

## COMISION REGULADORA DE ENERGIA

### **RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de protección al usuario final de bajo consumo de gas natural.**

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

#### **RESOLUCIÓN Núm. RES/995/2015**

RESOLUCIÓN POR LA QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL EN MATERIA DE PROTECCIÓN AL USUARIO FINAL DE BAJO CONSUMO DE GAS NATURAL.

#### **RESULTANDO**

**PRIMERO.** Que con motivo del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 20 de diciembre de 2013 (el Decreto en Materia de Energía), el Congreso de la Unión expidió la Ley de Hidrocarburos (LH) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), ambas publicadas el 11 de agosto de 2014, en el mismo medio de difusión oficial, abrogando la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, respectivamente.

**SEGUNDO.** Que el 31 de octubre de 2014 se publicó en el DOF el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento), mismo que entró en vigor al día siguiente de su publicación y abrogó el Reglamento de Gas Natural publicado previamente en el DOF el 8 de noviembre de 1995.

#### **CONSIDERANDO**

**PRIMERO.** Que, de conformidad con lo dispuesto por los artículos 131 de la LH y 3 del Reglamento, compete a esta Comisión Reguladora de Energía (la Comisión), interpretar y aplicar para efectos administrativos dichos ordenamientos, en el ámbito de sus atribuciones.

**SEGUNDO.** Que, de conformidad con el artículo 48, fracción II, de la LH, las actividades de comercialización y distribución de hidrocarburos, entre los que se encuentra el gas natural, requieren para su realización de un permiso expedido por esta Comisión.

**TERCERO.** Que, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 49 de la LH, los términos y condiciones de los permisos de comercialización deben contener únicamente las siguientes obligaciones:

- I. Realizar la contratación, por sí mismos o a través de terceros, de los servicios de Transporte, Almacenamiento, Distribución y Expendio al Público que, en su caso, requiera para la realización de sus actividades únicamente con Permisarios;
- II. Cumplir con las disposiciones de seguridad de suministro que, en su caso, establezca la Secretaría de Energía;
- III. Entregar la información que esta Comisión requiera para fines de supervisión y estadísticos del sector energético, y
- IV. Sujetarse a los lineamientos aplicables a los Permisarios de las actividades reguladas, respecto de sus relaciones con personas que formen parte de su mismo grupo empresarial o consorcio.

**CUARTO.** Que, de conformidad con los artículos 81, fracción I, incisos c) y e) y 82 de la LH, y 5, fracciones III y V, del Reglamento, corresponde a esta Comisión regular y supervisar, entre otras, las actividades de distribución y comercialización de gas natural, así como expedir disposiciones de aplicación general para la regulación de dichas actividades, incluyendo los términos y condiciones a los que deberán sujetarse la prestación de los servicios; al igual que la determinación de las contraprestaciones, precios y tarifas aplicables, entre otros.

**QUINTO.** Que, de conformidad con el artículo 19 del Reglamento, la comercialización se define como la actividad de ofertar a Usuarios o Usuarios Finales, en conjunto o por separado, lo siguiente:

- I. La compraventa de Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos;
- II. La gestión o contratación de los servicios de Transporte, Almacenamiento Distribución de dichos productos, y
- III. La prestación o intermediación de servicios de valor agregado en beneficio de los Usuarios o Usuarios Finales en las actividades a que se refiere el presente Reglamento.

**SEXTO.** Que por su parte, el artículo 19 del Reglamento establece que los permisos de comercialización no conllevan la propiedad de la infraestructura, ni la prestación de los servicios que utiliza y que sean objeto de permisos al amparo del propio Reglamento.

**SÉPTIMO.** Que, respecto a la distribución de gas natural por medio de ductos, el artículo 37 del Reglamento señala que cuando los permisionarios respectivos enajenen el producto, deberán desagregar en su facturación el precio del producto, así como cada uno de los servicios involucrados en su entrega.

**OCTAVO.** Que, como resultado del nuevo marco legal y regulatorio emanado del Decreto de Reforma Energética, la LH, la LORCME y el Reglamento, se generó un cambio en la organización industrial en el sector del gas natural que implica la necesidad de diseñar instrumentos regulatorios que desarrollen un mercado competitivo en las diversas actividades, entre las que se encuentra la comercialización de gas natural, incluida la enajenación que realicen los distribuidores de dicho producto.

**NOVENO.** Que, si bien la comercialización de gas natural constituye una actividad potencialmente competitiva y fundamental para el desarrollo de mercados eficientes y competitivos del energético, en tanto no se desarrollen condiciones de competencia efectiva en dicho segmento de la cadena de suministro, resulta necesario emitir disposiciones de protección a los usuarios finales de bajo consumo que puedan ser vulnerables al abuso y ejercicio de poder de mercado por parte de sus suministradores.

**DÉCIMO.** Que, de acuerdo con el artículo 42 de la LORCME, corresponde a esta Comisión proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios, entre otras cosas.

**UNDÉCIMO.** Que, en cumplimiento de lo anterior, las presentes disposiciones administrativas establecen los lineamientos a los que deberán sujetarse los comercializadores y los distribuidores que oferten servicios de comercialización de gas natural a usuarios finales de bajo consumo, a fin de evitar un abuso y ejercicio de poder indebido en perjuicio de dichos usuarios.

**DUODÉCIMO.** 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 ante la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer).

**DECIMOTERCERO.** Que, mediante el oficio COFEMER/15/4682, de fecha 28 de diciembre de 2015, la Cofemer emitió Dictamen Final respecto del proyecto de la presente Resolución, de conformidad con el artículo 69-J de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, y señaló que se puede proceder a su publicación en el DOF.

Por lo anterior y con fundamento en los artículos 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, 5, 22, fracciones I, II, III, IV, X, XXIV, XXVI, inciso a) y XXVII, 27 y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, fracción III, 5, segundo párrafo, 48, fracción II, 49, 81, fracciones I, incisos c) y e) y VI, 82, 95, 131 y Transitorio Décimo Tercero de la Ley de Hidrocarburos; 4 y 69-H, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 3, 5, fracción V, 19 y 37 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos; y 1, 2, 3, 6, fracción I, 10, 16, fracciones I, II y III, 17, fracción I y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión Reguladora de Energía:

#### RESUELVE

**PRIMERO.** Se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Protección al Usuario Final de Bajo Consumo de Gas Natural, contenidas en el Anexo Único de la presente Resolución y que se tiene por reproducido como si a la letra se insertare.

**SEGUNDO.** Las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Protección al Usuario Final de Bajo Consumo referidas, en el Resolutivo Primero, serán aplicables tanto para quienes antes de la entrada en vigor de la Ley de Hidrocarburos cuentan con un permiso de distribución de gas natural con comercialización, como para aquellos que a partir de la entrada en vigor de dicha Ley realicen la actividad de comercialización o distribución de gas natural al amparo de un permiso expedido por esta Comisión.

**TERCERO.** Hágase del conocimiento público que el presente acto administrativo solo podrá impugnarse a través del juicio de amparo indirecto, conforme a lo dispuesto por el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

**CUARTO.** Publíquese la presente Resolución y su Anexo Único en el Diario Oficial de la Federación.

**QUINTO.** La presente Resolución, incluido su Anexo entrarán en vigor al día siguiente a su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

**SEXTO.** Inscríbese la presente Resolución bajo el Núm. RES/995/2015 en el registro al que se refiere el artículo 22, fracción XXVI, inciso a), de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

México, Distrito Federal, a 31 de diciembre de 2015.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano.**- Rúbrica.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez, Noé Navarrete González, Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez, Jesús Serrano Landeros, Guillermo Zúñiga Martínez.**- Rúbricas.

## ANEXO ÚNICO DE LA RESOLUCIÓN Núm. RES/995/2015

## DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL EN MATERIA DE PROTECCIÓN AL USUARIO FINAL DE BAJO CONSUMO DE GAS NATURAL

## Contenido

**Apartado 1. Disposiciones Generales**

1. Definiciones
2. Ámbito de Aplicación

**Apartado 2. Regulación en Materia de Protección a los Usuarios Finales de Bajo Consumo**

3. Transmisión de Responsabilidades y Legítima Propiedad
4. Celebración del Contrato
5. Vigencia del Contrato
6. Suspensión del Servicio
7. Modalidades de Servicio
8. Servicios de Valor Agregado
9. Incumplimientos en la entrega por Alerta Crítica, Caso Fortuito o Fuerza Mayor
10. Calidad del Gas Natural
11. Facturación
12. Caso Fortuito o Fuerza Mayor
13. Aviso de Caso Fortuito o Fuerza Mayor
14. Procedimiento para la Atención de Quejas
15. Control de Quejas
16. Atención de reportes de emergencia y fugas
17. Solución de Controversias
18. Seguros
19. Confidencialidad
20. Cesiones
21. Grabaciones
22. No estipulación a favor de terceros
23. Entrega de Reportes
24. Sanciones
25. Continuidad del Servicio

## DISPOSICIONES TRANSITORIAS

**Apartado 1. Disposiciones Generales**

## 1. Definiciones

1.1. Para los efectos de las presentes disposiciones, además de las definiciones previstas en la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento, se entenderá en singular o en plural por:

**Alerta Crítica:** Situación de emergencia operativa en un Sistema, declarada por un Permisionario, que se suscita por motivos fuera del control del mismo y que pone en riesgo la integridad del Sistema o la continuidad en la prestación de los servicios.

**Comercializador:** Persona que realiza actividades de Comercialización de Gas Natural al amparo de un Permiso otorgado por esta Comisión.

**Contrato:** Acuerdo de voluntades suscrito entre un Permisionario Obligado y un Usuario Final de Bajo Consumo mediante el cual el primero se obliga a prestar al segundo los servicios de Comercialización.

**DACG:** Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General.

**Distribuidor:** Persona que realiza actividades de Distribución al amparo de un Permiso otorgado por esta Comisión.

**Gigajoule o GJ:** Mil millones de Joules.

**Instalación de Aprovechamiento:** Conjunto de tuberías, válvulas y accesorios propiedad del Usuario dentro de su predio o inmueble, apropiados para conducir Gas Natural desde la salida del medidor o de la estación de regulación y medición del Sistema, hasta la válvula de seccionamiento anterior a cada uno de los equipos de consumo.

**Joule (J):** Unidad de medida para contabilizar el contenido energético de conformidad con la Norma Oficial Mexicana, NOM-008-SCFI-2002, o la que la modifique o sustituya.

**LH:** Ley de Hidrocarburos

**LORCME:** Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

**Modalidad de Entrega:** Cualquiera de las maneras en que el Comercializador puede obligarse a entregar el Gas Natural al amparo de estas DACG, y que será seleccionada por el Usuario Final de Bajo Consumo.

**Norma Oficial de Gas Natural:** Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010 Especificaciones del Gas Natural (cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-2003, Calidad del Gas Natural y la NOM-EM-002-SECRE-2009, Calidad del Gas Natural durante el periodo de emergencia severa) o la que la sustituya.

**Permisionario Obligado:** El titular de un Permiso de Comercialización, así como el titular de un Permiso de Distribución que enajene Gas Natural a Usuarios Finales de Bajo Consumo.

**Punto de Entrega:** Punto establecido en el Contrato para la entrega de Gas Natural, por parte del Permisionario Obligado, y su recepción por parte del Usuario Final de Bajo Consumo.

**Reglamento:** Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos vigente o cualquier disposición de carácter general que la complemente o la sustituya total o parcialmente.

