

SECRETARIA DE ENERGIA

RESOLUCION por la que la Comisión Reguladora de Energía modifica la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, DIR-GAS-001-2009, en lo que se refiere a la definición del ajuste por transporte (*netback*) contenida en la disposición 1.4.

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

RESOLUCION Núm. RES/494/2012

RESOLUCION POR LA QUE LA COMISION REGULADORA DE ENERGIA MODIFICA LA DIRECTIVA SOBRE LA DETERMINACION DE LOS PRECIOS MAXIMOS DE GAS NATURAL OBJETO DE VENTA DE PRIMERA MANO, DIR-GAS-001-2009, EN LO QUE SE REFIERE A LA DEFINICION DEL AJUSTE POR TRANSPORTE (*NETBACK*) CONTENIDA EN LA DISPOSICION 1.4.

RESULTANDO

Primero. Que, mediante la Resolución RES/080/99 del 2 de junio de 1999, esta Comisión Reguladora de Energía (esta Comisión) otorgó a Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB o el Permisionario) el Permiso de transporte de gas natural G/061/TRA/99 para el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG).

Segundo. Que, mediante la Resolución RES/219/98 del 7 de octubre de 1998, esta Comisión otorgó a Transcanada del Bajío, S. de R.L. de C.V., el Permiso de transporte de gas natural G/045/TRA/98, para el trayecto comprendido entre Valtierra, Guanajuato y Aguascalientes, Aguascalientes; y que mediante la Resolución RES/169/2001 del 25 de septiembre de 2001, esta Comisión autorizó la modificación del citado Permiso, así como el cambio de denominación social de Transcanada del Bajío, S. de R.L. de C.V., a Gasoductos del Bajío, S. de R.L. de C.V. (Gasoductos del Bajío).

Tercero. Que, mediante la Resolución RES/177/2002 del 12 de septiembre de 2002, esta Comisión otorgó a Gasoductos de Tamaulipas, S. de R.L. de C.V. (GDT) el Permiso de transporte de gas natural G/128/TRA/2002.

Cuarto. Que el 28 de noviembre de 2008 fue publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (el Decreto de Reformas), entre cuyas enmiendas legales se cuenta la de otorgar atribuciones a esta Comisión para establecer los términos y condiciones a que deberán sujetarse los sistemas de transporte y almacenamiento que formen parte de sistemas integrados.

Quinto. Que el 20 de julio de 2009 esta Comisión publicó en el DOF la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano (VPM) DIR-GAS-001-2009 (DIR-GAS-001-2009 o Directiva de precios de VPM).

Sexto. Que, con fechas 29 de septiembre de 2010 y 7 de abril de 2011, esta Comisión, mediante la Resolución RES/220/2010, modificó la Directiva de precios de VPM en lo relativo a la definición de los índices diarios de referencia internacionales, el mecanismo de sustitución de índices y la determinación de precios en puntos de inyección distintos a plantas de proceso, y a través de la Resolución RES/067/2011, por lo que hace a la eliminación del mecanismo de mínimos que contenía la disposición 3.2 de dicho instrumento, a efecto de evitar distorsiones en la forma en que los precios mensuales de VPM reflejan el costo de oportunidad del gas natural.

Séptimo. Que, mediante el oficio SPEDT.200.455.09 del 15 de octubre de 2009, y en relación con la nueva atribución de esta Comisión, referida en el Resultando Cuarto anterior, la Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico de la Secretaría de Energía solicitó a esta Comisión que llevara a cabo "...todos los actos jurídicos y materiales que resulten necesarios... a efecto de asegurar la redundancia en la red nacional de transporte de gas natural, así como el establecimiento de las tarifas sistémicas que resulten, para la definición, instrumentación y ejecución de gasoductos...".

Octavo. Que, con fundamento en la atribución con que cuenta esta Comisión en materia de sistemas integrados a que se refiere el Resultando Cuarto del presente instrumento, mediante las Resoluciones RES/311/2010 y RES/383/2010, del 30 de septiembre y 16 de diciembre, ambas de 2010, respectivamente, esta Comisión estableció el Sistema de Transporte Nacional Integrado (STNI) y expidió la lista de tarifas correspondientes al mismo, así como las adecuaciones a las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Permiso de transporte de gas natural G/061/TRA/99 con el que opera el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) a cargo de Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB), a fin de regular el servicio de transporte en el STNI.

