condiciones de un mercado competitivo y el costo de oportunidad y las condiciones de competitividad del energético en el mercado internacional y en el lugar en el que se realice la venta;
- III. Promover la adquisición de gas natural objeto de venta de primera mano a precios competitivos;
- IV. Evitar la discriminación indebida;
- V. Prevenir los subsidios cruzados en las ventas de primera mano de gas natural, y
- VI. Diseñar un régimen de regulación predecible, estable y transparente.

1.3 El objetivo de la Comisión Reguladora de Energía es reflejar en México la evolución internacional de los precios del gas tomando como base un mercado de referencia con:

- I. Condiciones apropiadas de liquidez;
- II. Instrumentos financieros de cobertura, y
- III. Condiciones para la determinación de precios relevantes para México.

1.4 El precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano incorpora las cotizaciones del gas en el mercado de referencia en Estados Unidos de América, el diferencial histórico entre estas cotizaciones y los precios del gas en los mercados del sur de Texas, los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y los ductos del sur de Texas, y los costos de transporte en México. La Comisión utilizará como mercado de referencia internacional las cotizaciones del gas registradas en el Henry Hub y como ajuste por transporte en México, las tarifas máximas autorizadas a Petróleos Mexicanos. Los costos de transporte entre la frontera en Reynosa y los ductos del sur de Texas se incorporan en función del saldo en el balance de comercio exterior de gas natural que resulta relevante para la determinación del costo de oportunidad del gas natural objeto de venta de primera mano.

1.5 La Comisión podrá expedir, de oficio o a solicitud de parte, una metodología distinta para calcular el precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano cuando dicha metodología refleje de mejor manera el costo de oportunidad del gas nacional.

1.6 El precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano se definirá en términos diarios o mensuales, según la preferencia del adquirente.

1.7 Petróleos Mexicanos facturará las ventas de primera mano en pesos utilizando, en su caso, el promedio del tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana publicado por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación, correspondiente a los últimos 15 días del mes calendario inmediato anterior al día o mes de flujo, según corresponda.

1.8 Petróleos Mexicanos deberá poner a disposición del público los precios máximos diarios y mensuales del gas objeto de venta de primera mano. Al efecto, deberá operar y mantener permanentemente actualizado un sistema de información accesible vía remota por computadora, que permita a los adquirentes conocer los precios que se encuentren vigentes en cada punto de venta. Petróleos Mexicanos deberá desagregar todos los componentes de dichos precios.

1.9 Cuando al realizar las ventas de primera mano Petróleos Mexicanos preste otros servicios, deberá cotizar y facturar de manera desagregada el precio del gas natural, las tarifas de transporte y almacenamiento, así como el costo de los demás servicios. Asimismo, la venta de primera mano y cada uno de los servicios adicionales que Petróleos Mexicanos ofrezca, deberán contratarse por separado.

2. Definiciones

Para los efectos de esta Directiva se entenderá por:

2.1 Adquirente: La persona que adquiere o solicita adquirir gas natural objeto de venta de primera mano.

2.2 Comisión: La Comisión Reguladora de Energía.

2.3 Dólares: La unidad monetaria de curso legal en los Estados Unidos de América.

2.4 Gas o gas natural: La mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano, cualquiera que sea su estado físico.

2.5 Gas Daily: Publicación de la empresa Platts denominada Gas Daily, sección Daily Price Survey, columna mid point, en la que se publican las cotizaciones diarias del gas en los mercados de referencia utilizados para determinar el precio máximo de vpm.

2.6 Inside FERC's: Publicación de la empresa Platts denominada Inside FERC's Gas Market Report, secciones Prices of Spot Gas Delivered to Pipelines y Market Center Spot Gas Prices, en la que se publican los índices mensuales de los mercados de referencia para determinar el precio máximo de vpm.

2.7 Ley Reglamentaria: La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

2.8 NOM sobre calidad del gas: La Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2003, Calidad del Gas Natural, o cualquier disposición normativa que la modifique o la sustituya.

2.9 Petróleos Mexicanos: Petróleos Mexicanos y cualquiera de sus organismos subsidiarios en los términos de su Ley Orgánica.

2.10 Precio máximo de vpm: El precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano.

2.11 Reglamento: El Reglamento de Gas Natural.

2.12 Sistema Nacional de Gasoductos o SNG: Sistema de ductos de transporte de gas natural operado por Petróleos Mexicanos.

