

MIR DE LA DIRECTIVA DE PRECIO DE VPM DE GAS NATURAL

RESPUESTA A DICTAMEN COFEME/08/1527

El presente documento da respuesta a los planteamientos de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer) plasmados en el *Dictamen total no final* COFEME/08/1527 (el Dictamen), del 11 de junio de 2008, relativo a la Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR) del *Proyecto de Directiva sobre la determinación de los Precios Máximos del Gas Natural Objeto de Venta de Primera Mano, DIR-GAS-____-2008* (la Directiva de precio de vpm). Se excluyen los planteamientos del Dictamen que no se refieren a solicitudes de nueva información o análisis adicionales.

Numeral 3, tercera viñeta, del Dictamen. Planteamiento relativo a la fijación del punto de arbitraje.

Si bien, en efecto, en anteriores documentos relacionados con la MIR de la Directiva de precio de vpm se ha justificado la ubicación en el *punto de arbitraje* metodológico en la Zona Golfo del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) con base en el análisis prospectivo de flujos del propio SNG, es pertinente enfatizar que dicha definición no implica, *per se*, una modificación a la actual localización del *punto de arbitraje*, lo cual se demuestra a continuación:

La actual metodología del precio de vpm en Ciudad Pemex, Tab., se formula de la manera siguiente (se simplifica el precio de vpm en Reynosa para efectos de simplicidad):

$$P_{CP} = P_R + T_{R-PA} - T_{CP-PA}$$

Donde

P_{CP} es el precio de vpm en Ciudad Pemex, Tab.

P_R es el precio de de vpm en Reynosa, Tamps.

T_{R-PA} es la tarifa de transporte autorizada a PGPB para el trayecto de Reynosa al *punto de arbitraje*

T_{CP-PA} es la tarifa de transporte autorizada a PGPB para el trayecto de Ciudad Pemex al *punto de arbitraje*

La diferencia de tarifas de transporte dentro de la fórmula se denomina *componente de netback*, y de acuerdo con la metodología vigente el *punto de arbitraje* se ubica en Los Ramones, Nuevo León.

Con la sectorización del SNG previa a la RES/406/2007, relativa a la revisión quinquenal de dicho sistema, el *punto de arbitraje* se ubicaba en el Sector Monterrey del SNG, y los puntos de inyección de gas en Reynosa y Ciudad Pemex se localizaban en los Sectores Reynosa y Cárdenas, respectivamente. De esta manera, el *componente de netback* se definía, de manera previa a la revisión quinquenal del SNG, como:

$$[T_{R-PA} - T_{CP-PA}] = T_{Ry-Mty} - T_{Car-Mty}$$

Donde

T_{Ry-Mty} era la tarifa de transporte autorizada a PGPB para el trayecto con inyección en Reynosa y extracción en Monterrey

$T_{Car-Mty}$ era la tarifa de transporte autorizada a PGPB para el trayecto con inyección en Cárdenas y extracción en Monterrey

Con la zonificación del SNG a partir de la RES/406/2007 el punto de arbitraje de Los Ramones queda comprendido dentro de la nueva Zona Golfo, al igual que el punto de inyección Reynosa. Por su parte, el punto de inyección Ciudad Pemex queda ubicado dentro de la Zona Sur. Además, las nuevas tarifas del SNG son aditivas, de tal manera que para determinar la tarifa de transporte de un punto a otro se deben sumar las tarifas de las zonas por las que transita el gas conducido.

Con base en lo anterior, los antiguos trayectos (previos a revisión quinquenal del SNG) empleados en la metodología del precio de vpm se pueden representar con base en las nuevas tarifas de la manera siguiente:

$$T_{Ry-Mty} = T_{ZG}$$

$$T_{Car-Mty} = T_{ZS} + T_{ZG}$$

Donde

T_{ZG} es la tarifa de transporte autorizada a PGPB para la Zona Golfo a partir de la expedición de las Resoluciones

T_{ZS} es la tarifa de transporte autorizada a PGPB para la Zona Sur a partir de la expedición de las Resoluciones

Con base en lo anterior, el *componente de netback* en la fórmula de precio se calcula como sigue:

$$[T_{R-PA} - T_{CP-PA}] = T_{Ry-Mty} - T_{Car-Mty} = T_{ZG} - [T_{ZS} + T_{ZG}]$$

Entonces

$$[T_{R-PA} - T_{CP-PA}] = -T_{ZS}$$

Como es evidente, la formulación del *punto de arbitraje* no se modifica, si bien el valor de sus componentes se ha actualizado con los valores de las nuevas tarifas del SNG.

Numeral 4. Análisis de cointegración realizado por la Cofemer con las series de precios de vpm derivados de la metodología actual y la propuesta en la Directiva de precio de vpm.

La CRE toma nota de los comentarios y análisis de cointegración desarrollados por la Cofemer respecto de la comparación de los precios de vpm bajo las diferentes metodologías y coincide con su conclusión en el sentido de que ambas series de precios se encuentran altamente correlacionadas y que no existe clara evidencia de que la

metodología propuesta en la Directiva de precio de vpm generará precios consistentemente superiores o inferiores a los precios derivados de la actual metodología transitoria.