**Servicios de Suministro:** Todos los actos que tiene que realizar un Permisionario Obligado para entregar el Gas Natural en el Punto de Entrega, y que serán reflejados al Usuario Final de Bajo Consumo en la factura correspondiente. Dichos actos incluyen la adquisición del Gas Natural y la contratación del servicio de Transporte, en su caso, Almacenamiento y Distribución.

**Servicios de Valor Agregado:** Servicios complementarios, distintos a los Servicios de Suministro, pactados en el Contrato, aceptados expresamente por el Usuario Final de Bajo Consumo y que se verán reflejados de manera desglosada en la factura correspondiente.

**Usuario Final de Bajo Consumo:** Persona que adquiere Gas Natural cuyo consumo máximo anual del energético es de 5000 GJ.

## 2. Ámbito de Aplicación

**2.1.** Las presentes DACG establecen la regulación a la que deberán sujetarse los Permisionarios Obligados que realicen actividades de Comercialización, en su relación con los Usuarios Finales de Bajo Consumo, con objeto de proteger los intereses de estos últimos, en términos de los artículos 42 de la LORCME y 49, fracción II, 51, fracción II, y 83 de la LH.

**2.2.** En términos del Artículo 22, fracción IV, de la LORCME, y el artículo 131 de la LH, corresponde a esta Comisión interpretar, para efectos administrativos y en materia de su competencia, estas DACG.

Lo anterior, sin perjuicio de las atribuciones de la Procuraduría Federal del Consumidor para salvaguardar los derechos de los consumidores en términos de la Ley Federal de Protección al Consumidor.

**2.3.** Cualquier modificación a las presentes DACG por parte de esta Comisión estará sujeta al procedimiento de consulta pública previsto en el artículo 69-H y 69-K de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, ante la Comisión Federal de Mejora Regulatoria, y surtirá efecto una vez que haya sido aprobada por esta Comisión y publicada en el Diario Oficial de la Federación.

**2.4.** Los titulares de Permisos de Distribución no requerirán de un Permiso de Comercialización para enajenar Gas Natural a Usuarios Finales de Bajo Consumo; no obstante, en la realización de dicha actividad se sujetarán a las presentes DACG, así como a lo que se establezca en los términos y condiciones para la prestación del servicio que apruebe esta Comisión de conformidad con las disposiciones aplicables.

En particular, los Distribuidores que lleven a cabo actividades de Comercialización, deberán presentar su estrategia de Servicios de Suministro para aprobación de esta Comisión. En todo caso, será esta Comisión quien regulará los precios que se podrán trasladar a los Usuarios Finales de Bajo Consumo.

## **Apartado 2. Regulación en Materia de Protección a los Usuarios Finales de Bajo Consumo**

### **3. Transmisión de Responsabilidades y Legítima Propiedad**

**3.1.** La transmisión de la propiedad del Gas Natural del Permisionario Obligado al Usuario Final de Bajo Consumo tiene lugar en el Punto de Entrega. El Comercializador deberá transmitir la propiedad del gas al Usuario Final de Bajo Consumo en el Punto de Entrega libre de toda limitación o gravamen.

**3.2.** El Permisionario Obligado responderá ante el Usuario Final de Bajo Consumo de cualquier daño o responsabilidad directa sobre el Gas Natural entregado y sobre cualquier afectación que le pudiera ocasionar siempre y cuando dicha afectación sea comprobada al Permisionario Obligado. En consecuencia, el Permisionario Obligado se obliga a responder al Usuario Final de Bajo Consumo de cualquier reclamación o controversia judicial o administrativa que se presente por cualquiera de dichas causas y, en consecuencia, a indemnizar al Usuario Final de Bajo Consumo por los daños que le cause.

En su caso, el Permisionario Obligado podrá protegerse de dichas responsabilidades a través de los contratos que pacte con los prestadores de los Servicios de Suministro o los Servicios de Valor Agregado, pero en ningún caso podrá trasladar las mismas para que los citados usuarios las hagan efectivas, de manera directa, frente a los prestadores de los servicios señalados.

### **4. Celebración del Contrato**

**4.1.** Los Permisionarios Obligados deberán presentar, para aprobación de esta Comisión, el modelo de Contrato para prestar los Servicios de Suministro que pretendan suscribir con los Usuarios Finales de Bajo Consumo, así como el formato de solicitud correspondiente.

**4.2.** Los Permisionarios Obligados deberán prever los instrumentos contractuales necesarios para que los Usuarios Finales de Bajo Consumo únicamente requieran de un Contrato para recibir los Servicios de Suministro. Para estos efectos:

- I. Cuando los Servicios de Suministro sean prestados por el Distribuidor respectivo, el Contrato incluirá la prestación de los servicios de Distribución, los Servicios de Suministro y los Servicios de Valor Agregado, en su caso, y
- II. Cuando los Servicios de Suministro sean prestados por un Comercializador, dicho permisionario será responsable de contratar el servicio de Distribución y Servicios de Valor Agregado, en su caso, e incluir los mismos en el Contrato de Comercialización respectivo.

La interconexión de las Instalaciones de Aprovechamiento del Usuario Final de Bajo Consumo al sistema de Distribución requerirá de un contrato independiente al de Comercialización. Los Distribuidores podrán prever los mecanismos necesarios para recuperar el costo de las interconexiones a través de los contratos de Distribución respectivos.

**4.3.** Los Usuarios Finales de Bajo Consumo que requieran contratar el servicio de Comercialización deberán presentar la solicitud de servicio respectiva al Permisionario Obligado, a través de los medios que éste ponga a su disposición. Los Permisionarios Obligados deberán presentar, para aprobación de la Comisión, el formato de solicitud de servicio.

**4.4.** Los Permisionarios Obligados no podrán incluir la prestación de Servicio de Valor Agregado alguno sin obtener la aprobación previa y expresa para cada uno de ellos del Usuario Final de Bajo Consumo.

**4.5.** De manera previa a la contratación de la prestación del servicio de Comercialización de Gas Natural, el Permisionario Obligado debe informar y explicar al Usuario Final de Bajo Consumo, el contenido, alcance, requisitos y forma de contratación, así como las especificaciones y características del servicio, y los cargos aplicables. El Permisionario Obligado deberá informar al Usuario Final de Bajo Consumo que los precios o tarifas de los Servicios de Valor Agregado no son regulados por la Comisión, sino fijados de manera independiente por el Permisionario Obligado y que su contratación no es requisito para obtener los Servicios de Suministro.

De la misma manera, la información y publicidad que difunda el Permisionario Obligado por cualquier medio o forma, deberá ser veraz, comprobable y exenta de textos, diálogos, sonidos, imágenes, marcas y otras descripciones que induzcan o puedan inducir a error o confusión por engañosas o abusivas, estar en idioma español, con caracteres legibles a simple vista, y demás requisitos conforme a las disposiciones previstas en la Ley Federal de Protección al Consumidor. Asimismo, el formato de solicitud deberá explicar claramente las características de las Modalidades de Entrega, Servicios de Suministro y Servicios de Valor Agregado ofrecidos, en su caso.

**4.6.** El Permisionario Obligado responderá la solicitud de servicio presentada por el Usuario Final de Bajo Consumo en un plazo máximo de diez (10) días hábiles contados a partir de la fecha en que esta sea recibida. Cuando el Permisionario Obligado rechace en definitiva una solicitud de servicio, deberá justificar por escrito al Usuario Final de Bajo Consumo las causas del rechazo.

**4.7.** Una vez aprobado por esta Comisión, el modelo de Contrato deberá registrarse ante la Procuraduría Federal del Consumidor, para los efectos que procedan de conformidad con las atribuciones de dicha autoridad. Asimismo, el Contrato deberá especificar las garantías o depósitos que en su caso se requieran.

**4.8.** Para el caso de los Distribuidores, el modelo de Contrato, el formato de solicitud, así como las condiciones de prestación del servicio de Comercialización registrados ante la Procuraduría Federal del Consumidor, deberán estar contenidos en los Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios que al efecto apruebe esta Comisión con base en las disposiciones administrativas de carácter general aplicables.

#### 5. Vigencia del Contrato

**5.1.** El Contrato tendrá la duración e inicio de vigencia que determinen las partes en dicho instrumento, y se renovará indefinidamente, salvo que las partes acuerden algo distinto.

**5.2.** Cualquier diferencia entre el texto del Contrato aprobado por la Comisión y registrado ante la Procuraduría Federal del Consumidor y el utilizado, que resulte en perjuicio de los Usuarios Finales de Bajo Consumo, se tendrá por no aplicable, conforme a lo dispuesto en la Ley Federal de Protección al Consumidor.

**5.3.** Los Usuarios Finales de Bajo Consumo tendrán el derecho a cancelar el Contrato en cualquier momento, considerando que dicha terminación no exime de las obligaciones y adeudos que a la fecha de conclusión hayan causado efecto, incluyendo el financiamiento de la interconexión de las Instalaciones de Aprovechamiento al sistema de Distribución.

#### 6. Suspensión del Servicio

**6.1.** Se entenderá por suspensión a la interrupción deliberada de la entrega de Gas Natural por parte del Permisionario Obligado, por causas imputables exclusivamente al Usuario Final de Bajo Consumo al que se aplique la suspensión.

**6.2.** La suspensión precede en tiempo y severidad a la terminación del Contrato.

**6.3.** El Comercializador podrá ordenar la suspensión provisional del servicio de Distribución de Gas Natural de manera inmediata y justificada, emitiendo las instrucciones correspondientes al Distribuidor, en caso de incumplimiento de pago por parte del Usuario Final de Bajo Consumo.

**6.4.** El servicio será reanudado por parte del Distribuidor hasta que reciba la anuencia del Comercializador que presta el servicio al Usuario Final de Bajo Consumo. Los Comercializadores podrán llevar a cabo las acciones legales conducentes para el cumplimiento del pago total de los adeudos que hubieran generado la suspensión del suministro de Gas Natural.

**6.5.** Los Comercializadores que pretendan ofrecer el servicio a los Usuarios Finales de Bajo Consumo podrán tener acceso a la información con que cuenten los Distribuidores respecto de la suspensión del servicio de que han sido objeto dichos Usuarios.

#### 7. Modalidades de Servicio

**7.1.** El Permisionario Obligado deberá incluir, como parte del modelo de Contrato, las Modalidades de servicio que ofrecerá.

El Permisionario Obligado siempre deberá poner a disposición del Usuario Final de Bajo Consumo, como mínimo, una modalidad de servicio volumétrico bajo el cual:

- I. El Usuario Final de Bajo Consumo no asumirá la responsabilidad de Servicios de Suministro que impliquen la reserva de capacidad en firme o cantidades fijas de Gas Natural, y
- II. El volumen de consumo del Usuario Final de Bajo Consumo podrá variar sin restricción alguna, sin penalización, entre cero y el límite máximo de consumo fijado para el Usuario Final de Bajo Consumo.

**7.2.** El Permisionario Obligado podrá ofrecer la opción de financiamiento de la conexión de las Instalaciones de Aprovechamiento del Usuario Final de Bajo Consumo, por sí mismo o a través de un tercero, para el pago de la conexión con el Distribuidor respectivo, en su caso.

#### 8. Servicios de Valor Agregado

**8.1.** El Permisionario Obligado podrá prestar a los Usuarios Finales de Bajo Consumo Servicios de Valor Agregado, tales como servicios financieros, contratación de instrumentos financieros de cobertura, revisión y mantenimiento de instalaciones, financiamiento de la conexión, entre otros, los cuales deberán pactarse en el Contrato respectivo, a elección del Usuario Final de Bajo Consumo, y deberán ser facturados de manera desglosada.