2.13 Unidad: La cantidad de gas natural a las condiciones termodinámicas base definidas en las Normas Oficiales Mexicanas aplicables en la materia, que al quemarse en proporción estequiométrica con aire a las mismas condiciones de presión y temperatura, produce la energía térmica equivalente a un Gigajoule (1×10^9 Joules).

2.14 Venta de primera mano o vpm: La primera enajenación de gas de origen nacional que realice Petróleos Mexicanos a un tercero para su entrega en territorio nacional y que cumple con las especificaciones establecidas en la NOM sobre calidad del gas.

APARTADO SEGUNDO

METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DE LOS PRECIOS MAXIMOS DE GAS NATURAL OBJETO DE VENTA DE PRIMERA MANO

Sección A.

Determinación del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa, Tamaulipas

3. Formulación General

3.1 La metodología para determinar el precio máximo de vpm en Reynosa, Tamaulipas, incorpora los elementos siguientes:

- I. El precio de referencia en Henry Hub;
- II. El diferencial entre el precio de referencia de Henry Hub y las cotizaciones del gas en los mercados del sur de Texas, y
- III. Los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y los ductos del sur de Texas, que se agregan, descuentan o eliminan en función del balance de comercio exterior de gas natural.

3.2 Las fórmulas para establecer el precio máximo de vpm en Reynosa, en términos diarios o mensuales, se expresarán en dólares por unidad y se definen como:

Diario:
$$VPMR_j^d = [HH_{j-1}^d - \mu^d \cdot ST_{j-1}^d] + [\alpha \cdot TF_i] - \beta \cdot [TP_G + TP_{EN}]$$

Mensual:
$$VPMR_i^m = [HH_i^m - \mu^m \cdot ST_i^m] + [\alpha \cdot TF_i] - \beta \cdot [TP_G + TP_{EN}]$$

Donde

$VPMR_j^d$ es el precio máximo de vpm en Reynosa en el día j (dólares/unidad).

$VPMR_i^m$ es el precio máximo de vpm en Reynosa en el mes i (dólares/unidad).

HH_{j-1}^d es el precio cotizado en Henry Hub el día anterior al día j , publicado en el Gas Daily, renglón Henry Hub, encabezado Louisiana-Onshore South, columna mid point (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

HH_i^m es el mínimo de los valores siguientes:

1. El índice del Henry Hub, encabezado South Louisiana, publicado en el Inside FERC's correspondiente al mes i (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), y
2. El promedio de los precios correspondientes al renglón Henry Hub, encabezado Louisiana-Onshore South, de la publicación Gas Daily, para los últimos cinco días hábiles del mes $i-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

μ^d es el parámetro que permite calcular el diferencial entre las cotizaciones diarias de referencia en Henry Hub y el sur de Texas, calculado de conformidad con la disposición 4.1, fracción I, siguiente.

μ^m

es el parámetro que permite calcular el diferencial entre los índices mensuales de referencia en Henry Hub y el sur de Texas, calculado de conformidad con la disposición 4.1, fracción II, siguiente.

 ST_{j-1}^d

es el promedio aritmético de los precios siguientes:

1. El precio cotizado en el sistema Texas Eastern Transmission Corp., renglón Texas Eastern STX, encabezado South Corpus Christi, de la publicación Gas Daily, Daily Price Survey, columna mid point, para el día $j-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).
2. El precio cotizado en el sistema Tennessee Gas Pipeline Corp., renglón Tennessee, Zone 0, encabezado South Corpus Christi, de la publicación Gas Daily, Daily Price Survey, columna mid point, para el día $j-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

 ST_i^m

es el promedio aritmético de los precios cotizados en los sistemas Texas Eastern Transmission Corp. y Tennessee Gas Pipeline Co., donde:

El precio de Texas Eastern Transmission Corp. es el valor mínimo que resulte entre:

1. El índice de Texas Eastern Transmission Corp., renglón South Texas Zone, publicado en el Inside FERC's del mes i (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 de cotización del mes $i-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

El precio de Tennessee Gas Pipeline Co. es el valor mínimo que resulte entre:

1. El índice de Tennessee Gas Pipeline Co., renglón Texas Zone 0, publicado en el Inside FERC's del mes i (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), y
2. El promedio de los precios correspondientes al renglón Tennessee, Zone 0, encabezado South Corpus Christi, de la publicación Gas Daily, Daily Price Survey, columna mid point, para los últimos cinco días de cotización del mes $i-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

 α

es la variable que define la aplicación de TF_i en función del escenario de comercio exterior de acuerdo con lo siguiente:

- $\alpha = -1$ cuando el escenario de comercio exterior sea de exportación neta;
- $\alpha = 0$ cuando el balance de comercio exterior sea de equilibrio, y
- $\alpha = 1$ cuando el escenario de comercio exterior sea de importación neta.