Numeral 4. Derivación del parámetro δ en el mecanismo de sustitución de índices establecido en el numeral 11 de la Directiva de precio de vpm. Cofemer sugiere que dicho parámetro se calcule a partir de modelos predictivos de volatilidad, tales como los de la familia GARCH.

La CRE toma nota de los comentarios y sugerencias de Cofemer para calcular el parámetro δ . En el documento sobre acciones regulatorias se especifica el análisis de cointegración desarrollado y las adecuaciones propuestas al proyecto de Directiva.

Numeral 5. El supuesto empleado para fijar el precio de vpm en Reynosa bajo el escenario de exportación neta no corresponde a la lógica de arbitraje aplicada a las otras condiciones de la balanza comercial... el precio máximo obtenido al incluir el ajuste por costos de transporte desde los puntos de origen del energético [$T_g + T_{en}$] estaría reflejando el precio correspondiente a la zona Golfo, y no en el punto Reynosa...

En este caso se considera que la apreciación de Cofemer es imprecisa. La formulación del *ajuste por netback* bajo cualquier escenario de balanza comercial persigue el mismo propósito: lograr la condición de no arbitraje en los puntos de confluencia del gas. A continuación se demuestra cómo la metodología propuesta logra dicho objetivo también bajo el escenario de exportación neta.

Sea P_r el precio del gas en Reynosa. De acuerdo con la metodología propuesta en la Directiva de precio de vpm, bajo un escenario de exportación neta la fórmula se expresa (simplificando índices y subíndices) de la forma siguiente:

$$P_r = (P_{ref}) - T_{tf} - (T_g + T_{en}) \quad (1)$$

Donde

P_r es el precio de vpm en Reynosa;

P_{ref} es la referencia de precio en sur de Texas utilizado para calcular los precios de vpm (la referencia en Henry Hub ajustada por el diferencial histórico);

T_{tf} es la tarifa de transporte entre el sur de Texas y la frontera en Reynosa;

T_g es la tarifa de transporte de la Zona Golfo, y

T_{en} es la tarifa de transporte *estampilla nacional*.

Bajo el escenario de exportación neta, parte del gas de producción nacional se enajena en su punto de origen, pero se entrega en el sur de Texas. De esta manera, el precio del gas en el sur de Texas con origen en Reynosa se expresa como sigue:

$$P_{st}^r = P_r + (T_g + T_{en}) + T_{tf} \quad (2)$$

Donde

- P_{st}^r es el precio del gas entregado en el sur de Texas con origen en Reynosa;
 P_r es el precio de vpm en Reynosa;
 T_{tf} es la tarifa de transporte entre el sur de Texas y la frontera en Reynosa;
 T_g es la tarifa de transporte de la *Zona Golfo*, y
 T_{en} es la tarifa de transporte *estampilla nacional*.

La ecuación (2) indica que los exportadores que adquieren gas en Reynosa deben pagar el precio de vpm en ese origen y, posteriormente, conducir el gas al sur de Texas a través del SNG de Pemex por la Zona Golfo (zona en la que se ubica la planta de proceso de Reynosa) y en los ductos del sur de Texas (trayecto Reynosa–sur de Texas y tarifa TF).

Sustituyendo P_r en (2) con la expresión de (1) se tiene que:

$$P_{st}^r = [(P_{ref}) - T_{tf} - (T_g + T_{en})] + (T_g + T_{en}) + T_{tf} \quad (3)$$

Simplificando la expresión (3) se concluye que:

$$P_{st}^r = P_{ref} \quad (4)$$

Es decir, el precio del gas proveniente de Reynosa y entregado en el sur de Texas es igual al precio de referencia en ese punto, lo que es consistente con la condición de no arbitraje en el punto de confluencia del gas.

Además, gracias a la formulación de la metodología, la anterior condición se cumple para el precio del gas en todas las plantas de proceso, con independencia de su ubicación. A continuación se ejemplifica el caso del precio del gas con origen en Ciudad Pemex y entregado en el sur de Texas bajo un escenario de exportación neta.

El precio del gas en Ciudad Pemex, conforme a la metodología, se expresa como:

$$P_{cp} = P_r - T_s \quad (5)$$

Donde

- P_{cp} es el precio de vpm en Ciudad Pemex;
 P_r es el precio de vpm en Reynosa;
 T_s es la tarifa de transporte de la Zona Sur en el SNG;

Sustituyendo P_r con la ecuación (1)...

$$P_{cp} = (P_{ref}) - T_{tf} - (T_s + T_g + T_{en}) \quad (6)$$

El gas con origen en Ciudad Pemex y entregado en el sur de Texas debe conducirse por las Zonas Sur y Golfo del SNG, y posteriormente por el trayecto Reynosa–sur de Texas. De esta manera, el precio sería:

$$P_{st}^{cp} = P_{cp} + [T_s + T_g + T_{en}] + T_{tf} \quad (7)$$

Sustituyendo P_{cp} en (7) con la expresión (6) se tiene que:

$$P_{st}^{cp} = [P_{ref} - T_{tf} - T_s - T_g - T_{en}] + [T_s + T_g + T_{en}] + T_{tf} \quad (8)$$

Eliminando términos redundantes se obtiene que:

$$P_{st}^{cp} = P_{ref} \quad (9)$$

Nuevamente se cumple la condición de no arbitraje.