**8.2.** Bajo ninguna circunstancia se podrá entender que si el Usuario Final de Bajo Consumo es omiso en manifestar su interés en la contratación de los Servicios de Valor Agregado, ello implicaría una aceptación tácita. La contratación del servicio de Comercialización no podrá estar condicionada a la prestación de Servicios de Valor Agregado.

#### 9. Incumplimientos en la entrega por Alerta Crítica, Caso Fortuito o Fuerza Mayor

**9.1.** Cuando algún Permisionario involucrado en la prestación de los Servicios de Suministro para las entregas de Gas Natural notifique la ocurrencia de una Alerta Crítica o cualquier otra condición operativa en su Sistema, caso fortuito o fuerza mayor que afecte las condiciones de suministro, el Permisionario Obligado informará de esta situación a los Usuarios Finales de Bajo Consumo a través de los medios necesarios, en los que señalará las restricciones operativas respectivas, así como los efectos en la entrega del Gas Natural objeto del Contrato.

#### 10. Calidad del Gas Natural

**10.1.** El Permisionario Obligado deberá entregar al Usuario Final de Bajo Consumo Gas Natural que cumpla con la Norma Oficial de Gas Natural.

**10.2.** En caso de que los Usuarios Finales de Bajo Consumo decidan aceptar el gas fuera de especificación, se entiende que aceptan apegarse al esquema de ajustes o bonificaciones por calidad que se haya pactado entre el Permisionario Obligado y el prestador de Servicios de Suministro respectivo, en su caso. En todo caso, esta situación se sujetará a las disposiciones establecidas en la Resolución RES/351/2010 o la disposición que la sustituya o modifique.

#### 11. Facturación

**11.1.** Las facturas que emita el Permisionario Obligado deberán describir de manera clara el valor unitario de los conceptos incluidos, tales como el precio de adquisición del Gas Natural, que podrá ser el precio de venta de primera mano, el costo de Transporte, Almacenamiento, Distribución, impuestos, margen de Comercialización y cualquier otro concepto aplicable de conformidad con el artículo 7 de la Ley Federal de Protección al Consumidor.

**11.2.** El Permisionario Obligado deberá presentar, para aprobación de esta Comisión, el modelo de factura que cumpla con las disposiciones fiscales aplicables, además de incluir por lo menos la siguiente información:

- I. Datos generales del Permisionario Obligado;
- II. Datos de identificación del Usuario Final de Bajo Consumo;
- III. Periodo de consumo;
- IV. Fecha límite de pago;
- V. Identificación del medidor;
- VI. Consumo registrado en el medidor correspondiente al periodo de facturación;
- VII. Precio del Gas Natural;
- VIII. Desglose de los cargos o contraprestaciones inherentes a los Servicios de Suministro;
- IX. Desglose de los costos de los Servicios de Valor Agregado;
- X. Impuesto al valor agregado;
- XI. Monto total a pagar en moneda nacional;
- XII. Lugar y fecha de expedición;
- XIII. Teléfonos y dirección del(os) centro(s) de atención a Usuarios, y
- XIV. Teléfono del centro de atención de urgencias.

#### 12. Caso Fortuito o Fuerza Mayor

**12.1.** El Permisionario Obligado no incurrirá en responsabilidad por el incumplimiento en la entrega del Gas Natural objeto del Contrato, o de cualquier otra obligación que se derive de la relación contractual, cuando el incumplimiento se deba a caso fortuito o fuerza mayor, de acuerdo con lo previsto en el artículo 2111 o cualquier otro que llegara a ser aplicable del Código Civil Federal.

Las partes podrán invocar como excluyentes de responsabilidad el caso fortuito o fuerza mayor que afecte a los Permisarios involucrados en la entrega y recepción del gas, siempre y cuando dichos eventos afecten el cumplimiento de sus obligaciones.

Caso fortuito o fuerza mayor significa cualquier acto o evento que imposibilite al Permisionario Obligado cumplir con cualquiera de sus obligaciones establecidas en el Contrato o en los términos y condiciones para la prestación del servicio, en su caso, siempre y cuando: (a) esté más allá del control de la parte afectada; (b) no sea resultado de la culpa o negligencia de la parte afectada, y (c) no pudo haber sido prevenido o evitado por la parte afectada, mediante el ejercicio de la debida diligencia.

Sujeto al cumplimiento de las condiciones estipuladas anteriormente, caso fortuito o fuerza mayor incluirá de manera enunciativa pero no limitativa los siguientes actos o eventos: (i) fenómenos de la naturaleza tales como tormentas, inundaciones, relámpagos, heladas, tsunamis y terremotos; (ii) actos de terrorismo, sabotajes y disturbios civiles; (iii) guerras (sean declaradas o no), insurrecciones y embargos comerciales entre países; (iv) desastres de transportación y de producción, ya sean marítimos, ferroviarios, terrestres o aéreos; (v) huelgas u otras disputas laborales en los Estados Unidos Mexicanos que no sean motivadas por el incumplimiento de algún Contrato y/o relación laboral por parte de la parte afectada; (vi) incendios; (vii) actos de una autoridad gubernamental que no hayan sido inducidos voluntariamente por la parte afectada o cualquiera de sus filiales (en el entendido que ninguna de las partes será considerado como filial de la otra parte), y que no sean resultado del incumplimiento de las obligaciones de la parte afectada; (viii) cambio en el marco regulatorio, y (ix) la imposibilidad de la parte afectada, a pesar de sus esfuerzos comerciales razonables, de obtener a tiempo los permisos necesarios para permitirle a tal parte cumplir con sus obligaciones de conformidad con las presentes DACG, siempre y cuando acredite que éstos fueron solicitados en tiempo y forma.

Caso fortuito o fuerza mayor no incluirá ninguno de los siguientes eventos: (i) dificultades técnicas y económicas; (ii) cambios en las condiciones de mercado; (iii) fallas de cualquiera de los subcontratistas, excepto cuando dicha falla sea causada por un acto que cumpla con los requerimientos de caso fortuito o fuerza mayor según se dispone anteriormente. Las obligaciones contractuales cuyo cumplimiento sea impedido por el caso fortuito o fuerza mayor, no serán exigibles. La presencia del caso fortuito o fuerza mayor exonera de la responsabilidad de pagar daños y perjuicios por la demora en el cumplimiento de las obligaciones cuya exigibilidad hubiera quedado suspendida.

El Permisionario Obligado al que el caso fortuito o fuerza mayor le impida cumplir sus obligaciones deberá actuar con la mayor diligencia para mitigar, remediar o superar sus efectos. Sin embargo, en los casos de huelgas, paros u otros conflictos laborales que lleguen a considerarse como caso fortuito o fuerza mayor, no podrá juzgarse que la parte que los sufre ha faltado a su deber de mitigar, remediar o superar sus efectos por el solo hecho de que no se haya solucionado el conflicto laboral.

### 13. Aviso de Caso Fortuito o Fuerza Mayor

**13.1.** El Permisionario Obligado que alegue un caso fortuito o fuerza mayor deberá dar aviso tan pronto como sea posible a Usuarios Finales de Bajo Consumo y a la Comisión, de que ha ocurrido el evento respectivo, la duración aproximada del mismo y el efecto esperado en términos del Contrato.

### 14. Procedimiento para la Atención de Quejas

**14.1.** El Permisionario Obligado contará con un servicio gratuito y permanente de recepción de reclamaciones y quejas.

**14.2.** El Usuario Final de Bajo Consumo podrá presentar reclamaciones y quejas sobre los servicios que preste el Permisionario Obligado, a través de un número telefónico o la dirección de correo electrónico que el Permisionario Obligado señale en el Contrato, dentro de los sesenta (60) días siguientes a la fecha de conocimiento por el reclamante de los sucesos que dan origen a la reclamación o queja.

**14.3.** El Permisionario Obligado, a través de sus representantes designados para estos efectos, deberá dar respuesta dentro de un plazo de diez (10) días hábiles. Cuando la queja o reclamación no sea atendida dentro de dicho término o el Usuario Final de Bajo Consumo no quede conforme con la atención recibida a la reclamación o queja interpuesta, podrá sujetarse a lo establecido en la Cláusula de Solución de Controversias de estas DACG.

Adicionalmente, el Permisionario Obligado deberá establecer un protocolo de atención a quejas y aclaraciones, el cual deberá reflejar trimestralmente las acciones ejecutadas para la mejora continua en la atención a los Usuarios Finales de Bajo Consumo. Deberán considerarse las medidas tomadas para reducir los tiempos de atención a las mismas cuando éstas no fueren resueltas dentro de los diez (10) días establecidos en las presentes disposiciones.

### 15. Control de Quejas

**15.1.** A efecto de tener un control eficaz sobre las quejas presentadas por los Usuarios Finales de Bajo Consumo, el Permisionario Obligado llevará un registro cronológico donde señalará al menos lo siguiente:

- I. Número asignado a la queja;
- II. Fecha de recepción de la queja;
- III. Referencia del Contrato;
- IV. Motivo de la queja;
- V. Estatus de la queja, y
- VI. Fecha de término de atención de la queja.

El Permisionario Obligado deberá presentar a esta Comisión estadísticas trimestrales sobre el registro cronológico establecido en esta Cláusula, en la que se indique lo siguiente:

- I. Número de quejas semanales presentadas, desglosado por tipo de queja;
- II. Estadística semanal de las quejas atendidas;
- III. Estadística de tiempo promedio en atención;
- IV. Número de quejas que no fueron atendidas dentro del plazo de 10 días;
- V. El número total de llamadas al servicio de quejas, aun cuando no hayan resultado en el registro de una queja, y
- VI. Cualquier otra información que se le requiera debidamente fundada y motivada.

### 16. Atención de reportes de emergencia y fugas

**16.1.** El Permisionario Obligado es responsable por las actividades que deriven de la gestión de Servicios de Suministro en favor del Usuario Final de Bajo Consumo, y para tal efecto, tendrá la obligación de contar con mecanismos de coordinación con los Permisionarios respectivos que aseguren la atención de los reportes de emergencia y fugas.

El Permisionario Obligado pondrá a disposición de los Usuarios Finales de Bajo Consumo un número telefónico de atención de emergencias gratuito y disponible las 24 horas del día los 365 días del año.

**16.2.** En caso de que el Usuario Final de Bajo Consumo detecte cualquier emergencia o fuga en el Sistema hasta la conexión con las Instalaciones de Aprovechamiento del Usuario Final de Bajo Consumo, lo hará del conocimiento del Permisionario Obligado, de manera inmediata. El Permisionario Obligado deberá gestionar ante el Permisionario involucrado en los Servicios de Suministro, el control y la reparación de la falla que haya dado lugar a la emergencia reportada, siempre y cuando dicha falla se presente antes de las Instalaciones de Aprovechamiento.

El Permisionario Obligado podrá poner a disposición de los Usuarios Finales de Bajo Consumo un servicio de supresión de fugas para atender situaciones de emergencia en las Instalaciones de Aprovechamiento del Usuario Final de Bajo Consumo. Este servicio formará parte de los Servicios de Valor Agregado que preste el Permisionario Obligado y será facturado de manera independiente a los Servicios de Suministro.

Lo anterior sin perjuicio de las obligaciones de los Distribuidores respecto de la atención de emergencias en términos de las disposiciones administrativas de carácter general aplicables.

**16.3.** En caso de que la emergencia reportada se detecte en la Instalación de Aprovechamiento del Usuario Final de Bajo Consumo, el Permisionario Obligado deberá solicitar al Permisionario respectivo la interrupción del servicio cuando ello se requiera por motivos de seguridad. El servicio se restablecerá una vez que la emergencia haya sido controlada ya sea por el Permisionario respectivo o por el personal que el Usuario Final de Bajo Consumo haya contratado.