 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); cuando se trata de cotizaciones diarias del precio máximo de vpm, TF_i se refiere costo de transporte correspondiente al mes dentro del que se ubica el día j .

 β

es la variable que define la aplicación de las tarifas de transporte en la Zona Golfo en función del escenario de comercio exterior con base en lo siguiente:

- $\beta = 1$ cuando el escenario de comercio exterior sea de exportación neta, y
- $\beta = 0$ cuando el balance de comercio exterior sea de equilibrio o de importación neta.

 TP_G

es la tarifa máxima autorizada a Petróleos Mexicanos para prestar el servicio de transporte en base firme en la Zona Golfo del Sistema Nacional de Gasoductos, considerando un factor de utilización de 100 por ciento, convertida, en su caso, a dólares, utilizando el tipo de cambio a que se refiere la disposición 1.7, y

TP_{EN} es la tarifa máxima nacional autorizada a Petróleos Mexicanos para prestar el servicio de transporte en base firme en el Sistema Nacional de Gasoductos, convertida, en su caso, a dólares, utilizando el tipo de cambio a que se refiere la disposición 1.7.

4. Parámetros μ^d y μ^m

4.1 El diferencial entre los precios de referencia, diarios o mensuales, en Henry Hub y el sur de Texas se determinan con base en los parámetros μ^d y μ^m a que se refiere la disposición 3.2 anterior. Dichos parámetros se calculan considerando la relación de largo plazo existente entre las series de tiempo de los citados precios conforme a lo siguiente:

- I. μ^d se deriva de la expresión $\mu^d = \lambda^d - 1$, donde λ^d es el coeficiente estimado con una regresión por mínimos cuadrados ordinarios para la expresión:

$$HH_t^d = \lambda^d \cdot ST_t^d + u_t^d$$

Donde HH_t^d y ST_t^d se refieren a las series de las cotizaciones diarias de precios del gas en Henry Hub y el sur de Texas definidas en la disposición 3.2, y u_t^d es la serie de términos de error del modelo, y

- II. μ^m se deriva de la expresión $\mu^m = \lambda^m - 1$, donde λ^m es el coeficiente estimado con una regresión por mínimos cuadrados ordinarios para la expresión:

$$HH_t^m = \lambda^m \cdot ST_t^m + u_t^m$$

Donde HH_t^m y ST_t^m se refieren a las series de las cotizaciones mensuales de precios del gas en Henry Hub y el sur de Texas definidas en la disposición 3.2, y u_t^m es la serie de términos de error del modelo.

4.2 Los coeficientes μ^d y μ^m se actualizarán trimestralmente con base en el procedimiento arriba descrito. La Comisión informará mediante aviso los nuevos valores que, en su caso, tomen los citados coeficientes, así como las series de precio empleadas para efectos de su determinación.

5. Costos de Transporte, TF_i

5.1 El costo de transporte, TF_i , representa los costos por la contratación de los servicios de transporte requeridos en gasoductos dentro de los Estados Unidos de América para efectuar importaciones o exportaciones de gas natural a través de la frontera en Tamaulipas.

5.2 La aplicación de TF_i y de la variable α a que se refiere la disposición 3.2 estarán en función del balance neto diario de comercio exterior de gas natural (importación neta, equilibrio o exportación neta) a través de la frontera en Reynosa, Tamaulipas, considerando exclusivamente los flujos comerciales relevantes para determinar el costo de oportunidad del gas natural objeto de venta de primera mano.

De conformidad con lo anterior, el precio máximo de vpm, se determinará de la manera siguiente:

- I. El precio máximo de vpm en términos diarios se ajustará por el valor del costo de transporte entre los ductos del sur de Texas y la frontera de Tamaulipas vigente en el día i , TF_i , dependiendo del balance neto de comercio exterior de gas natural a través de la frontera en Reynosa, Tamaulipas registrado en el día i , y
- II. El precio máximo de vpm en términos mensuales se ajustará por el valor del costo de transporte entre los ductos del sur de Texas y la frontera de Tamaulipas vigente en el mes i , TF_i , que resulte de la ponderación mensual del balance neto de comercio exterior de gas natural a través de la frontera en Reynosa, Tamaulipas registrado cada día del mes correspondiente.