De lo anterior se concluye que la formulación del precio de vpm bajo el escenario de exportación neta no implica una decisión de política ajena a la lógica de la metodología general.

El comentario transcrito por Cofemer del documento sobre la derivación del netback, “15336.66.59.4 MIR directiva pvpm gn – derivación netback.docx” fue impreciso. En efecto, dicho comentario señala que “[e]n este caso, la formulación supone que al exportar gas de Reynosa se incurre en la tarifa de la Zona Golfo. Si bien se pudiera relajar este supuesto, ello constituye una decisión de política.”. No obstante, omitimos ser precisos en el sentido de que la decisión de política se refiere a establecer si dicha tarifa se paga o no, toda vez que la plata de proceso de Reynosa está ubicada prácticamente en la frontera. Pudiera darse el caso de que las autoridades energéticas decidieran que a las personas (incluido Pemex) que conduzcan gas de exportación proveniente de esa planta se les exente de pagar la totalidad de la tarifa de la Zona Golfo. No obstante, este es un supuesto; la realidad actual es que la tarifa deberá ser pagada, como se ejemplifica en las ecuaciones de esta respuesta.

Punto 6. Ampliar la justificación técnica y jurídica de la acción regulatoria contenida en la disposición 1.7 de la Directiva de precio de vpm

La citada disposición a la letra establece lo siguiente:

1.7 *Petróleos Mexicanos facturará las ventas de primera mano en pesos utilizando, en su caso, el tipo de cambio que se especifica a continuación:*

- I. Tratándose de ventas de primera mano a precios con cotización diaria, utilizará el 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 en el día de flujo, y*
- II. Tratándose de ventas de primera mano a precios mensuales, utilizará 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 mes de flujo.*

Al respecto, en la justificación de acciones regulatorias presentada en el formulario de MIR número 15336 se señaló lo siguiente:

Descripción

Se establece que el tipo de cambio que, en su caso, resulte aplicable para que PGPB facture las vpm en base mensual será el promedio del tipo de cambio de los últimos 15 días del mes previo al mes de facturación.

Justificación

Debido a la gran cantidad de datos que debe procesar PGPB para realizar la facturación a sus clientes, resulta imposible que el Organismo emita todas las facturas el mismo día. Actualmente la disposición respecto de este tema indica que el tipo de cambio es el del día de la facturación. Si dicha disposición prevalece en sus términos, PGPB estará facturando a diversos precios denominados en pesos para el mismo periodo de facturación e inclusive para el mismo cliente (si éste tiene dos o más casetas de medición que se facturan por separado). Con el cambio propuesto se pretende homogeneizar los precios denominados en pesos para todos los adquirentes, de manera que el tipo de cambio no represente una fuente adicional e injustificada de diferencias relativas de precios entre adquirentes.

Es importante señalar que lo anterior constituye la práctica actual en la facturación que realiza PGPB.

Como se comenta, la versión previa de la Directiva de precio de vpm establecía que las vpm se facturarían en pesos utilizando el tipo de cambio del día de la facturación. Ello implicaría que adquirentes a los que se les facturara un mismo periodo de flujo (periodo de entregas de gas) pudieran observar distintos precios de vpm en pesos, toda vez que Pemex emite las facturas en días diferentes (inclusive tratándose de iguales periodos de entrega). Por ejemplo, para las vpm de gas entregado en el mes de noviembre Pemex puede emitir algunas de las facturas correspondientes el 1° de diciembre, otras el 2 de diciembre y así sucesivamente. Esto implicaría que algunos adquirentes observarían precios convertidos a pesos con el tipo de cambio del 1° de diciembre, otros con el tipo de cambio del 2 de diciembre, etc.

La modificación a que se refiere la acción regulatoria pretende evitar esta fuente de fluctuación en los precios.

Suponemos que el comentario de Cofemer se refiere a la “disparidad” en el tipo de cambio empleado para facturar las vpm con precios en base diaria (tipo de cambio del día de flujo) y mensual (tipo de cambio promedio de los último 15 días del mes anterior al mes de flujo). La justificación es la siguiente:

El motivo por el que se establece que los precios de vpm mensuales se facturarán utilizando el tipo de cambio promedio de los últimos 15 días del mes previo al mes de flujo es con objeto de que los adquirentes conozcan con anticipación el precio del gas en pesos. Ello toda vez que típicamente los adquirentes interesados en mayor estabilidad de precios optan por precios en base mensual, en tanto que los adquirentes que optan por la base diaria prefieren precios basados en las condiciones más actuales del mercado (mercado *spot*).

No obstante lo anterior, y con el fin de que el tipo de cambio no se traduzca en una fuente de diferenciación de precios por modalidad contractual, el nuevo proyecto de Directiva establece un tipo de cambio uniforme para ambas modalidades: el tipo de cambio promedio de los último 15 días del mes calendario inmediato anterior al día o mes de flujo. Esta elección se base en la intención de que todos los adquirentes conozcan con oportunidad el tipo de cambio que Pemex empleará en la facturación.

Punto 6. Justificación de la acción regulatoria contenida en las disposiciones 9.2 y 9.3 de la Directiva de precio de vpm

Las citadas disposiciones establecen que:

9.2 Cuando existan circunstancias especiales que lo ameriten, la Comisión podrá autorizar la venta de primera mano de gas natural que no cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en la NOM sobre calidad del gas y, en función de dichas circunstancias y de las características del gas natural, determinará la fórmula de precio que corresponda.