### 17. Solución de Controversias

**17.1.** Las controversias que se susciten entre los Usuarios Finales de Bajo Consumo y el Permisionario Obligado en relación con el contrato de Suministro se resolverán conforme a los procedimientos previstos en la Ley Federal de Protección al Consumidor.

**17.2.** Una vez interpuesta una queja ante la Procuraduría Federal del Consumidor el Permisionario Obligado no podrá interrumpir o suspender unilateralmente el servicio hasta en tanto concluya dicho procedimiento, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 113 de la Ley Federal de Protección al Consumidor.

### 18. Seguros

El Permisionario Obligado contratará y mantendrá vigentes los seguros a que esté obligado, en su caso, conforme a las disposiciones jurídicas aplicables, por los montos y en los términos que correspondan conforme a dichas disposiciones.

#### 19. Confidencialidad

**19.1.** Las presentes DACG se regirán bajo el principio de máxima publicidad y estarán publicadas en el portal de esta Comisión y la página electrónica del Permisionario Obligado. La información intercambiada entre el Permisionario Obligado y el Usuario Final de Bajo Consumo que se vincule o relacione con la prestación del servicio de Comercialización, deberá ser tratada como información confidencial y no podrá ser revelada sin el consentimiento expreso de la parte que la hubiese proporcionado, quedando amparada bajo la Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares.

El Permisionario Obligado tomará todas las acciones necesarias o apropiadas para asegurar que sus trabajadores, agentes, asesores, representantes y abogados cumplan con la misma obligación de confidencialidad prevista en estas disposiciones.

#### 20. Cesiones

**20.1.** El Permisionario Obligado podrá ceder los derechos y obligaciones que se deriven del Contrato, previo aviso a esta Comisión con diez (10) días de anticipación.

**20.2.** Los Usuarios Finales de Bajo Consumo podrán ceder los derechos y obligaciones que se deriven del Contrato, previo aviso al Permisionario Obligado respectivo.

#### 21. Grabaciones

**21.1.** Las conversaciones telefónicas sostenidas entre los representantes del Permisionario Obligado y el Usuario Final de Bajo Consumo, referentes al Contrato, podrán ser grabadas por cualquiera de las partes, debiendo solicitarse la autorización de la contraparte. No obstante, si a través de este medio se recabase información confidencial en términos de la Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares, esta no podrá ser revelada sin el consentimiento expreso de la parte que la hubiese proporcionado, quedando amparada bajo dicha Ley.

#### 22. No estipulación a favor de terceros

**22.1.** Ninguna disposición del Contrato será acordada ni deberá ser interpretada de tal manera que confiera a persona o entidad alguna distinta de las partes derecho u obligación que se refiera a una estipulación a favor o a cargo de terceros.

#### 23. Entrega de Reportes

**23.1.** El Permisionario Obligado deberá cumplir con la presentación de los reportes de información para fines estadísticos, regulatorios y de supervisión derivados de sus actividades de Comercialización, de conformidad con los formatos que para tales efectos emita esta Comisión.

La Comisión publicará la información relevante que permita a los Usuarios Finales de Bajo Consumo tomar decisiones informadas respecto de sus elecciones de consumo. Dicha publicación se realizará atendiendo a las disposiciones legales en materia de transparencia y protección de datos personales.

#### 24. Sanciones

**24.1.** Cualquier incumplimiento por parte del Permisionario Obligado a las obligaciones establecidas en las presentes DACG, será sancionado por esta Comisión en términos de lo dispuesto por el artículo 86, fracciones II, III y IV, de la LH, y demás disposiciones aplicables.

#### 25. Continuidad del Servicio

**25.1.** En caso de inviabilidad económica, el Permisionario Obligado deberá tomar las prevenciones necesarias para asegurar la continuidad del servicio a Usuarios Finales de Bajo Consumo.

### DISPOSICIONES TRANSITORIAS

**Primera.** Los Distribuidores que a la fecha de la entrada en vigor de las presentes disposiciones administrativas de carácter general ofrezcan el servicio de Distribución con Comercialización a cualquier tipo de Usuario, podrán continuar prestando dicho servicio en los términos pactados. Para los efectos anteriores, los contratos de prestación de servicio que a la fecha se tengan registrados ante la Procuraduría Federal del Consumidor podrán prevalecer en sus términos, en tanto éstos se modifican para dar cumplimiento a las presentes disposiciones, así como a las que resulten aplicables al servicio de Distribución, en su caso.

Lo señalado en la presente disposición transitoria es sin perjuicio de que los Usuarios puedan ejercer, en plena libertad, la decisión de cambiar de suministrador, en cuyo caso los Distribuidores deberán otorgar acceso abierto a la prestación del servicio de Distribución simple.

**Segunda.** Los Distribuidores podrán continuar prestando Servicios de Suministro a Usuarios que no sean los Usuarios Finales de Bajo Consumo, por un periodo máximo de un año, contado a partir de la entrada en vigor de estas Disposiciones Administrativas.

**RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a la comercialización de gas natural, con condiciones de regulación asimétrica a Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, sus filiales y divisiones y cualquier otra persona controlada por dichas personas.**

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

**RESOLUCIÓN Núm. RES/997/2015**

RESOLUCIÓN POR LA QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL APLICABLES A LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL, CON CONDICIONES DE REGULACIÓN ASIMÉTRICA A PETRÓLEOS MEXICANOS, SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS, SUS FILIALES Y DIVISIONES Y CUALQUIER OTRA PERSONA CONTROLADA POR DICHAS PERSONAS.

**RESULTANDO**

**PRIMERO.** Que, con fecha 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía (el Decreto de Reforma Energética), y con motivo de dicha expedición, el Congreso de la Unión expidió la Ley de Hidrocarburos (LH) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), ambas publicadas el 11 de agosto de 2014 en el mismo medio de difusión oficial.

**SEGUNDO.** Que, con fecha 31 de octubre de 2014, se publicó en el DOF el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento), mismo que entró en vigor al día siguiente de su publicación y abrogó el Reglamento de Gas Natural publicado previamente en el DOF el 8 de noviembre de 1995.

**CONSIDERANDO**

**PRIMERO.** Que, de conformidad con el artículo 48, fracción II, de la LH, para realizar la actividad de comercialización de hidrocarburos, como es el caso del gas natural, se requiere de un permiso expedido por esta Comisión Reguladora de Energía (esta Comisión).

**SEGUNDO.** Que, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 49 de la LH, los términos y condiciones de los permisos de comercialización deben contener únicamente las siguientes obligaciones:

- I. Realizar la contratación, por sí mismos o a través de terceros, de los servicios de Transporte, Almacenamiento, Distribución y Expendio al Público que, en su caso, requiera para la realización de sus actividades únicamente con Permisarios;
- II. Cumplir con las disposiciones de seguridad de suministro que, en su caso, establezca la Secretaría de Energía;
- III. Entregar la información que esta Comisión requiera para fines de supervisión y estadísticos del sector energético, y
- IV. Sujetarse a los lineamientos aplicables a los Permisarios de las actividades reguladas, respecto de sus relaciones con personas que formen parte de su mismo grupo empresarial o consorcio.

**TERCERO.** Que, de conformidad con los artículos 81, fracción I, inciso e) y 82 de la LH y 5, fracción V, del Reglamento, corresponde a esta Comisión regular y supervisar la actividad de comercialización de gas natural, así como expedir disposiciones de aplicación general para la regulación de dicha actividad, incluyendo los términos y condiciones a los que deberán sujetarse la prestación de los servicios; al igual que la determinación de las contraprestaciones, precios y tarifas aplicables, entre otros.

**CUARTO.** Que, de conformidad con el artículo Transitorio Décimo Tercero de la LH, esta Comisión continuará sujetando las ventas de primera mano (VPM), entre otros productos, de gas natural, a principios de regulación asimétrica con objeto de limitar el poder dominante de Petróleos Mexicanos, en tanto se logra una mayor participación de agentes económicos que propicie el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados.

**QUINTO.** Que, asimismo, dicho artículo Transitorio Décimo Tercero establece que la VPM se entiende como la primera enajenación, en territorio nacional, que realice Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios o divisiones, y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una Persona Moral, por cuenta y

orden del Estado, a un tercero o entre ellos; dicha venta deberá realizarse a la salida de las plantas de procesamiento, las refinerías, los puntos de inyección de producto importado, Ductos de Internación o en los puntos de inyección del gas natural proveniente de manera directa de campos de producción.

**SEXTO.** Que adicionalmente, el citado artículo Transitorio Décimo Tercero de la LH señala que Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios o divisiones, así como cualquier otra empresa productiva del Estado, o una Persona Moral, por cuenta y orden del Estado, podrán comercializar gas natural, siempre que desagregue los distintos servicios que preste y el precio de VPM. Asimismo, el artículo prevé que la comercialización que realicen personas controladas por Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios, se sujetará a regulación asimétrica con objeto de limitar el poder dominante de las citadas personas, en tanto se logra una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados.

**SÉPTIMO.** Que por su parte, la LH establece en su artículo 83, la facultad de esta Comisión para que, con la opinión de la Comisión Federal de Competencia Económica, establezca disposiciones a las que deberán sujetarse los permisionarios de comercialización de hidrocarburos con objeto de promover el desarrollo eficiente de mercados competitivos.

**OCTAVO.** Que, de conformidad con el artículo 19 del Reglamento, la comercialización se define como la actividad de ofertar a usuarios o usuarios finales, en conjunto o por separado, lo siguiente:

- I. La compraventa de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos;
- II. La gestión o contratación de los servicios de transporte, almacenamiento o distribución de dichos productos, y
- III. La prestación o intermediación de servicios de valor agregado en beneficio de los usuarios o usuarios finales en las actividades a que se refiere el Reglamento.

**NOVENO.** Que, el artículo referido en el Considerando anterior establece que los permisos de comercialización no conllevan la propiedad de la infraestructura, ni la prestación de los servicios que utiliza y que sean objeto de permisos al amparo del propio Reglamento.

**DÉCIMO.** Que, como resultado del nuevo marco legal derivado del Decreto de Reforma Energética, se origina un cambio en la organización industrial en el sector del gas natural, que implica la necesidad de diseñar instrumentos regulatorios que desarrollen un mercado eficiente y competitivo de comercialización de gas natural, que incluya un mecanismo de transición en el proceso de apertura que incentive y haga factible la entrada de nuevos comercializadores.

**UNDÉCIMO.** Que, de acuerdo con lo señalado en el Considerando inmediato anterior, la presente Resolución establece las disposiciones de regulación asimétrica en materia de comercialización de gas natural para Petróleos Mexicanos, sus empresas subsidiarias, filiales o divisiones (Petróleos Mexicanos), con el propósito de limitar su poder dominante a través de promover una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados.

**DUODÉCIMO.** Que es importante hacer notar que la citada comercialización de Petróleos Mexicanos, en términos del artículo 19 del Reglamento, se refiere a la gestión de la adquisición del gas natural y la contratación de los servicios de transporte, almacenamiento, en su caso, así como de otros servicios de valor agregado, para entregar el producto en el lugar de destino del adquirente. Por ello, la regulación prevista en la presente Resolución de ninguna manera le restringe a dicha Empresa Productiva del Estado la realización de VPM de gas natural conforme a lo previsto en el Artículo Transitorio Décimo Tercero de la LH.