5.3 La Comisión determinará el valor de TF_i mediante resolución debidamente fundada y motivada, para lo cual mantendrá un análisis y seguimiento de las condiciones del mercado de transporte relevante en los Estados Unidos de América, así como de los flujos e intercambios comerciales de gas natural en la frontera de Tamaulipas que resulten relevantes y permitan reflejar adecuadamente el costo de oportunidad del gas nacional.

5.4 A efecto contar con información adicional para la determinación de TF_i , Petróleos Mexicanos deberá presentar y mantener actualizado ante la Comisión un registro de contratos de exportación e importación de gas natural que señale, al menos, el cliente o proveedor del gas y de los servicios de transporte, la fecha de celebración y duración de los contratos, el precio y los volúmenes pactados, así como los puntos de origen y destino. Asimismo, Petróleos Mexicanos deberá proporcionar a la Comisión, al inicio de cada mes, un informe de actividades de comercio exterior que incluya:

- I. Los volúmenes diarios de importación y exportación de gas natural del mes previo por origen y destino;
- II. La composición del costo o el valor de dichas importaciones y exportaciones, desagregando el precio del gas, los costos unitarios de transporte y el costo de otros servicios, impuestos, etc., en su caso, y
- III. El factor de carga de los sistemas de transporte utilizados para conducir los flujos de importación y exportación de gas natural del mes previo, considerando los trayectos de dichos flujos.

5.5 La Comisión podrá actualizar, de oficio o a solicitud de parte, el valor de TF_i cuando este parámetro deje de reflejar las condiciones en el mercado de transporte en los Estados Unidos de América.

Sección B

Determinación del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex, Tabasco

6. Formulación General

6.1 El precio de vpm en Ciudad Pemex, diario o mensual, será igual al precio máximo de vpm en Reynosa más la tarifa de transporte neta (*netback*) desde la frontera en Reynosa a Ciudad Pemex.

6.2 Las fórmulas para establecer el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex se expresarán en dólares por unidad y se definen como:

Diario: $VPMCP_i^d = VPMR_i^d + TP_i$

Mensual: $VPMCP_i^m = VPMR_i^m + TP_i$

Donde

$VPMCP_i^d$ es el precio máximo de vpm en Ciudad Pemex en el día i (dólares/unidad);

$VPMR_i^d$ es el precio máximo de vpm en Reynosa en el día i (dólares/unidad);

$VPMCP_i^m$ es el precio máximo de vpm en Ciudad Pemex en el mes i (dólares/unidad);

$VPMR_i^m$ es el precio máximo de vpm en Reynosa en el mes i (dólares/unidad), y

TP_i es la tarifa neta (*netback*) autorizada a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad Pemex vigente en el periodo i (dólares o pesos/unidad).

7. Ajuste por Tarifas de Transporte, TP_i

7.1 El valor de TP_i a que se refiere al disposición 6.2 anterior será calculado de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$TP_i = TP_i^A - TP_i^{CP}$$

Donde

TP_i^A es la tarifa autorizada a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta el punto de arbitraje vigente en el periodo i , (dólares o pesos/unidad), y

TP_i^{CP} es la tarifa por el servicio de transporte de Petróleos Mexicanos desde Ciudad Pemex hasta el punto de arbitraje vigente en el periodo i , (dólares o pesos/unidad).

7.2 Las tarifas de transporte de la frontera al punto de arbitraje y de éste a Ciudad Pemex vigentes en el periodo i a que se refiere la disposición anterior se calcularán utilizando las tarifas publicadas por Petróleos Mexicanos de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$TP_i^A = CC_i^A + CU_i^A \quad \text{y} \quad TP_i^{CP} = CC_i^{CP} + CU_i^{CP}$$

Donde

CC_i^A es el cargo anual por capacidad autorizado a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa al punto de arbitraje en el periodo i (dólares o pesos/unidad);

CU_i^A es el cargo por uso autorizado a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa al punto de arbitraje en el periodo i (dólares o pesos/unidad);

CC_i^{CP} es el cargo anual por capacidad autorizado a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde el punto de arbitraje hasta Ciudad Pemex en el periodo i (dólares o pesos/unidad), y

CU_i^A es el cargo por uso autorizado a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde el punto de arbitraje hasta Ciudad Pemex en el periodo i (dólares o pesos/unidad).