9.3 Cuando el gas natural de venta de primera mano no cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en la NOM sobre calidad del gas sin que exista previamente una autorización de la Comisión, ésta determinará los descuentos que, en su caso, deban aplicarse para reflejar las desviaciones de las especificaciones del gas objeto de la venta respecto de las establecidas en dicha NOM, así como las correspondientes sanciones.

No obstante lo anterior, los *Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural* (TCGVPM), aprobados mediante la Resolución RES/158/2000, publicada en el DOF con fecha 23 de agosto de 2000, establecen disposiciones aplicables cuando Pemex entregue gas que no cumple con la NOM respectiva. A saber, la cláusula 11 de los TCGVPM establece lo siguiente:

Cláusula 11. Calidad del Gas

PGPB deberá entregar al Adquirente Gas que cumpla con la Norma Oficial de Gas. Cuando el Gas no cumpla con dicha norma, el Adquirente no estará obligado a recibirlo. PGPB deberá hacerse cargo del Gas no recibido e indemnizará al Adquirente de conformidad con la Cláusula 21 los daños que le hubiera causado el Gas fuera de especificaciones, siempre y cuando los acredite.

Cualquiera de las partes podrá solicitar que de común acuerdo se designe un perito independiente que evalúe tanto la procedencia de la indemnización como el monto de la misma; en tal caso, los honorarios del perito serán pagados por la parte a quien expresamente dicho perito determine que no favorece el dictamen, de lo contrario el pago de los honorarios será dividido entre ambas partes por igual.

Cuando PGPB no corrija la calidad del Gas, propondrá al Adquirente una compensación que se documentará mediante el mecanismo que se establezca en el Anexo 6, por el Gas que no cumpla con la Norma Oficial de Gas. El Adquirente podrá aceptar dicha compensación o ejercer alguno de los otros recursos que procedan, en términos de la Cláusula 21. Si el Adquirente acepta la compensación por el Gas fuera de especificaciones, liberará a PGPB de la obligación de pagar daños y/o perjuicios al Adquirente en relación con la calidad del Gas.

PGPB únicamente responderá por falta de calidad si el Gas que entregue no cumple con la Norma Oficial de Gas, por lo que no responderá por faltas de calidad que se deriven de otros criterios, como los de comerciabilidad del Gas o su idoneidad para un propósito determinado.

En caso de discrepancia entre las pruebas de calidad que realice el Permisinario (sic) y aquéllas que en su caso lleve a cabo el Adquirente, éste podrá solicitar la intervención de una unidad de verificación debidamente acreditada, la cual deberá ser nombrada por ambas partes en un plazo que no excederá de diez Días a partir de la fecha en que el Adquirente haya solicitado dicha intervención. La unidad de verificación resolverá la controversia en un plazo que no exceda de quince Días, en el entendido de que su dictamen será obligatorio y definitivo para

ambas partes. Los honorarios de la unidad de verificación serán pagados por la parte a quien no favorezca el dictamen.

Por lo anterior, se informa que la CRE ha decidido modificar las disposiciones del proyecto de Directiva de precio de vpm de manera que el precio aplicable en los casos en comento se sujete a lo que establecen los TCGVPM. Ello no genera costos para los particulares, toda vez que la redacción propuesta vincula a la Directiva con disposiciones previamente establecidas.

Punto 7. Respuesta puntual y precisa a los planteamientos presentados por diversos interesados

Planteamientos de Alejandro Frías, CONCAMIN, 21/01/2008

Comentario: *La referencia propuesta (Henry Hub) no guarda relación con la logística comercialmente relevante para definir el costo de oportunidad del gas natural en México. Debiera referirse al estado de Texas (TETCO o Houston Ship Channel), que es donde Pemex opera el recibo y entrega del gas que comercializa.*

Respuesta CRE: Como parte del proceso de MIR de la Directiva de precio de vpm hemos presentado diversos documentos y ejercicios que evidencian, a través de pruebas estadísticas, la cercana correlación que guardan los precios de Henry Hub con las referencias del sur de Texas. Los análisis de igualdad de varianzas refuerzan este hecho. En este sentido, diferimos de la afirmación de Concamin en el sentido de que Henry Hub no guarda relación con la logística relevante para definir el costo de oportunidad del gas natural en México.

Por otra parte, si bien es cierto que Pemex opera en la zona de influencia del sistema de TETCO, desconocemos que lo haga en el mercado de *Houston Ship Channel*. No obstante, con independencia de lo anterior, es importante destacar nuevamente que uno de los propósitos fundamentales para vincular el precio de vpm al mercado de Henry Hub es, precisamente, establecer una referencia ajena a la influencia del propio Pemex.