**DECIMOTERCERO.** Que, dadas las condiciones de desarrollo del sector de gas natural en México, Petróleos Mexicanos actualmente concentra una participación elevada en la comercialización de ese energético, fundamentalmente en los mercados que reciben el gas natural del Sistema Nacional de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural (Sistrangás), lo cual le confiere una ventaja significativa frente a potenciales competidores en dicho mercado, que deriva del arreglo legal y constitucional previo a la Reforma Energética. Por ello, resulta necesario crear los mecanismos que promuevan una mayor participación de agentes económicos en la comercialización de gas natural para el desarrollo eficiente y competitivo de ese mercado.

**DECIMOCUARTO.** Que, de acuerdo con una investigación realizada por esta Comisión a nivel internacional, una política de cesión gradual de cartera de contratos de gas (gas release programs) por parte de las empresas dominantes ha sido implementada de manera exitosa por países como Reino Unido, Italia, España, Alemania y Francia, con el objeto de incentivar la competencia y fomentar la entrada de nuevos competidores en el mercado.

País	Objetivo de reducción de cartera	Periodo
Reino Unido	60 %	4 años
España	30 %	3 años
Italia	39 %	4 años
Alemania	70 %	6 años
Bélgica	60 %	5 años

**DECIMOQUINTO.** Que, dada la práctica internacional analizada, esta Comisión considera apropiado que la regulación asimétrica a la que hace referencia el artículo Transitorio Décimo Tercero de la LH consista en instrumentar un programa de cesión gradual de contratos de comercialización por parte de Petróleos Mexicanos (el Programa de Cesión de Contratos) de manera que, en un período de 4 años, la Empresa Productiva del Estado ponga a disposición de terceros comercializadores la cesión de la parte de su cartera de contratos que represente el 70 por ciento del total del volumen de gas natural asociado a sus actividades actuales de comercialización. Para la determinación de dicho porcentaje se excluyen de la cesión los compromisos de entrega de gas natural destinado al autoconsumo de sus empresas subsidiarias, filiales y divisiones para sus actividades de transformación industrial, mismos que podrán continuar siendo suministrados por Petróleos Mexicanos. El Programa de Cesión de Contratos deberá considerar metas intermedias para ceder en cada uno de los primeros dos años al menos 20 por ciento del total del volumen de gas natural comercializado.

**DECIMOSEXTO.** Que la combinación de plazo (4 años) y porcentaje de volumen asociado a la cartera de contratos (70 por ciento) en el Programa de Cesión de Contratos se justifica con el hecho de que, en contraste con los datos reportados de acuerdo con la experiencia internacional a que se refiere el Considerando Decimocuarto anterior, en el caso de México, Petróleos Mexicanos podrá conservar los compromisos de comercialización con sus empresas productivas subsidiarias, filiales, sin considerar asociaciones y divisiones que llevan a cabo actividades de transformación industrial en materia de extracción de petróleo, refinación de petróleo, así como de petroquímica, sectores que, en su caso, quedaron incluidos en los programas de cesión a nivel internacional.

**DECIMOSÉPTIMO.** Que el Programa de Cesión de Contratos se instrumentará sin perjuicio de que los adquirentes de gas natural mantengan y ejerzan el derecho de elegir libremente al comercializador y los servicios de comercialización que mejor convengan a sus intereses. Por lo anterior, los adquirentes podrán conservar su relación contractual con Petróleos Mexicanos aun cuando sus contratos hayan sido elegidos dentro del Programa de Cesión de Contratos, o bien optar por las alternativas de comercialización que surjan como parte del propio programa. Asimismo, los adquirentes podrán libremente, decidir dar por terminados los contratos con Petróleos Mexicanos y contratar el suministro con terceros comercializadores, aun cuando sus contratos no hayan resultado elegidos dentro del programa.

**DECIMOCTAVO.** Que las premisas básicas del Programa de Cesión de Contratos por parte de Petróleos Mexicanos deberán ser las siguientes:

- I. El programa deberá desarrollarse de manera que la cesión de contratos se realice de manera competitiva, bajo principios de máxima transparencia y publicidad, de manera que el citado programa resulte en un beneficio para los adquirentes en términos de mejores precios y condiciones contractuales.
- II. La cesión de contratos deberá darse de manera gradual durante el plazo de instrumentación del programa.

- III. La cartera de contratos a ceder deberá ser homogénea en términos de tipos de clientes, por lo que no deberá haber sobrerrepresentación de tipos de contrato, entendida esta con base en el volumen contractual, la calidad crediticia, la región en la que se ubican los clientes y otros criterios relevantes.
- IV. Los adquirentes de gas natural cuyos contratos se pretendan ceder mantendrán el derecho de libertad contractual, por lo que podrán negarse a la cesión si así conviene a sus intereses, sin perjuicio de que el volumen de dichos contratos sea contabilizado como cumplimiento del programa de cesión de objeto de la presente Resolución.
- V. Los contratos objeto de cesión para los que no existan ofertas satisfactorias por parte de terceros y, por lo tanto, mantenga Petróleos Mexicanos, también se contabilizarán como parte del cumplimiento del programa.
- VI. Cuando un cliente, cuyo contrato haya sido cedido como parte del programa, decida volver a contratar la comercialización con Petróleos Mexicanos, dicho contrato no se contabilizará de nueva cuenta como parte de la cartera disponible para cesión a que se encuentra obligado Petróleos Mexicanos.
- VII. Los contratos de clientes que, de *motu proprio*, decidan contratar con terceros comercializadores, se contabilizarán como parte del cumplimiento de los objetivos del programa objeto de la presente Resolución.
- VIII. Durante la duración del programa, Petróleos Mexicanos podrá celebrar contratos de comercialización pactando libremente las condiciones contractuales, como el precio, las condiciones de entrega, descuentos, aspectos financieros, etc.; no obstante, durante la instrumentación del programa, los contratos deberán prever una cláusula que permita a los adquirentes la terminación anticipada de los mismos sin penalización alguna si media aviso con al menos 30 días de antelación.
- IX. Una vez alcanzado el objetivo de cesión de contratos, incluso si ello se logra antes del plazo a que se refiere el Considerando Duodécimo, Petróleos Mexicanos estará en libertad de competir en el mercado de comercialización en igualdad de circunstancias frente a otros agentes económicos, sin restricción alguna.

**DECIMONOVENO.** Que el Programa de Cesión de Contratos propuesto constituye un elemento compatible y apropiado como medida para alcanzar uno de los objetivos fundamentales del Decreto de Reforma Energética, que es promover el desarrollo de un mercado eficiente y competitivo de gas natural, toda vez que establecerá condiciones equitativas, de manera acelerada, para que Petróleos Mexicanos participe en igualdad de circunstancias junto con otros agentes económicos en la comercialización de gas natural.

**VIGÉSIMO.** Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 83 de la LH, esta Comisión solicitó, a través del oficio SE/3350/2015 de fecha 9 de junio de 2015, la opinión de la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) sobre los contenidos de la presente Resolución y de las medidas de regulación asimétrica a Petróleos Mexicanos, referida en el Artículo Transitorio Décimo Tercero de la misma Ley.

**VIGÉSIMO PRIMERO.** Que, con fecha 30 de noviembre de 2015, la COFECE, como parte del Expediente OPN-010-2015, presentó ante esta Comisión su opinión en atención al oficio a que hace referencia el Considerando inmediato anterior, y considera que este proyecto podría favorecer el acceso de nuevos participantes al mercado de Comercialización de Gas Natural; no obstante identificó algunos elementos que podrían incurrir sobre el proceso de competencia y libre concurrencia, así como en la eficiencia de las actividades relacionadas con la Comercialización de Gas Natural. En ese sentido COFECE emitió una serie de recomendaciones que han sido incorporadas en esta Resolución.

**VIGÉSIMO SEGUNDO.** Que, en términos del Artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, antes de la emisión de los actos administrativos a los que se refiere el Artículo 4 de dicha Ley, se requiere la presentación de una Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR) ante la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer).

**VIGÉSIMO TERCERO.** Que, mediante el oficio COFEME/15/4696 de fecha 29 de diciembre 2015, la Cofemer emitió el Dictamen Final respecto del proyecto de la presente Resolución, de conformidad con el artículo 69-J de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, y señaló que se puede proceder a su publicación en el DOF.

Por lo expuesto, y con fundamento en los artículos 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, 5, 22, fracciones I, II, III, IV, VIII, IX, X, XXVI, inciso a) y XXVII, 27 y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, fracción III, 5, párrafo segundo, 48, fracción II, 49, 81, fracción I, inciso e), 82, 83, 95, 131 y Transitorios Tercero y Décimo Tercero, de la Ley de Hidrocarburos; 4 y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 3, 5, fracción V, 6, 7, 19, 68 y Transitorio Séptimo del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, y 1, 2, 3, 6, fracciones I y III, 10, 16, fracciones I, II y III, 17, fracción I y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión Reguladora de Energía:

### RESUELVE

**PRIMERO.** Petróleos Mexicanos, entendida como la Empresa Productiva del Estado, sus organismos subsidiarios, sus filiales o divisiones y cualquier otra persona controlada por dichas personas que a la fecha de la expedición de la presente Resolución realicen actividades de comercialización de gas natural, deberá instrumentar el Programa de Cesión de Contratos para ceder parte de su cartera de contratos en materia de dicha comercialización de gas natural en un plazo máximo de 4 años, una cesión que equivalga a 70 por ciento del volumen de comercialización que actualmente realiza en el mercado nacional. Como parte de la instrumentación del Programa de Cesión de Contratos, Petróleos Mexicanos podrá excluir los compromisos de entrega del energético que destine como autoconsumo para sus actividades de transformación industrial conforme al Considerando Decimosexto de esta Resolución.

**SEGUNDO.** Para efectos de instrumentar el Programa de Cesión de Contratos a que se refiere el Resolutivo anterior, Petróleos Mexicanos deberá presentar a la Comisión lo siguiente:

- I. En un plazo de 20 días hábiles contados a partir de la publicación en el DOF de la presente Resolución, una relación de los contratos de venta de gas natural vigentes indicando el tipo de contrato, el nombre del cliente, número de identificación, identificación de caseta de medición, vigencia, cantidad máxima contractual, zona de transporte para la entrega del gas y otros contratos pactados con el adquirente relacionados con la venta de gas natural, tales como contratos de cobertura financiera, incluyendo su vigencia.
- II. Dentro de los 90 días naturales siguientes a la publicación en el DOF de la presente Resolución, una propuesta del Programa de Cesión de Contratos para aprobación de la Comisión, con las características referidas en el Resolutivo siguiente.

**TERCERO.** En la propuesta de Programa de Cesión de Contratos a que se refiere la fracción II del Resolutivo Segundo anterior, además de lo establecido en el Considerando Decimoctavo, Petróleos Mexicanos deberá observar los criterios siguientes:

- I. El Programa de Cesión de Contratos se realizará bajo principios de máxima transparencia y publicidad, en uno o varios actos públicos, en los que se garantice la libre participación de todos los interesados en adquirir gas natural y de los terceros comercializadores que busquen asumir los contratos objeto de cesión, se den a conocer las premisas y procedimientos del programa, se presencie la determinación la cartera de contratos a ceder y se conozcan las características relevantes de los mismos, el volumen, la ubicación, el tipo de cliente y el plazo de cesión.
- II. En el conjunto de contratos de comercialización a ser cedidos no deberá haber sobrerrepresentación de ninguna clase de adquirente, de acuerdo a criterios de calidad crediticia, región en la que se presta el servicio de comercialización, tipo de cliente según su actividad (sector eléctrico, industria petrolera, en su caso, otros segmentos industriales, y distribuidores de gas natural) o clase de contrato de acuerdo al volumen de entrega, plazo y tipo.
- III. Los contratos elegibles para la cesión deberán determinarse con base en principios de homogeneidad y no indebida discriminación, empleando criterios de aleatoriedad para su elección. La generación de los números aleatorios que sirvan de base para la elección de los contratos objeto del programa de cesión se realizará en alguno de los actos públicos a que se refiere la fracción I anterior.
- IV. El programa que proponga Petróleos Mexicanos deberá prever que la cesión se realice de manera paulatina, para lo cual, dentro de su propuesta de programa, establecerá el volumen que se someterá al proceso durante cada periodo semestral dentro del plazo de instrumentación del programa.