7.3 Cuando no esté disponible alguna de las tarifas del Servicio en Base Firme para calcular la tarifa neta (TP_i) para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad Pemex, los cargos por capacidad y por uso referidos en la disposición 7.2 deberán sustituirse por la tarifa máxima aprobada a Petróleos Mexicanos para el Servicio Volumétrico, de acuerdo con la Lista de Tarifas y Trayectos del Permiso de Transporte número G/061/TRA/99 para el Sistema Nacional de Gasoductos.

7.4 Actualmente, el punto de arbitraje se localiza en el Sector Golfo del Sistema Nacional de Gasoductos de Pemex–Gas y Petroquímica Básica, definido en términos de las Resoluciones RES/406/2007 y RES/487/2007, relativas a la revisión quinquenal de tarifas para dicho sistema.

7.5 Para el cálculo del precio máximo de vpm, las tarifas publicadas en pesos se convertirán a dólares empleando para ello el tipo de cambio a que se refiere la disposición 1.7, de manera que la conversión de pesos a dólares y viceversa no genere una distorsión en el precio que facture Petróleos Mexicanos.

7.6 El valor de TP_i se mantendrá sin cambio mientras no se apruebe un nuevo valor para las tarifas de transporte de Petróleos Mexicanos, independientemente de las variaciones en el tipo de cambio.

Sección C

Determinación del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Plantas de Proceso distintas a Ciudad Pemex o Reynosa

8. Formulación General

8.1 El precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Plantas de Proceso distintas a las ubicadas en Ciudad Pemex o Reynosa se determinará conforme a los criterios que se indican a continuación:

- I. Para plantas de proceso ubicadas en zonas del sistema de transporte de Petróleos Mexicanos entre la zona correspondiente a la planta de proceso de Reynosa y la zona en la que se localiza el punto de arbitraje, el precio máximo de vpm se calculará como la suma del precio máximo de vpm en Reynosa y las tarifas de transporte autorizadas a Petróleos Mexicanos para los sectores que integran el trayecto comprendido entre Reynosa y la Planta de Proceso respectiva, menos la tarifa de transporte del sector donde se ubica dicha planta:

Diario: $VPMP_{p,i}^d = VPMR_i^d + TP_{p,i}^R - TP_{p,i}^P$

Mensual: $VPMP_{p,i}^m = VPMR_i^m + TP_{p,i}^R - TP_{p,i}^P$

Donde

$VPMP_{p,i}^d$ es el precio máximo de vpm en la Planta de Proceso p , en el día i (dólares/unidad);

$VPMR_i^d$ es el precio máximo de vpm en Reynosa en el día i (dólares/unidad);

$VPMP_{p,i}^m$ es el precio máximo de vpm en la Planta de Proceso p , en el mes i (dólares/unidad);

$VPMR_i^m$ es el precio máximo de vpm en Reynosa en el mes i (dólares/unidad);

$TP_{p,i}^R$ es la suma de las tarifas autorizadas a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte en las zonas que integran el trayecto desde la frontera en Reynosa hasta la zona de transporte donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad), y

$TP_{p,i}^P$ es la tarifa de transporte de la zona donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad).

- II. Para Plantas de Proceso ubicadas en zonas del sistema de transporte de Petróleos Mexicanos entre la zona correspondiente a la Planta de Proceso de Ciudad Pemex y la zona en la que se localiza el punto de arbitraje, el precio máximo de vpm se calculará como la suma del precio máximo de vpm en Ciudad Pemex y las tarifas de transporte autorizadas a Petróleos Mexicanos para los sectores que integran el trayecto comprendido entre Ciudad Pemex y la Planta de Proceso respectiva, menos la tarifa de transporte del sector donde se ubica dicha planta:

Diario:
$$VPM P_{p,i}^d = VPM CP_i^d + TP_{p,i}^R - TP_{p,i}^P$$

Mensual:
$$VPM P_{p,i}^m = VPM CP_i^m + TP_{p,i}^R - TP_{p,i}^P$$

Donde

$VPM P_{p,i}^d$ es el precio máximo de vpm en la Planta de Proceso p , en el día i (dólares/unidad);

$VPM CP_i^d$ es el precio máximo de vpm en Ciudad Pemex en el día i (dólares/unidad);

$VPM P_{p,i}^m$ es el precio máximo de vpm en la Planta de Proceso p , en el mes i (dólares/unidad);

$VPM CP_i^m$ es el precio máximo de vpm en Ciudad Pemex en el mes i (dólares/unidad);

$TP_{p,i}^R$ es la suma de las tarifas autorizadas a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte en las zonas que integran el trayecto desde la frontera en Reynosa hasta la zona de transporte donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad), y

$TP_{p,i}^P$ es la tarifa de transporte de la zona donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad).