Comentario: *Referencia a un mercado más volátil. Henry Hub presenta mayor volatilidad que el mercado del sur de Texas.*

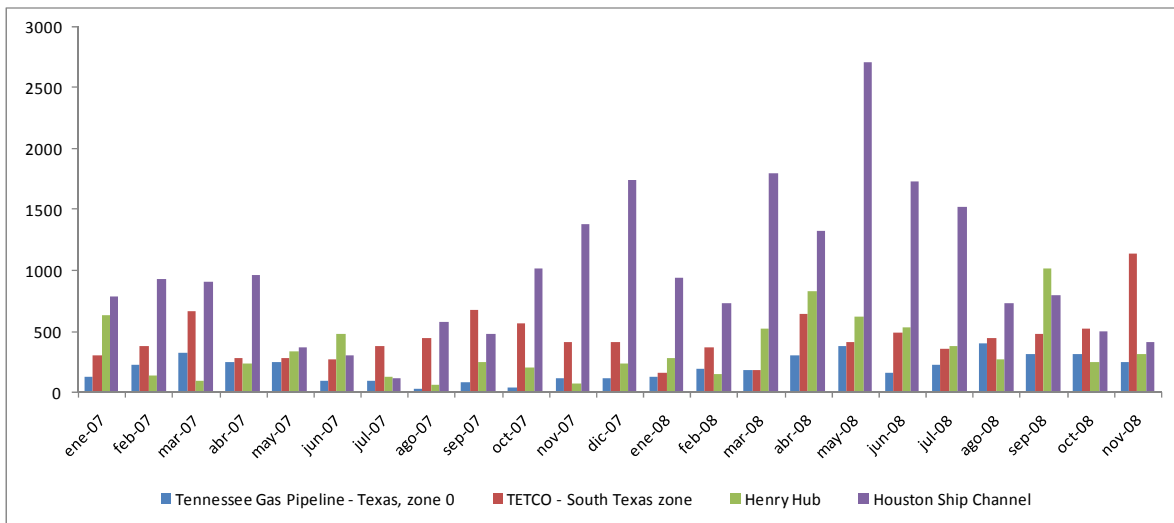
Respuesta CRE: Los análisis presentados sobre las pruebas de igualdad de varianzas que realizó la CRE permiten concluir, con evidencia estadística robusta, que no existe tal diferencia en la volatilidad de los precios. La fuerte vinculación de los mercados regionales en los E.U.A. da como resultado que, típicamente, la volatilidad de uno de ellos se traslade a los demás, lo cual es especialmente cierto en el caso de Henry Hub, al ser uno de los principales precios marcadores en el mercado global de gas en Norteamérica.

Comentario: *La Directiva hace referencia a un mercado (Henry Hub) menos activo que el texano. Además, el argumento respecto de contrataciones directas de coberturas no se*

sostiene toda vez que la contratación de diferenciales de mercado no desaparece debido a que la metodología incorpora el basis con sur de Texas.

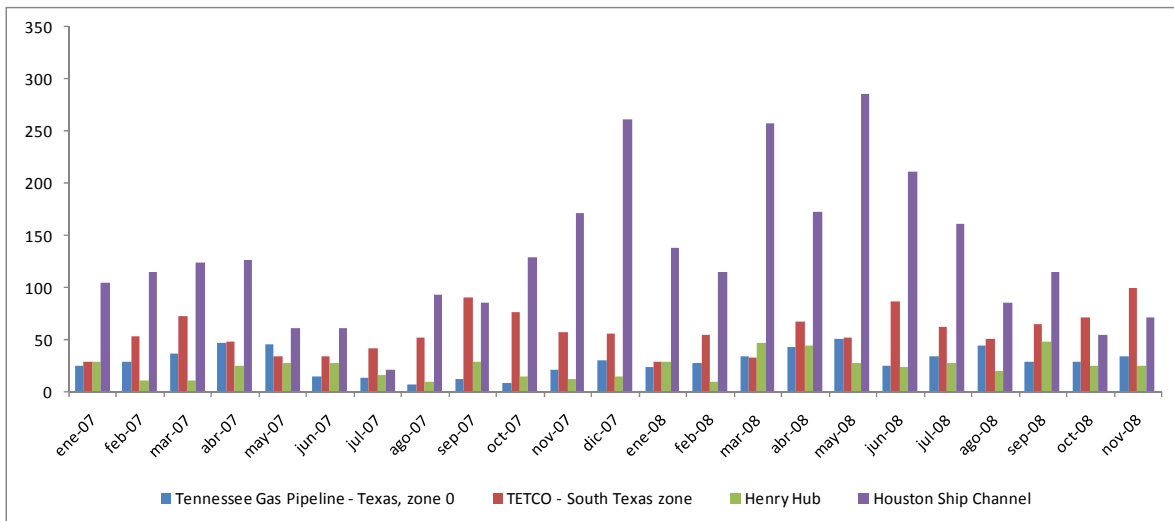
Respuesta CRE: De acuerdo con información reciente de la empresa *Platts*, la relevancia relativa de cada mercado en términos de volumen y número de transacciones cambia con el tiempo. En efecto, el mercado de *Houston Ship Channel* (HSC) ha mostrado mayor actividad y volumen de gas comercializado durante 2007 y 2008, aunque esta tendencia se ha frenado en los meses recientes, en los que Henry Hub y los mercados del sur de Texas han crecido en relevancia.