Noveno. Que, mediante las Resoluciones RES/311/2010 y RES/289/2011, del 30 de septiembre de 2010 y el 11 de agosto de 2011, respectivamente, esta última modificada mediante la Resolución RES/462/2011 del 1 de diciembre de 2011, esta Comisión incorporó los sistemas de transporte a cargo de Gasoductos de Tamaulipas, S. de R.L. de C.V., titular del Permiso de transporte de gas natural G/128/TRA/2002, y de Gasoductos del Bajío, S. de R.L. de C.V., titular del Permiso de transporte de gas natural G/045/TRA/98 al STNI, y modificó las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Permiso con el que opera el SNG, a efecto de incorporar la lista de tarifas y la condición 3.5., que regula el servicio de transporte en el STNI.

Décimo. Que, mediante la Resolución RES/383/2010 del 16 de diciembre de 2010, esta Comisión aprobó la lista de tarifas aplicables al STNI que estuvieron vigentes del 1 de enero al 31 de diciembre de 2011 y, a través de la Resolución RES/486/2011 del 22 de diciembre de 2011, esta Comisión aprobó las tarifas aplicables al STNI para el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2012.

Undécimo. Que, con fecha 15 de agosto de 2012, esta Comisión inició el trámite de Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR) número de folio 26480, ante la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer) respecto de un proyecto amplio de modificación a la DIR-GAS-001-2009, que actualmente se encuentra en proceso, e incluye parte de las adecuaciones objeto de la presente Resolución.

CONSIDERANDO

Primero. Que, de conformidad con los artículos 2, fracciones V y VI, y 3, fracciones VII, VIII, X y XIV, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión tiene como objeto promover el desarrollo eficiente de, entre otras actividades, las VPM y el transporte del gas, para lo cual cuenta con atribuciones para aprobar y expedir los términos y condiciones a que deberán sujetarse las VPM del gas natural y la prestación de los servicios de transporte; expedir las metodologías para la determinación de sus precios salvo que existan condiciones de competencia efectiva a juicio de la Comisión Federal de Competencia, o que sean establecidos por el Ejecutivo Federal mediante Acuerdo; expedir las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones correspondientes al servicio de transporte que formen parte de sistemas integrados, así como expedir y vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter general, aplicables a las personas que realicen actividades reguladas.

Segundo. Que la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (Ley Reglamentaria) establece en su artículo 3, fracción II, que la industria petrolera abarca, entre otras actividades, las VPM de gas, y el artículo 14, fracciones I, inciso b), y II, del mismo ordenamiento, señala que la regulación de dichas ventas tiene por objeto asegurar el suministro eficiente del energético, y comprende los términos y condiciones para realizarlas, así como la determinación de los precios aplicables.

Tercero. Que los artículos 4, segundo párrafo, 14, fracciones I, inciso c) II y IV, 15, primer párrafo y fracción III, inciso a) de la Ley Reglamentaria, establecen que la actividad de transporte de gas podrá ser llevada a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentaria, técnicas y de regulación que se expidan, la cual comprende los términos y condiciones para la prestación del servicio, la determinación de las tarifas aplicables, así como la inspección y vigilancia del cumplimiento de las condiciones establecidas en los permisos.

Cuarto. Que, de conformidad con el artículo 8 del Reglamento de Gas Natural (el Reglamento), 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 esta 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.

Quinto. Que, de conformidad con los artículos 81 y 87 del Reglamento, y el Apartado Segundo, de la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007, corresponde a esta Comisión autorizar las tarifas máximas aplicables a cada periodo de cinco años y aprobar ajustes intraquinquenales de tarifas.

Sexto. 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”.

Séptimo. Que, a efecto de lograr el anterior objetivo, el PND señala, entre otras estrategias, la de 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, como es el caso del gas natural.

Octavo. Que la Estrategia Nacional de Energía establece nueve objetivos que pretenden asegurar que la industria energética nacional evolucione hacia una operación segura, eficiente y sustentable, que responda a las necesidades energéticas y de crecimiento económico y desarrollo social del país, entre los cuales se encuentran: operar de forma eficiente, confiable y segura la infraestructura energética; fortalecer la red de transporte, almacenamiento y distribución del gas y petrolíferos, y proveer de energéticos de calidad y a precios competitivos a los centros de población marginados del país.