- V. La cesión de contratos se realizará sobre bases competitivas que garanticen las mejores condiciones a los adquirentes de gas natural en términos de precio y condiciones contractuales, para lo cual Petróleos Mexicanos deberá establecer las condiciones base para sus actividades de comercialización, en términos de costo del servicio y condiciones de entrega, a efecto de que dichas bases sirvan para que los terceros comercializadores disputen la obtención de dichos contratos.
- VI. En todos los casos, el cliente elegirá a su comercializador. Lo anterior considerando siempre la libertad contractual del cliente, pudiendo sin restricción alguna optar por mantener el contrato con Petróleos Mexicanos.
- VII. Petróleos Mexicanos deberá publicar en su sistema de información o en su portal de internet una lista de los contratos que estén por vencerse, con al menos 30 días hábiles de anticipación a la fecha de su vencimiento, incluyendo por lo menos el nombre del adquirente, el volumen correspondiente, servicios objeto del contrato, y el punto de entrega.

**CUARTO.** Esta Comisión Reguladora de Energía, en un plazo de 10 días hábiles a partir de que Petróleos Mexicanos presente su propuesta de Programa de Cesión de Contratos, analizará que el mismo cumpla con los criterios establecidos y, en su caso, aprobará dicho programa. En caso de que el programa no cumpla con los criterios, resolverá sobre las adecuaciones que deberá realizar Petróleos Mexicanos, para lo cual contará con un plazo de 10 días hábiles para presentar nuevamente el programa a la Comisión. Si después del plazo señalado persisten deficiencias en el programa, esta Comisión Reguladora de Energía realizará las adecuaciones pertinentes y expedirá el programa.

**QUINTO.** En tanto se concluye el Programa de Cesión de Contratos a que hace referencia el Resolutivo Primero, los contratos de comercialización que celebre Petróleos Mexicanos no estarán limitados a que la Empresa Productiva del Estado pacte las condiciones que a sus intereses convenga en materia de vigencia, precio, condiciones de entrega, financieras, etc. No obstante, dichos contratos deberán permitir la terminación anticipada, sin penalización alguna para el adquirente, siempre que este notifique su decisión con un plazo de al menos 30 días hábiles previo a la terminación. En caso de que el adquirente notifique la terminación en un plazo menor, Petróleos Mexicanos podrá aplicar una pena convencional de 5% del valor del consumo previsto para el mes siguiente. La terminación anticipada no exime del cumplimiento de las obligaciones contraídas a la fecha de terminación del contrato.

**SEXTO.** Petróleos Mexicanos deberá presentar, para aprobación de esta Comisión Reguladora de Energía, el modelo de Contrato para la comercialización de gas natural que pretenda suscribir.

**SÉPTIMO.** En tanto se alcanza el límite de participación a que hace referencia el Resolutivo Primero, las facturas que emita Petróleos Mexicanos deberán describir de manera clara el valor unitario del precio del gas, los costos de transporte, almacenamiento y distribución, en su caso, los impuestos y cualquier otro concepto de valor agregado aplicable.

**OCTAVO.** Publíquese la presente Resolución en el Diario Oficial de la Federación.

**NOVENO.** Esta resolución entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

**DÉCIMO.** Hágase del conocimiento público que el presente acto administrativo solo podrá impugnarse a través del juicio de amparo indirecto, conforme a lo dispuesto por el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

**UNDÉCIMO.** Inscríbase la presente Resolución bajo el Núm. RES/997/2015 en el registro al que se refiere los artículos 22, fracción XXVI y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

México, Distrito Federal, a 31 de diciembre de 2015.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez, Noé Navarrete González, Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez, Jesús Serrano Landeros, Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbricas.

**RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano.**

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

**RESOLUCIÓN Núm. RES/998/2015**

RESOLUCIÓN POR LA QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS MÁXIMOS DE GAS NATURAL OBJETO DE VENTA DE PRIMERA MANO.

**RESULTANDO**

**PRIMERO.** Que, mediante la Resolución RES/524/2013, esta Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) aprobó y expidió la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano (la Metodología Transitoria), cuya vigencia empezó a partir del 1 de octubre de 2013 y hasta que se emita una nueva metodología.

**SEGUNDO.** Que, derivado del Decreto del 20 de diciembre de 2013, por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía (el Decreto de Reforma Energética), el 11 de agosto de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Ley de Hidrocarburos (LH), misma que en términos de sus Transitorios Primero y Segundo, entró en vigor al día siguiente de su publicación en el DOF, abrogando la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, publicada en el DOF el 29 de noviembre de 1958.

**TERCERO.** Que, de igual manera, el 11 de agosto de 2014, se publicó en el DOF la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), misma que en términos de sus Transitorios Primero y Segundo, entró en vigor al día siguiente de su publicación en el DOF, abrogando la Ley de la Comisión, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 1995.

**CUARTO.** Que, el 31 de octubre de 2014, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo Cuarto Transitorio de la LH, el Titular del Ejecutivo Federal expidió y publicó en el DOF, el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento), mismo que en términos de sus Transitorios Primero y Segundo entró en vigor al día siguiente de su publicación en el DOF, abrogando el Reglamento de Gas Natural, publicado el 8 de noviembre de 1995 en el DOF.

**CONSIDERANDO**

**PRIMERO.** Que, de conformidad con los artículos Tercero Transitorios de la LH y la LORCME, la normatividad y regulación emitida por esta Comisión con anterioridad a la entrada en vigor de dichas Leyes, que no se oponga a las mismas, continuará vigente, sin perjuicio de que pueda ser adecuada, modificada o sustituida, en términos de las disposiciones de esas Leyes y las demás disposiciones aplicables.

**SEGUNDO.** Que, de conformidad con el artículo Décimo Tercero Transitorio de la LH, primer párrafo, esta Comisión continuará sujetando las ventas de primera mano (VPM), entre otros, de gas natural, a principios de regulación asimétrica, con objeto de limitar el poder dominante de Petróleos Mexicanos (Pemex), en tanto se logra una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados, para lo cual tomará en cuenta, en lo que proceda, lo establecido en materia de precios en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

**TERCERO.** Que dicho artículo Décimo Tercero Transitorio establece que la VPM se entiende como la primera enajenación, en territorio nacional, que realice Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios o divisiones, y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una Personal Moral, por cuenta y orden del Estado, y que dicha venta deberá realizarse a la salida de las plantas de procesamiento, las refinerías, los puntos de inyección de producto importado, ductos de internación o en los puntos de inyección de los hidrocarburos provenientes de manera directa de campos de producción.

**CUARTO.** Que la misma disposición transitoria establece, en su párrafo cuarto, que la regulación de las ventas de primera mano que emita esta Comisión incluirá la aprobación y expedición de los términos y condiciones generales, así como la expedición de la metodología para el cálculo de sus precios, en las que se deberá observar la práctica común en mercados desarrollados de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos y los precios deberán reflejar, entre otros, el costo de oportunidad y las condiciones y prácticas de competitividad en el mercado internacional de dichos productos.

**QUINTO.** Que, de conformidad con el artículo 42 de la LORCME esta Comisión tiene por objeto fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

**SEXTO.** Que, como resultado del nuevo marco legal y regulatorio emanado del Decreto de Reforma Energética, la LH, la LORCME y el Reglamento, se genera un cambio en la organización industrial, en el sector del gas natural, que implica la necesidad de diseñar una nueva metodología de precios máximos de VPM que contemple los cambios fundamentales en la estructura, organización y funcionamiento de la industria de los hidrocarburos.

**SÉPTIMO.** Que, en congruencia con lo establecido en el artículo Décimo Tercero Transitorio de la LH, esta Comisión considera necesario expedir una nueva metodología de precios máximos de VPM, que permita:

- I. Mayor participación de agentes económicos en el mercado de gas natural;
- II. 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. Evitar que exista arbitraje de precios entre las diferentes zonas del país, e
- IV. Incentivar la mayor producción nacional posible de gas.

**OCTAVO.** Que, para efecto de lo dispuesto en el Considerando inmediato anterior, esta Comisión realizó un análisis exhaustivo del que se concluyó que para la nueva metodología de precios máximos de VPM resulta conveniente emplear como referencia una estimación de las cotizaciones de precio en el sur de Texas a partir de un “modelo de corrección de error vectorial” con objeto de capturar la relación de largo plazo, así como las condiciones de arbitraje entre tales cotizaciones y las correspondientes a los mercados relevantes de Henry Hub y Houston Ship Channel.

**NOVENO.** Que el citado modelo de corrección de errores al que hace referencia el Considerando anterior es adecuado para los propósitos citados, ya que considera la dinámica del mercado del sur de Texas, integrando en el análisis los ajustes intrarregionales en los precios, debido al arbitraje ocasionado por las condiciones globales y regionales.

**DÉCIMO.** Que, de acuerdo con la Metodología Transitoria, el valor de transporte  $TF_i$  ha permanecido en 0.065 dólares por millón de unidades térmicas británicas (USD/MMBTU) conforme a la Resolución RES/142/2003. Este valor fue resultado de un análisis realizado en 2003 a partir de los costos de transporte en que incurría PGPB en aquel entonces, y se determinó con base en la contratación y utilización eficiente de servicios de transporte en los ductos del sur de Texas, a efecto de que reflejara adecuadamente el costo de oportunidad del gas nacional.

**UNDÉCIMO.** Que, derivado de un análisis realizado por esta Comisión con datos públicos provenientes de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) sobre de las tarifas de los transportistas relevantes en el sur de Texas: Tennessee Gas Pipeline Company LLC (TPG), Texas Eastern Transmission, LP (TETCO)

y El Paso Natural Gas Company (EPNG), cuyos sistemas son susceptibles de ser empleados para transportar gas natural a México, se estimó pertinente la actualización del costo de transporte  $TF_i$  a 0.2505 USD/MMBTU o 0.2374 USD/Gigajoules.

**DUODÉCIMO.** Que la presente metodología es aplicable únicamente a Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, sus filiales o divisiones, sin perjuicio de que la Comisión apruebe y expida una metodología aplicable a otras empresas productivas del Estado o una Persona Moral que por cuenta y orden del Estado realice VPM de gas natural.

**DECIMOTERCERO.** 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).

**DECIMOCUARTO.** Que, mediante el oficio COFEME/15/4683, de fecha 28 de diciembre de 2015, la Cofemer emitió Dictamen Final respecto del proyecto de la presente Resolución, de conformidad con el artículo 69-J de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, y señaló que se puede proceder a su publicación en el DOF.

Por lo expuesto, y con fundamento en los artículos 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, 5, 22, fracciones I, II, III, IV, VIII, IX, X, XXVI, inciso a) y XXVII, 27, 42 y Transitorios Primero, Segundo y Tercero de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 81, fracción VI, 95, 131 y Transitorios Tercero y Décimo Tercero de la Ley de Hidrocarburos; 4 y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 3 y Transitorio Séptimo del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, y 1, 2, 3, 6, fracción I, 10, 16, fracciones I, II y III, 17, fracción I y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión Reguladora de Energía.