Volumen de las transacciones de gas empleadas en la determinación de los índices mensuales de referencia mmbtu



Fuente: Platts

Número de Transacciones (*deals*) de gas empleadas en la determinación de los índices mensuales de referencia



Fuente: Platts

Las gráficas anteriores no evidencian que Henry Hub sea un mercado notoriamente más líquido y activo que los mercados de Texas. No obstante, ello no implica que aquél sea menos líquido y competitivo. El nivel de actividad en Henry Hub (aunque sea menor que, por ejemplo, HSC) junto con su vinculación a los mercados financieros hacen que dicho mercado se mantenga como uno de los principales referentes de precio en Norteamérica. Por ello la CRE mantiene su posición de adoptar Henry Hub como mercado de referencia para las vpm de gas natural.

Respecto de la contratación de coberturas, también sostenemos nuestros argumentos en el sentido de que los precios referenciados a Henry Hub permiten un acceso más abierto y directo a los mercados financieros de derivados. Es cierto que el diferencial con el sur de Texas puede representar una desviación que distorsiona una cobertura pura con referencia en Henry Hub, pero ello no es obstáculo para realizar la operación de cualquier manera. Por el contrario, los adquirentes podrán optar por contratar coberturas para los precios de Henry Hub o bien, de estimarlo conveniente, realizar sus operaciones considerando el *basis* con sur de Texas. En cualquier caso, ninguna cobertura es perfecta y los niveles de precio varían de un momento a otro en función de una diversidad de factores de mercado que no sólo dependen de factores regionales específicos.

Respecto de esto último, resulta relevante citar el comentario recibido por parte de Javier López Ramos, experto en comercialización de gas natural y del mercado de futuros del energético, con muchos años de experiencia en esta materia en Petróleos Mexicanos y ahora en BBVA Bancomer:

Henry Hub es por mucho el gasoducto que cuenta con más participantes está conectado con 13 gasoductos, la capacidad de transporte es de 1.8 BCF. Henry Hub es la referencia de entrega para el contrato de NYMEX, que a su vez es la referencia principal para TODO los gasoductos de Estados Unidos y cada vez más para precios a nivel mundial, sobre todo para las entregas del gas natural licuado en América.

Al ser un mercado con tantos participantes los precios reflejados, tanto en el mercado spot como el de futuros, son el punto de convergencia de todas las transacciones físicas y todas las expectativas de los participantes (precios futuros), lo que hace muy difícil, casi imposible la manipulación de precios.

Lo anterior se puede comparar con manipulaciones de precios que han sufrido ciertos gasoductos donde el número de participantes es limitado, por ejemplo el gasoducto de TETCO cuenta con menor capacidad de transporte y de participantes, si PEMEX decidiera comprar todas sus importaciones a través de este gasoducto al precio que fuera no le importaría el precio pagado, ya que al ser esta le referencia para el precio de venta en México, recuperaría esos costos y tendría ganancias extraordinarias por dichas ventas.

Henry Hub es el mercado más transparente para la fijación de precios spot y sobre todo futuros, dando facilidad al manejo de coberturas, ya que cualquier consumidor de gas natural puede acceder a estos mercados y realizar la cobertura deseada.

Definitivamente estoy de acuerdo con el cambio de referencia, es menos manipulable y más transparente en la fijación de precios.

Comentario: *Incorporación injustificada de el índice de Tennessee Gas Pipeline (TGP), una referencia más cara, para determinar el basis a sur de Texas. TGP es conceptual y prácticamente innecesario.*

Respuesta CRE: En anteriores documentos que forman parte de este trámite de MIR, incluidas las acciones regulatorias específicas, se han presentado los argumentos por los cuales se considera apropiado y necesario incorporar el precio de TGP dentro de la canasta de índices que componen la referencia del sur de Texas. Para el caso de esta nueva respuesta es importante contrastar los argumentos de Concamin: en el primer planteamiento del escrito señala como contraargumento a la propuesta de Henry Hub como referencia para el precio de vpm que ese mercado no guarda relación alguna con los puntos en los que Pemex realiza operaciones comerciales, en tanto que sostiene que TGP es “conceptual y prácticamente innecesario”.

Lo anterior es relevante si consideramos que nuestros argumentos a favor de la incorporación de TGP se basan fundamentalmente en la relevancia de dicho mercado como referencia de precio toda vez que una parte sustancial de las operaciones de compra de gas de importación que realiza Pemex las lleva ahí. Más aún, Pemex mantiene contratos de transporte con capacidad en firme en el sistema de TGP, en tanto que los contratos en TETCO son sobre una base convencional (no siempre disponible).

Comentario: *Planteamientos sobre la determinación del ajuste por netback en modo exportador y el ajuste de 40% sobre la tarifa de la Zona Sur del SNG.*

Respuesta CRE: Los comentarios y planteamientos de Concamin han sido atendidos con la propuesta presentada con anterioridad sobre el ajuste por netback ante un escenario de exportación neta (la sustracción del factor $\beta \times [TP_G + TP_{EN}]$). Asimismo, se eliminó el ajuste de 40%.

Comentario: *La Directiva de precio de vpm anula el precio del Régimen Transitorio de las VPM a que se refiere la disposición 12.3 de la Directiva de Precios y Tarifas (DPT).*

Respuesta CRE: La desaparición del precio del régimen transitorio a que se refiere la disposición 12.3 de la DPT no implica la entrada en vigor del régimen permanente de las vpm. Dicha entrada en vigor sigue un trámite distinto e independiente al presente, como se ha enfatizado en repetidas ocasiones.