Noveno. Que el oficio enviado por la Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico, referido en el Resultado Séptimo, fue motivado por la necesidad de dar cumplimiento a diversos objetivos en materia energética establecidos en el PND, el Programa Nacional de Infraestructura y el Programa Nacional de Energía, así como en las condiciones operativas actuales del SNG. Adicionalmente dicho oficio identifica la necesidad de contar con un sistema tarifario que permita reconocer las externalidades positivas de inversiones específicas sobre los usuarios del SNG, y que dicho sistema tarifario “resultará en cargos de transporte más competitivos para llevar el gas natural a las zonas del país que lo requieren, con un impacto mínimo para los usuarios del SNG.”

Décimo. Que el STNI debe entenderse como el conjunto de sistemas de transporte (y, en su caso, de almacenamiento) interconectados entre sí, que se agrupan para efectos tarifarios. Bajo este esquema, actualmente el SNG funge como sistema central del STNI en tanto que, como se desprende del Resultado Noveno, los sistemas de GDT y Gasoductos del Bajío actúan como periféricos.

Undécimo. Que la metodología vigente para el cálculo de los precios de VPM, contenida en la DIR-GAS-001-2009, establece como elementos metodológicos los 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 el sur de Texas, que se agregan, descuentan o eliminan en función del balance de comercio exterior de gas natural.
- IV. El ajuste por transporte que se compone de:
 - a. La tarifa máxima autorizada a Petróleos Mexicanos para prestar el servicio de costos de transporte en base firme en la Zona del Golfo del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), y
 - b. La tarifa máxima nacional autorizada a Pemex para prestar el servicio de transporte en base firme en el SNG.

Duodécimo. Que, de la lectura de la disposición 7, Ajuste por Tarifas de Transporte, TP_i , de la DIR-GAS-001-2009, se desprende que, para calcular dicho ajuste por transporte en la determinación de los precios de VPM, se deben emplear las tarifas máximas autorizadas a Petróleos Mexicanos para prestar el servicio de transporte en el SNG.

Decimotercero. Que, no obstante lo anterior, con el inicio de operaciones del STNI, las tarifas que deben emplearse en el citado ajuste por transporte a que se refiere la DIR-GAS-001-2009, son las aprobadas para el propio STNI, toda vez que emplear tarifas de transporte en el cálculo de precios de VPM distintas a las efectivamente aplicadas en el servicio de transporte de gas natural, redundaría en distorsiones de precios y se perdería el objetivo de indiferencia que subyace en la metodología de precios de VPM basada en el criterio de netback.

Decimocuarto. Que, por lo anterior, en el proyecto a que se refiere el Resultado Undécimo de la presente Resolución, esta Comisión incluyó una modificación a la DIR-GAS-001-2009 para sustituir las tarifas que se emplean en el ajuste por transporte de manera que éstas sean las correspondientes al STNI. No obstante, dado el alcance de las otras adecuaciones propuestas a la Directiva y el tiempo esperado para culminar con el proceso de MIR, se estima necesario aislar esta modificación para acelerar su expedición, toda vez que la misma no implica costos de cumplimiento para los particulares en términos de mejora regulatoria.

Decimoquinto. 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 MIR ante la Cofemer, pero que cuando la regulación propuesta no represente costos de cumplimiento para los particulares, la Cofemer podrá eximir de la presentación de la MIR correspondiente.

Decimosexto. Que, mediante oficio COFEME/12/4342 de fecha 19 de diciembre de 2012, la Cofemer eximió a la Comisión de presentar la MIR relativa al proyecto de esta Resolución, toda vez que no se generan costos de cumplimiento para los particulares, y señaló que se puede proceder a su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Por lo anterior, y con fundamento en los artículos 17 y 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, fracciones V y VI, 3, fracciones VII, VIII, X, XIV, XVI y XXII, 4, 11 y 13 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 3, fracción II, 4, segundo párrafo, 9, 11, 14, fracciones I, incisos b) y c), II y IV y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 1, 3, 4 y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 7, 8, 9, 81 y 87 del Reglamento de Gas Natural, y 1, 2, 6, fracción VI, incisos A y C, 9, 19, 23, fracciones VII y XVI, y 33, del Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión Reguladora de Energía:

RESUELVE

Primero. Se modifica la disposición 1.4 de la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, DIR-GAS-001-2009, de la manera siguiente:

Dice:

"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."

Debe decir:

"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 al Sistema de Transporte Nacional Integrado. 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."