#### RESUELVE

**PRIMERO.** Se expide la Metodología para determinar los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, aplicables a Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, sus filiales o divisiones, contenida en el Anexo único de la presente Resolución y que se tiene por reproducido como si a la letra se insertare.

**SEGUNDO.** Queda sin efectos la Resolución RES/524/2013 y su Anexo Único, a que hace referencia el Resultando Primero.

**TERCERO.** Publíquese esta Resolución y su Anexo único en el Diario Oficial de la Federación.

**CUARTO.** La presente Resolución incluido su Anexo único, entrará en vigor a partir del primer día del mes siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación la presente Resolución.

**QUINTO.** Hágase del conocimiento público que el presente acto administrativo sólo podrá impugnarse a través del juicio de amparo indirecto, conforme a lo dispuesto por el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

**SEXTO.** Inscríbese la presente Resolución bajo el Núm. **RES/998/2015** en el registro al que se refiere los artículos 22, fracción XXVI y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

México, Distrito Federal, a 31 de diciembre de 2015.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez, Noé Navarrete González, Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez, Jesús Serrano Landeros, Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbricas.

**ANEXO ÚNICO DE LA RESOLUCIÓN Núm. RES/998//2015**  
**METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS**  
**MÁXIMOS DEL GAS NATURAL OBJETO DE VENTA DE PRIMERA MANO**

**Contenido**

**APARTADO PRIMERO                    DISPOSICIONES GENERALES**

1. Alcance y Objetivos
2. Definiciones

**APARTADO SEGUNDO**

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

3. Formulación General
4. Estimación del valor *STjd* y *STim*
5. Parámetros *θk, ρk, γk* y *δk*
6. Costos de Transporte, *TFi*

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

7. Formulación General
8. Ajuste por Tarifas de Transporte, *TPI*

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

9. Formulación General
10. Casos Especiales

**APARTADO TERCERO AJUSTES A LA METODOLOGÍA**

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

**DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

**APARTADO PRIMERO DISPOSICIONES GENERALES**

**1. Alcance y Objetivos**

1.1 El precio máximo del Gas Natural objeto de venta de primera mano incorpora cotizaciones del gas en el mercado de referencia en Estados Unidos de América, los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y ductos del sur de Texas, y los costos de transporte en México. Esta Comisión utilizará como mercados de referencia internacional las cotizaciones del gas registradas en el Houston Ship Channel (HSC), Henry Hub (HH) y el Sur de Texas (ST), y como ajuste por transporte en México, las tarifas máximas autorizadas al Sistrangás. 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 del Gas Natural, que resulta relevante para la determinación del costo de oportunidad del Gas Natural objeto de venta de primera mano.

1.2 El precio máximo del Gas Natural objeto de venta de primera mano se definirá en términos diarios o mensuales, según la preferencia del Adquirente.

1.3 Las ventas de primera mano se facturarán 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.

1.4 Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, sus filiales o divisiones, deberán poner a disposición del público los precios máximos diarios y mensuales del Gas Natural objeto de venta de primera mano. Al efecto, deberá operar y mantener permanentemente actualizado un sistema de información accesible vía remota, que permita a los Adquirentes conocer los precios que se encuentren vigentes en cada punto de venta.

1.5 El punto de arbitraje se localiza en función del balance de flujos del gas en el Sistrangás y se determinó como la Zona Sur del Sistrangás.

1.6 Cualquier situación no prevista en las disposiciones de la presente metodología, será resuelta por la Comisión a petición de cualquier parte interesada.

## 2. Definiciones

Para los efectos de la metodología contenida en este Anexo, además de las definiciones previstas en la Ley y en el Reglamento, se entenderá en singular o en plural por:

**2.1 Adquirente:** La persona que adquiere o solicita adquirir Gas Natural objeto de venta de primera mano.

**2.2 Cenagás:** Centro Nacional de Control del Gas Natural.

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

**2.4 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.

**2.5 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.

**2.6 Norma 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.

**2.7 Precio máximo de VPM:** El precio máximo del Gas Natural objeto de venta de primera mano.

**2.8 Reglamento:** El Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

**2.9 Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural o Sistrangás:** es el conjunto de sistemas de transporte y de almacenamiento interconectados que se agrupan para efectos tarifarios, en términos de la Ley de Hidrocarburos.

**2.10 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 ( $1 \times 10^9$  Joules).

**2.11 Venta de primera mano o VPM:** La venta de primera mano se entiende como la primera enajenación, en territorio nacional, que realice Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, filiales o divisiones, y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una Persona Moral, por cuenta y orden del Estado, a un tercero o entre ellos. Dicha venta deberá realizarse a la salida de las plantas de procesamiento, los puntos de inyección de producto importado, y Ductos de Internación.

## APARTADO SEGUNDO

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

#### 3. Formulación General

**3.1** 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:

$$\text{Diario: } VPMR_j^d = \bar{S}T_j^d + [\alpha \cdot TF_i] - \beta \cdot [TP_G + TP_{EN}]$$

$$\text{Mensual: } VPMR_i^m = \bar{S}T_i^m + [\alpha \cdot TF_i] - \beta \cdot [TP_G + TP_{EN}]$$

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).

$\bar{S}T_j^d$  es el valor estimado del precio diario del Sur de Texas aplicable al día  $j$ , calculado de conformidad con la Disposición 4.1.

$\bar{S}T_i^m$  es el valor estimado del precio mensual del Sur de Texas aplicable al mes  $i$ , calculado de conformidad con la Disposición 4.1.

$\alpha$  es la variable que define la aplicación de  $TF_j$  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,  $TF_j$  se refiere al costo de transporte correspondiente al mes  $i$  dentro del que se ubica el día  $j$ .

$\beta$  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 para prestar el servicio de transporte en base firme en la Zona Golfo del Sistrangás, 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 1.3, y

$TP_{EN}$  es la tarifa máxima nacional autorizada para prestar el servicio de transporte en base firme en el Sistrangás, convertida, en su caso, a dólares, utilizando el tipo de cambio a que se refiere la Disposición 1.3.

#### 4. Estimación del valor $\widehat{ST}_j^d$ y $\widehat{ST}_i^m$

4.1 La estimación de las cotizaciones del gas en el sur de Texas se calcula considerando la relación de largo plazo existente entre las series de tiempo de los mercados *Houston Ship Channel*, *Henry Hub* y el propio Sur de Texas, de acuerdo con lo siguiente:

Diario:

$$\widehat{ST}_j^d = \gamma_1 \varepsilon_{j-1}^d + ST_{j-1}^d + \gamma_2 (ST_{j-1}^d - ST_{j-2}^d) + \gamma_3 (HH_{j-1}^d - HH_{j-2}^d) + \gamma_4 (HSC_{j-1}^d - HSC_{j-2}^d)$$

Mensual:

$$\widehat{ST}_i^m = \delta_1 \varepsilon_{i-1}^m + ST_{i-1}^m + \delta_2 (ST_{i-1}^m - ST_{i-2}^m) + \delta_3 (HH_{i-1}^m - HH_{i-2}^m) + \delta_4 (HSC_{i-1}^m - HSC_{i-2}^m)$$

Donde:

$\gamma_k$  son los coeficientes del *modelo econométrico de corrección de errores* empleado para derivar la relación de largo plazo entre los diversos mercados de referencia, calculados de conformidad con la Disposición 5.2.

$\delta_k$  son los coeficientes del *modelo de corrección de errores*, calculados de conformidad con la Disposición 5.2.

$\varepsilon_{j-1}^d$  es el valor del residual del día  $j-1$ , que se obtiene de la ecuación de cointegración calculada de conformidad con la Disposición 5.4.

$\varepsilon_{i-1}^m$  es el valor del residual del mes  $i-1$ , que se obtiene de la ecuación de cointegración calculada de conformidad con la Disposición 5.4.

$ST_j^d$  es el índice del Sur de Texas del día  $j$  que se obtiene mediante el promedio aritmético de los índices siguientes:

1. El precio cotizado en el sistema *Texas Eastern Transmission Corp.*, renglón *Texas Eastern STX*, encabezado *South Corpus Christi*, aplicable al día  $j$ , publicado en el *Gas Daily, Daily Price Survey*, columna *mid point* (dólares/MMBTU).
2. El precio cotizado en el sistema *Tennessee Gas Pipeline Corp.*, renglón *Tennessee, Zone 0*, encabezado *South Corpus Christi*, aplicable el día  $j$ , publicado en el *Gas Daily, Daily Price Survey*, columna *mid point* (dólares/ MMBTU).

$ST_i^m$  es el índice del Sur de Texas del mes  $i$  que se obtiene mediante el promedio aritmético de los índices siguientes:

1. El índice de *Texas Eastern Transmission Corp.*, renglón *South Texas Zone*, publicado en el *Inside FERC's* del mes  $i$  (dólares/MMBTU).

2. El índice de *Tennessee Gas Pipeline Co.*, renglón *Texas Zone 0*, publicado en el *Inside FERC's* del mes  $i$  (dólares/MMBTU).

$HH_j^d$  es el precio cotizado en Henry Hub, aplicable el día  $j$ , publicado en el *Gas Daily*, renglón *Henry Hub*, encabezado *Louisiana-Onshore South*, columna *mid point* (dólares/MMBTU).

$HH_i^m$  es el índice del *Henry Hub*, encabezado *South Louisiana*, publicado en el *Inside FERC's* correspondiente al mes  $i$  (dólares/MMBTU).

$HSC_j^d$  es el precio cotizado en *Houston Ship Channel*, aplicable el día  $j$ , publicado en el *Gas Daily*, renglón *Houston Ship Channel*, encabezado *East-Houston-Katy*, columna *Midpoint* (dólares/MMBTU).

$HSC_i^m$  es el índice del *Houston Ship Channel*, encabezado *East Texas*, publicado en el *Inside FERC's* correspondiente al mes  $i$  (dólares/MMBTU).

### 5. Parámetros $\theta_k$ , $\rho_k$ , $\gamma_k$ y $\delta_k$

5.1 Los parámetros se determinan a partir de un procedimiento Engle-Granger, a través de un modelo de mínimos cuadrados ordinarios.

$$\text{Diario: } ST_j^d = \theta_1 HH_j^d + \theta_2 HSC_j^d + \varepsilon_j^d$$

$$\text{Mensual: } ST_i^m = \rho_1 HH_i^m + \rho_2 HSC_i^m + \varepsilon_i^m$$

Donde:

$\theta_k$  son los coeficientes obtenido de la regresión de mínimos cuadrados ordinarios para el modelo diario.

$\rho_k$  son los coeficientes obtenido de la regresión de mínimos cuadrados ordinarios para el modelo mensual.

5.2 De conformidad con la metodología del modelo de corrección de errores se utiliza los valores residuales  $\varepsilon_j^d$  y  $\varepsilon_i^m$  rezagados un periodo, para obtener mediante mínimos cuadrados ordinarios los siguientes modelos:

Diario:

$$ST_j^d - ST_{j-1}^d = \gamma_1 \varepsilon_{j-1}^d + \gamma_2 (ST_{j-1}^d - ST_{j-2}^d) + \gamma_3 (HH_{j-1}^d - HH_{j-2}^d) + \gamma_4 (HSC_{j-1}^d - HSC_{j-2}^d)$$

Mensual:

$$ST_i^m - ST_{i-1}^m = \delta_1 \varepsilon_{i-1}^m + \delta_2 (ST_{i-1}^m - ST_{i-2}^m) + \delta_3 (HH_{i-1}^m - HH_{i-2}^m) + \delta_4 (HSC_{i-1}^m - HSC_{i-2}^m)$$

Estas relaciones se conocen como mecanismo de corrección de errores, el cual genera que las series regresen a su nivel de largo plazo, de las cuales se obtiene los parámetros  $\gamma_k$  y  $\delta_k$ .