Por otro lado, como también se ha evidenciado en los diversos documentos y análisis presentados, transitar de la actual metodología de precios (disposición 12.3 de la DPT) a la metodología propuesta por la Directiva no necesariamente se reflejará en un precio de vpm mayor para los usuarios, lo cual es especialmente cierto en condiciones de exportación neta, en las que el precio será inferior al actual.

Comentario: Requiere de cambios no autorizados por Cofemer (tarifas tipo estampilla postal derivados de la revisión quinquenal del SNG, RES/406/2007). No se consultó a los usuarios.

Respuesta CRE: En repetidas ocasiones hemos señalado los motivos por los que las revisiones quinquenales que lleva a cabo la CRE no implican el trámite de MIR. Entre otros, los argumentos se pueden resumir como sigue:

- Las revisiones quinquenales de tarifas no constituyen modificaciones a las disposiciones de aplicación general en materia de determinación de tarifas. Por el contrario, dichas revisiones se fundamentan en las disposiciones en la materia contenidas en el Reglamento de Gas Natural (RGN) y plasmadas en la *Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural, DIR-Gas-001-1996*, la cual está siendo sustituida paulatinamente por 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*.
- Ambas directivas contienen las disposiciones regulatorias para que los permisionarios (como es el caso de Pemex) presenten sus propuestas tarifarias, así como aquéllas a que se sujetará la Comisión para la aprobación respectiva. Entre otros aspectos, las directivas, en congruencia con el RGN, establecen que:
 - Las tarifas serán máximas y serán aprobadas por la Comisión a propuesta de los permisionarios o solicitantes de permiso.
 - Cada cinco años se efectuará una revisión global de las tarifas de conformidad con la metodología establecida en la directiva respectiva, a efecto de determinar un nuevo conjunto de tarifas máximas por la prestación de los servicios.
 - Los transportistas pueden establecer cargos para las distintas regiones de su sistema. Particularmente esta disposición da cabida a esquemas tarifarios del tipo *estampilla postal*.
- Evidentemente, las nuevas zonas tarifarias del SNG y sus correspondientes tarifas máximas aprobadas por la CRE son resultado de aplicar las disposiciones establecidas en el RGN y las directivas. En otras palabras, la RES/406/2007 no implica la expedición de nuevas disposiciones de aplicación general, sino de la aplicación de disposiciones previamente expedidas.

Planteamientos de Antonio Martínez Atienza. Iberdrola Energía Altamira, S.A. de C.V.; Iberdrola Energía La Laguna, S.A. de C.V., y Enertek, S.A. de C.V. 22/01/2008

Los planteamientos de Antonio Martínez Atienza son reflejo de los comentarios de Alejandro Frías (Concamin) arriba señalados y respondidos. Para obviar repeticiones, se omiten las respuestas respectivas.

Planteamientos de Alejandro Frías, CONCAMIN, 06/06/2008

Comentario: *La nueva metodología sustituye el punto de arbitraje por una zona de arbitraje.*

Respuesta CRE: Como se establece arriba, en la respuesta al numeral 3 del dictamen de Cofemer, la rezonificación no tiene repercusión en la determinación del punto de arbitraje. En otras palabras, en esa respuesta se demuestra que aún cuando el punto de arbitraje se mantenga en Los Ramones, la determinación del precio de vpm con metodología propuesta es equivalente.

Se considera que con lo anterior se da respuesta al planteamiento de Concamin.

Comentario: *El cambio para determinar el punto de arbitraje no se sujetó al proceso de mejora regulatoria.*

Respuesta CRE: Asumimos que el comentario se refiere a la rezonificación del SNG para fines tarifarios. Al respecto, en el último comentario del escrito de Concamin de fecha 21 de enero de 2008 se argumentan los motivos por los que la revisión quinquenal del SNG no se deben sujetar al proceso de MIR. Se considera que con la respuesta presentada a ese planteamiento queda respondido este punto.

Planteamientos de José Amado Bravo. Univex, S.A. de C.V. 09/06/2008

Algunos de los comentarios de Univex son similares a los presentados por Concamin. Tal es el caso de la crítica respecto de que la rezonificación del SNG para fines tarifarios no se sometió al proceso de mejora regulatoria. Con el fin de obviar repeticiones, ténganse por reproducidas las respuestas respectivas, presentadas antes en este documento.

Además, Univex plantea lo siguiente:

Comentario: *El venteo de gas a la atmósfera no es una práctica común ni deseable. si Pemex inyectara a ductos el gas que ventea el punto de arbitraje se ubicaría sistemáticamente por arriba de Los Ramones.*

Respuesta CRE: Desconocemos si la reducción de quema de gas a la atmósfera tendría como efecto una reubicación sistemática del punto de arbitraje, toda vez que ello depende también del crecimiento y configuración de la demanda.

Sin perjuicio de lo anterior, en efecto, la CRE concuerda con Univex en el sentido de que la quema de gas a la atmósfera es una práctica que Pemex debiera evitar. Inclusive, en el pasado la CRE ha intentado paliar los efectos de esta práctica manteniendo el punto de arbitraje metodológico sin cambio. Los resultados de esta decisión se pueden resumir como sigue:

- Pemex interpuso recursos de reconsideración y proyectó recursos de impugnación en contra de las decisiones de la CRE.