- III. Para Plantas de Proceso ubicadas en las zonas del sistema de transporte de Petróleos Mexicanos en las que se ubican las Plantas de Proceso de Reynosa y de Ciudad Pemex, el precio máximo será igual al precio de dichas plantas, respectivamente.

9. Casos Especiales

9.1 Cuando, por el desarrollo de nuevos yacimientos de gas natural o la instalación de nuevas plantas de proceso, las fórmulas previstas en esta Directiva no permitan determinar adecuadamente el precio del gas proveniente de dichos orígenes con base en su costo de oportunidad o las condiciones de los mercados de referencia que resulten relevantes, esta Comisión evaluará y, en su caso, expedirá las fórmulas específicas que se requieran.

9.2 En caso que el gas natural objeto de venta de primera mano que entregue Petróleos Mexicanos a los adquirentes no cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en la NOM sobre calidad del gas o no sea intercambiable comercialmente con el gas natural que se enajena en los mercados de referencia internacionales, particularmente en el mercado de Henry Hub o en los sistemas de Texas Eastern Transmission Corp. o Tennessee Gas Pipeline Corp., Petróleos Mexicanos se sujetará a lo siguiente:

- I. Cuando el deterioro en la calidad del gas natural se deba a una situación coyuntural y puntual, el precio que aplique Petróleos Mexicanos, así como los descuentos o penalizaciones correspondientes, se sujetarán a lo que al efecto establezcan los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural aprobados o expedidos por la Comisión, y
- II. Cuando el deterioro en la calidad del gas natural represente una situación permanente de tal forma que dé origen a la expedición de una Norma Oficial Mexicana de emergencia, a la declaratoria de una "emergencia severa" en los términos que establece la NOM sobre calidad del gas, o alguna otra disposición similar, el precio del gas natural objeto de venta de primera mano se sujetará a lo que establezca la Comisión mediante resolución debidamente fundada y motivada.

APARTADO TERCERO

AJUSTES A LA METODOLOGIA

10. Disposiciones Generales

10.1 La Comisión podrá modificar la metodología para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano, ya sea de oficio, a solicitud de Petróleos Mexicanos o a solicitud de los adquirentes.

10.2 Cualquier modificación en la fórmula para el cálculo del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano requerirá la aprobación de la Comisión.

10.3 Se considerarán modificaciones a las fórmulas de precios máximos del gas objeto de venta de primera mano los cambios en:

- I. Los mercados de referencia utilizados en la formulación de los precios máximos de vpm;
- II. Las publicaciones que registran las cotizaciones de referencia (Gas Daily e Inside FERC's);
- III. El punto de arbitraje del sistema;
- IV. La metodología y los índices empleados en el cálculo del diferencial entre las series de los precios de referencia en Henry Hub y el sur de Texas;
- V. La metodología para determinar TF_i ;
- VI. La metodología para calcular TP_i ;
- VII. Los trayectos para calcular TP_i , y
- VIII. Otros que considere la Comisión.

11. Mecanismo de Sustitución del Índice de Referencia

11.1 Cuando alguna de las cotizaciones de referencia en Henry Hub, diarias o mensuales, no se encuentren disponibles en el Gas Daily o en el Inside FERC's, respectivamente; o cuando la diferencia entre dichas cotizaciones de referencia en Henry Hub ajustadas por el diferencial respectivo, $\left[HH_{j-1}^d - \mu^d \cdot ST_{j-1}^d\right]$ ó $\left[HH_i^m - \mu^m \cdot ST_i^m\right]$, y la propia cotización de referencia en el sur de Texas sea superior a un parámetro δ , las cotizaciones de referencia en Henry Hub se sustituirán en los términos siguientes:

Sean:

- $D_d^{hh-st} = \left[\left(HH_{j-1}^d - \mu^d \cdot ST_{j-1}^d \right) - ST_{j-1}^d \right]$ la diferencia entre la cotización aplicable para la referencia en Henry Hub del día $j-1$ y la cotización respectiva del sur de Texas, y
- $D_m^{hh-st} = \left[\left(HH_i^m - \mu^m \cdot ST_i^m \right) - ST_i^m \right]$ la diferencia entre la cotización aplicable para la referencia en Henry Hub del mes i y la cotización del sur de Texas para el mismo mes.