5.3 Los coeficientes  $\theta_k$ ,  $\gamma_k$ ,  $\delta_k$  y  $\rho_k$  se actualizarán semestralmente, en los meses de marzo y septiembre, con base en el procedimiento arriba descrito. La Comisión informará mediante Resolución los nuevos valores que, en su caso, tomen los citados coeficientes.

5.4 La estimación de  $\varepsilon_j^d$  y  $\varepsilon_i^m$  que se mencionan en la Disposición 4.1 se realizará conforme las siguientes fórmulas, tomando los valores de los parámetros  $\theta_k$  y  $\rho_k$  de la Disposición 5.1 anterior:

$$\text{Diario: } \varepsilon_j^d = ST_j^d - \theta_1 HH_j^d - \theta_2 HSC_j^d$$

$$\text{Mensual: } \varepsilon_i^m = ST_i^m - \rho_1 HH_i^m - \rho_2 HSC_i^m$$

### 6. Costos de Transporte, $TF_i$

6.1 El costo de transporte,  $TF_i$ , representa la estimación de los costos por la contratación de los servicios de transporte en gasoductos dentro de los Estados Unidos de América para efectuar importaciones o exportaciones de Gas Natural a través de la frontera en Tamaulipas.

**6.2** La aplicación de  $TF_i$  y de la variable  $\alpha$  a que se refiere la Disposición 3.1 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 de Gas Natural conducidos en el Sistrangás a través de esa frontera.

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 vigente de  $TF_i$  en el día  $i$ , dependiendo del balance neto de comercio exterior de Gas Natural en el Sistrangás 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 de  $TF_i$  en el mes  $i$  que resulte de la ponderación mensual del balance neto de comercio exterior de Gas Natural en el Sistrangás a través de la frontera en Reynosa, Tamaulipas registrado cada día del mes  $i$  correspondiente.

**6.3** Las tarifas que se utilizan para el cálculo del  $TF_i$  son las correspondientes a los sistemas Tennessee Gas Pipeline Company, L.L.C., El Paso Natural Gas Company, L.L.C. y Texas Eastern Transmission, LP., publicadas por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

**6.4** El cálculo del  $TF_i$  es el promedio de las tarifas de cada uno de los sistemas mencionados en la Disposición 6.3. Cada tarifa es calculada para cada sistema de la siguiente forma:

$$T_s = (TR_s^d + TU_s) * (1 + F\&L_s)$$

Donde:

$T_s$  es la tarifa de cada uno de los sistemas que menciona la Disposición 6.3, en USD/MMBtu;

$TR_s^d$  es la tarifa máxima de reserva diaria, aprobada a cada sistema  $s$  por la FERC, en USD/MMBtu;

$TU_s$  es la tarifa de uso aprobada por la FERC, incorporando los impuestos correspondientes (annual charges unit charge, ACA y *electric power cost rates*, EPCR), en USD/MMBtu;

$F\&L_s$  es el porcentaje de gas combustible y el porcentaje de pérdidas, autorizada por la FERC.

**6.5** La Comisión actualizará el valor de  $TF_i$  semestralmente, en los meses de marzo y septiembre; sin perjuicio de que, de oficio o a solicitud de parte interesada, pueda actualizar el valor cuando este 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**

#### **7. Formulación General**

**7.1** 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.

**7.2** 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:  $VPMCP_j^d = VPMR_j^d + TP_i$

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

Donde

$VPMCP_j^d$  es el precio máximo de VPM en Ciudad Pemex en el día  $j$  (dólares/unidad);

$VPMR_j^d$  es el precio máximo de VPM en Reynosa en el día  $j$  (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*) aplicable al Sistrangás para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad Pemex vigente en el periodo  $i$  (dólares o pesos/unidad).

## 8. Ajuste por Tarifas de Transporte, $TP_i$

8.1 El valor de  $TP_i$  a que se refiere la Disposición 7.2 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 Sistrangás 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 Sistrangás desde Ciudad Pemex hasta el punto de arbitraje vigente en el periodo  $i$ , (dólares o pesos/unidad).

8.2 Las tarifas de transporte de la frontera al punto de arbitraje y de este a Ciudad Pemex, vigentes en el periodo  $i$  a que se refiere la disposición anterior, se calcularán utilizando las tarifas publicadas por la Comisión 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 Sistrangás 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 Sistrangás 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 Sistrangás 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 Sistrangás desde el punto de arbitraje hasta Ciudad Pemex en el periodo  $i$  (dólares o pesos/unidad).

8.3 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, la Comisión deberá emitir la tarifa correspondiente.

8.4 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 1.3, de manera que la conversión de pesos a dólares y viceversa no genere una distorsión en el precio que facture Petróleos Mexicanos.

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

#### 9. Formulación General

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

- I. Para plantas de procesamiento ubicadas en zonas del Sistrangás entre la zona correspondiente a la planta de procesamiento de Reynosa y hasta 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 Sistrangás para los sectores que integran el trayecto comprendido entre Reynosa y la planta de procesamiento respectiva, menos la tarifa de transporte del sector donde se ubica dicha planta:

$$\text{Diario: } VPMP_{p,j}^d = VPMR_j^d + TP_{p,j}^R - TP_{p,j}^P$$

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

Donde:

$VPMP_{p,j}^d$  es el precio máximo de VPM en la planta de procesamiento  $p$ , en el día  $j$  (dólares/unidad);

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

- $VPMP_{p,i}^m$  es el precio máximo de VPM en la planta de procesamiento  $p$ , 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 para el servicio de transporte aplicables al Sistrangás en las zonas que integran el trayecto desde la frontera en Reynosa hasta la zona de tarifas donde se ubica la planta de procesamiento  $p$  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 procesamiento  $p$  vigente en el periodo  $i$  (dólares/unidad).

- II. Para plantas de procesamiento ubicadas en zonas del Sistrangás entre la zona correspondiente a la planta de procesamiento de Ciudad Pemex y hasta 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 Sistrangás para los sectores que integran el trayecto comprendido entre Ciudad Pemex y la planta de procesamiento respectiva, menos la tarifa de transporte del sector donde se ubica dicha planta:

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

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

Donde:

- $VPMP_{p,j}^d$  es el precio máximo de VPM en la planta de procesamiento  $p$ , en el día  $j$  (dólares/unidad);
- $VPMCP_j^d$  es el precio máximo de VPM en Ciudad Pemex en el día  $j$  (dólares/unidad);
- $VPMP_{p,i}^m$  es el precio máximo de VPM en la planta de procesamiento  $p$ , en el mes  $i$  (dólares/unidad);
- $VPMCP_i^m$  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 para el servicio de transporte aplicables al Sistrangás en las zonas que integran el trayecto desde Ciudad Pemex hasta la zona de tarifas donde se ubica la planta de procesamiento  $p$  vigente en el periodo  $i$  (dólares/unidad), y
- $TP_{p,i}^P$  es la tarifa de transporte autorizada para el servicio de transporte aplicable al Sistrangás en la zona donde se ubica la planta de procesamiento  $p$  vigente en el periodo  $i$  (dólares/unidad).

## 10. Casos Especiales

**10.1** Cuando debido a la instalación de nuevas plantas de procesamiento, incorporación de nuevos puntos de inyección de producto importado y ductos de internación, o por cualquier otra circunstancia, las fórmulas previstas en esta metodología no permitan determinar adecuadamente el precio del Gas Natural proveniente de dichos orígenes, esta Comisión evaluará y, en su caso, expedirá los mecanismos específicos que se requieran para determinar los precios de VPM.

**10.2** En caso que el Gas Natural objeto de venta de primera mano que se entregue a los Adquirentes no cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en la Norma sobre calidad del gas o no sea intercambiable comercialmente con el Gas Natural que se enajena en los mercados de referencia internacionales, aquellos que realicen venta de primera mano se sujetarán a lo siguiente:

- I. Cuando el deterioro en la calidad del Gas Natural se deba a una situación coyuntural y puntual, el precio del Gas Natural objeto de venta de primera mano que se aplique, 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 y 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 Norma 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 METODOLOGÍA

### 11. Disposiciones Generales

**11.1** 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 aquellos que realicen venta de primera mano o de los Adquirentes.

**11.2** Cualquier modificación en la fórmula para el cálculo del precio máximo del Gas Natural objeto de venta de primera mano requerirá la aprobación y expedición de la Comisión.

**11.3** Para la conversión de dólares/MMBtu a dólares/unidad, las cantidades han de multiplicarse por el siguiente factor de conversión:

$$1 \text{ MMBtu} = 1.0551 \text{ GJ.}$$

### 12. Mecanismo de Sustitución del Índice de Referencia

**12.1** Cuando no se encuentren disponible alguna de las cotizaciones de referencia, diarias o mensuales,  $ST, HH$  y  $HSC$ , y que como consecuencia no se puedan obtener las diferencias  $(ST_{j-1} - ST_{j-2}), (HH_{j-1} - HH_{j-2})$  y  $(HSC_{j-1} - HSC_{j-2})$  establecidas en la Disposición 4.1, se utilizará el valor más reciente disponible que corresponda.

### 13. Precios Convencionales

**13.1** 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 las disposiciones jurídicas aplicables, la metodología contenida en este Anexo, y los Términos y Condiciones Generales para las ventas de primera mano aprobados por la Comisión.

**13.2** Cuando Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios o divisiones pacten precios convencionales, deberá informar de este hecho a la Comisión y deberá hacer del conocimiento general, a través de su sistema de información, una versión pública de dichos precios y las condiciones en la que los haya negociado.

**13.3** Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios o divisiones deberán hacer extensivos los precios convencionales pactados a cualquier Adquirente que se ubique en los supuestos equivalentes a los previstos en la negociación de dichos precios convencionales.

## DISPOSICIONES TRANSITORIAS

**Primera.** Hasta que la Comisión determine la entrada en vigor, en su totalidad, de los Términos y Condiciones Generales de Venta de Primera Mano de Gas Natural, se seguirá realizando la VPM con base en las modalidades y estructura de contratación que se han venido utilizando, y la determinación de sus precios se sujetarán a la metodología contenida en el presente Anexo.

**Segunda.** El periodo considerado para realizar las estimaciones diarias de la Disposición 5 es del 22 de febrero del 2000 al 10 de diciembre de 2015. En el caso de las estimaciones mensuales el periodo es de enero de 2000 a diciembre de 2015.

**Tercera.** El costo de Transporte  $TF_i$  de la Disposición 6 fue actualizado con las tarifas de la FERC vigentes a septiembre de 2015.

**Cuarta.** A la entrada en vigor de la metodología contenida en el presente Anexo, el valor de los parámetros a que se refiere la Disposición 5 y 6 serán los siguientes, y estarán vigentes hasta marzo de 2016:

i. Diario:

$$\theta_1 = 0.2711$$

$$\gamma_2 = 0.6727$$

$$\theta_2 = 0.7074$$

$$\gamma_3 = -0.5504$$

$$\gamma_1 = -0.0959$$

$$\gamma_4 = -0.1536$$

ii. Mensual:

$$\rho_1 = 0.5812$$

$$\delta_2 = 1.001$$

$$\rho_2 = 0.3874$$

$$\delta_3 = -1.1006$$

$$\delta_1 = -1.5098$$

$$\delta_4 = -0.0082$$

iii. Costo de Transporte:

$$TF_i = 0.2374$$