- Mantener el punto de arbitraje sin cambio ha repercutido en distorsiones de precio que, en la práctica, se han traducido en barreras de entrada para nuevos participantes que compitan con Pemex en el suministro de gas.

Lo anterior forma parte de la motivación por la cual la CRE optó por la multicitada reconfiguración de las zonas tarifarias del SNG. Con esta nueva zonificación se limita la probabilidad de posibles arbitrajes que impidan el desarrollo de un mercado de gas más competitivo.

Adicionalmente, debemos enfatizar que, aún cuando la CRE no es indiferente a las citadas prácticas de venteo de gas a la atmósfera, las políticas sobre este particular quedan fuera del alcance de la autoridad reguladora. Se trata de asuntos de política energética y comercial cuyas atribuciones recaen en otras autoridades. En este sentido, la CRE continuará con los esfuerzos que se encuentren a su alcance en congruencia con las disposiciones jurídicas aplicables para promover mejoras en la plataforma de producción y aprovechamiento del gas natural.

Planteamientos de Miguel Benedetto. ANIQ. 11/06/2008

Los comentarios de la ANIQ son similares a los presentados por Concamin y Univex de fechas 6 y 9 de junio de 2004. Con el fin de obviar repeticiones, ténganse por reproducidas las respuestas respectivas, presentadas antes en este documento.

Planteamientos de Carlos Mattei Salinas. Caintra Nuevo León. 11/06/2008

Los comentarios de la Caintra Nuevo León son similares a los presentados por Concamin, Univex y ANIQ de fechas 6, 9 y 11 de junio de 2004. Con el fin de obviar repeticiones, ténganse por reproducidas las respuestas respectivas, presentadas antes en este documento.

Planteamientos de Agustín Humann Adame. AMGN. 11/06/2008

Los comentarios de la AMGN, según consta en el propio escrito, fueron preparados por Gas Natural México, S.A. de C.V.

Comentario: La CRE argumenta a favor de la metodología que se prevé un escenario exportador, lo que redundará en la aplicación de la metodología bajo este escenario. Resulta relevante contar con mayor evidencia de que esta situación prevalecerá.

Respuesta CRE: La afirmación de la CRE respecto del escenario comercial se deriva de las proyecciones presentadas por Pemex durante el proceso de revisión quinquenal de tarifas del SNG. Como se sabe, el escenario comercial que se verifique en la realidad no puede ser predicho con certidumbre.

En este sentido, es importante enfatizar que no corresponde a la CRE validar las proyecciones de comercio exterior del gas. Los escenarios exportadores resultantes de los

análisis de Pemex y la autoridad en política energética representan sólo un argumento a favor de la metodología, pero no su plena justificación. La propuesta metodológica contenida en la Directiva de precio de vpm responde a las disposiciones reglamentarias en la materia; por ello contempla los diversos escenarios de comercio exterior con objeto de que la determinación del precio de vpm refleje, en todo momento, las condiciones prevalecientes en el mercado, así como el costo de oportunidad del gas.

Comentario: *El mecanismo de sustitución propuesto en el numeral 11 de la Directiva no necesariamente redundará en resultados positivos [para los adquirentes] en todos los casos en que aplica (presentan contraejemplos).*

Respuesta CRE: El mecanismo de sustitución no se diseñó para resultar en precios consistentemente inferiores al que hubiera resultado de aplicar la fórmula pura de precios. Su propósito es corregir desviaciones “significativas” entre los índices de referencia, ya sean éstas positivas o negativas. Ello implica un mecanismo de sustitución más equilibrado para adquirentes y suministrador.

Comentarios: *Mayor volatilidad de índice de Henry Hub respecto de la canasta del sur de Texas. El propio proyecto de Directiva considera un mecanismo de ajuste para corregir desviaciones importantes entre los índices de precio. La mayor eficiencia de coberturas no es evidente. En este punto la incorporación del diferencial DH_i contradice los argumentos de la CRE.*

Respuesta CRE: Antes en este documento hemos respondido planteamientos equivalentes a los presentados por la AMGN. En obvio de repeticiones, ténganse aquí por reproducidas las respuestas aplicables.

Comentario: *Falta de competitividad del gas natural frente a energéticos sustitutos.*

Respuesta CRE: Como se ha señalado en diversos foros, la CRE está consciente de la pérdida de competitividad que enfrentan los distribuidores de gas natural como resultado de las políticas de precios de los energéticos sustitutos, específicamente el gas licuado de petróleo. No obstante, las políticas de precios aplicables a tales energéticos quedan fuera del marco de atribuciones de la CRE, por lo que se considera que este proceso de MIR no representa el foro adecuado para resolver esta situación. La Directiva objeto de la presente MIR, así como la recientemente expedida en materia de precios de vpm de gas LP, se sujetan a las disposiciones reglamentarias en la materia.

No obstante lo anterior, la CRE mantendrá sus esfuerzos en eliminar las actuales distorsiones en los precios relativos dentro del marco de facultades jurídicas.

Planteamientos de Aida Ivett Ceja Aguilar. Gas Natural México, S.A. de C.V. 12/06/2008

Los comentarios de la Gas Natural México son fundamentalmente los mismos que los presentados por la AMGN con fecha 11 de junio de 2004. Con el fin de obviar repeticiones, ténganse aquí por reproducidas las respuestas respectivas.