Donde las cotizaciones de referencia HH_{j-1}^d , HH_i^m , ST_{j-1}^d y ST_i^m , así como los coeficientes μ^d y μ^m , se definen conforme a la disposición 3.2 de la presente Directiva.

Con base en lo anterior, si el valor absoluto de cualquiera de las diferencias arriba definidas es superior a los parámetros δ^d o δ^m , respectivamente, las cotizaciones de referencia en Henry Hub se sustituirán en los términos siguientes:

- I. Si $|D_d^{hh-st}| > \delta^d$, entonces la expresión $\left[HH_{j-1}^d - \mu^d \cdot ST_{j-1}^d\right]$ a que se refiere la disposición 3.2 anterior se sustituirá por $\left[ST_{j-1}^d \pm \frac{1}{2}\delta^d\right]$, y
- II. Si $|D_m^{hh-st}| > \delta^m$, entonces la expresión $\left[HH_i^m - \mu^m \cdot ST_i^m\right]$ a que se refiere la disposición 3.2 anterior se sustituirá por $\left[ST_i^m \pm \frac{1}{2}\delta^m\right]$.

El signo de los parámetros δ^d y δ^m corresponderá con el signo de las diferencias D_d^{hh-st} y D_m^{hh-st} , respectivamente.

11.2 Los parámetros δ^d y δ^m se obtienen como sigue:

$$\delta^d = 2 \cdot \sigma_u^d$$

$$\delta^m = 2 \cdot \sigma_u^m$$

Donde σ_u^d y σ_u^m corresponden a las desviaciones estándar de los residuales de las regresiones por mínimos cuadrados ordinarios a que se refiere la disposición 4.1 de la presente Directiva.

11.3 Los parámetros δ^d y δ^m se actualizarán trimestralmente como parte del mismo procedimiento de actualización de los parámetros μ^d y μ^m en los términos de la disposición 4.2.

12. Precios Convencionales

12.1 La regulación de los precios máximos de vpm no afectará la facultad del adquirente para negociar condiciones de precio más favorables que deberán ser congruentes con el Reglamento, esta Directiva, y los términos y condiciones generales para las ventas de primera mano aprobados por la Comisión.

APARTADO CUARTO

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

1. La presente Directiva entrará en vigor al mes siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.
2. Se abroga el Capítulo 4 y la disposición transitoria 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, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de marzo de 1996, así como cualquier modificación a dichos capítulo y disposición que se haya emitido con anterioridad a la expedición de la presente Directiva.

Sin perjuicio de lo anterior, y en tanto la Comisión no determine un nuevo valor para el costo de transporte ente la frontera en Tamaulipas y el sur de Texas, TF_i, a que se refiere el numeral 5 de esta Directiva, seguirá siendo aplicable la Resolución número RES/142/2003, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de agosto de 2003.

3. Hasta que la Comisión determine la entrada en vigor, en su totalidad, de los términos y condiciones generales sobre que la venta de primera mano de gas natural, Petróleos Mexicanos continuará enajenando el gas objeto de vpm con base en las modalidades y estructura de contratación que ha venido utilizando, salvo lo relativo a la determinación de sus precios, los cuales se sujetarán a la presente Directiva.
4. A la entrada en vigor de la presente Directiva, el valor de los parámetros a que se refieren la disposición 3.2 y el numeral 11 de la misma serán de:
 - a. $\mu^d = 0.0449$
 - b. $\mu^m = 0.0525$
 - c. $\delta^d = 0.5031$
 - d. $\delta^m = 0.4295$
5. Cualquier situación no prevista en las disposiciones de la presente Directiva o en sus disposiciones transitorias, será resuelta por la Comisión a petición de cualquier parte interesada.
6. La presente Directiva podrá ser impugnada mediante el recurso de reconsideración previsto en el artículo 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

México, D.F., a 16 de julio de 2009.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano**.- Rúbrica.-
Los Comisionados: **Francisco José Barnés de Castro**, **Rubén F. Flores García**, **Israel Hurtado Acosta**, **Noé Navarrete González**.- Rúbricas.