Segundo. Se modifica la disposición 3.1 de la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, DIR-GAS-001-2009, para quedar como sigue:

Dice:

"... *TPG* 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..."

Debe decir:

"... *TPG* es la tarifa máxima autorizada para prestar el servicio de transporte en base firme en la Zona Golfo del Sistema de Transporte Nacional Integrado..."

Tercero. Se modifica la disposición 6.2 de la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, DIR-GAS-001-2009, para quedar como sigue:

Dice:

"*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)."

Debe decir:

"*TP_i* es la tarifa neta (netback) aplicable al Sistema de Transporte Nacional Integrado para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad Pemex vigente en el periodo *i* (dólares o pesos/unidad)."

Cuarto. Se modifica la disposición 7.1 de la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, DIR-GAS-001-2009, para quedar como sigue:

Dice:

"7.1 El valor de TP_i a que se refiere a la 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)."

Debe decir:

"7.1 El valor de TP_i a que se refiere a la 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 para el servicio de transporte aplicable al Sistema de Transporte Nacional Integrado 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 aplicable al Sistema de Transporte Nacional Integrado desde Ciudad Pemex hasta el punto de arbitraje vigente en el periodo i , (dólares o pesos/unidad)."

Quinto. Se modifica la disposición 7.2 de la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, DIR-GAS-001-2009, para quedar como sigue:

Dice:

"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^{CP} 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)."

Debe decir:

"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 para el servicio de transporte aplicable al Sistema de Transporte Nacional Integrado 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 para el servicio de transporte aplicable al Sistema de Transporte Nacional Integrado 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 para el servicio de transporte aplicable al Sistema de Transporte Nacional Integrado desde el punto de arbitraje hasta Ciudad Pemex en el periodo i (dólares o pesos/unidad), y

CU_i^{CP} es el cargo por uso autorizado para el servicio de transporte aplicable al Sistema de Transporte Nacional Integrado desde el punto de arbitraje hasta Ciudad Pemex en el periodo i (dólares o pesos/unidad).

Sexto. Se modifica la disposición 7.3 de la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, DIR-GAS-001-2009, para quedar como sigue:

Dice:

“... 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.”

Debe decir:

“... deberán sustituirse por las tarifas aprobadas aplicables al Sistema de Transporte Nacional Integrado para el Servicio Volumétrico.”

Séptimo. Se modifica la disposición 7.4 de la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, DIR-GAS-001-2009, de la manera siguiente:

Dice

"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."

Debe decir:

"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, como parte de su incorporación al Sistema Nacional de Transporte Integrado."

Octavo. Se modifica la disposición 8.1 de la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, DIR-GAS-001-2009, para quedar como sigue:

Dice:

"1. 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."

Debe decir:

"1. 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 aprobadas aplicables al Sistema de Transporte Nacional Integrado 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."

Dice:

$TP_{p,i}^R$ 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”

Debe decir:

$TP_{p,i}^R$ es la suma de las tarifas autorizadas para el servicio de transporte aplicables al Sistema de Transporte Nacional Integrado 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”

Dice:

“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.”

Debe decir:

“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 aprobadas aplicables al Sistema de Transporte Nacional Integrado 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.”

Dice:

$TP_{p,i}^R$ 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”

Debe decir:

$TP_{p,i}^R$ es la suma de las tarifas autorizadas para el servicio de transporte aplicables al Sistema de Transporte Nacional Integrado 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”

Dice:

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

Debe decir:

$TP_{p,i}^P$ es la tarifa de transporte autorizada para el servicio de transporte aplicable al Sistema de Transporte Nacional Integrado en la zona donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad).”

Noveno. Publíquese la presente Resolución en el Diario Oficial de la Federación.

Décimo. Notifíquese la presente Resolución a Pemex-Gas y Petroquímica Básica 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 Av. Horacio 1750, Col. Los Morales Polanco, Delegación Miguel Hidalgo, 11510, México, D.F.

Undécimo. Inscríbese la presente Resolución bajo el número RES/494/2012 en el registro a que se refieren los artículos 3, fracción XVI, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, y 19 y 33 del Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía.

México, D.F., a 20 de diciembre de 2012.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano.**- Rúbrica.- Los Comisionados: **Francisco José Barnés de Castro, Israel Hurtado Acosta, Rubén F. Flores García, Noé Navarrete González.**- Rúbricas.