

COMISION REGULADORA DE ENERGIA

ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía que deja sin efectos la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, aprobada mediante la resolución RES/998/2015, y elimina el precio máximo de gas natural objeto de venta de primera mano para que se determine bajo condiciones de libre mercado.

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

ACUERDO Núm. A/026/2017

ACUERDO DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA QUE DEJA SIN EFECTOS LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS MÁXIMOS DE GAS NATURAL OBJETO DE VENTA DE PRIMERA MANO, APROBADA MEDIANTE LA RESOLUCIÓN RES/998/2015, Y ELIMINA EL PRECIO MÁXIMO DE GAS NATURAL OBJETO DE VENTA DE PRIMERA MANO PARA QUE SE DETERMINE BAJO CONDICIONES DE LIBRE MERCADO

RESULTANDO

PRIMERO. Que el 20 de marzo de 1996, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Directiva sobre la determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural, DIR-GAS-001-1996.

SEGUNDO. Que el 30 de abril de 2002, se publicó en el DOF la resolución por la que se modifica la Directiva sobre la determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural, DIR-GAS-001-1996, para incluir la referencia del precio máximo de gas objeto de venta de primera mano en Reynosa, Tamaulipas.

TERCERO. Que mediante las resoluciones RES/406/2007 del 30 de octubre de 2007 y RES/550/2013 del 29 de noviembre de 2013, la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) autorizó las zonas de transporte aplicables al Sistema Nacional de Gasoductos.

CUARTO. Que el 20 de diciembre de 2013, se publicó en el 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).

QUINTO. Que el 11 de agosto de 2014, fueron publicadas en el DOF la Ley de Hidrocarburos (LH) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME).

SEXTO. 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).

SÉPTIMO. Que el 13 de enero de 2016, se publicó en el DOF la resolución RES/900/2015 por la que la Comisión expide las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural (DACG de acceso abierto).

OCTAVO. Que el 15 de febrero de 2016, se publicó en el DOF la resolución RES/997/2015 por la que la Comisión 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. Asimismo, el 25 de enero de 2017 se publicó en el DOF la resolución RES/048/2017 por la que se determinan las características del procedimiento para la implementación del Programa de Cesión de Contratos como parte de la regulación asimétrica a que hace referencia la Resolución RES/997/2015.

NOVENO. Que el 15 de febrero de 2016, se publicó en el DOF la resolución RES/998/2015 por la que la Comisión expide la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano.

DÉCIMO. Que el 19 de febrero de 2016, se publicó en el DOF la resolución RES/996/2015, mediante la cual la Comisión aprueba y expide los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural (Términos y Condiciones), con medidas de regulación asimétrica para Petróleos Mexicanos.

UNDÉCIMO. Que el 25 de julio de 2016, la Secretaría de Energía (Sener) anunció la Política pública para la implementación del mercado de gas natural (la Política pública).

DUODÉCIMO. Que mediante la resolución RES/968/2016 del 21 de septiembre de 2016, la Comisión determinó la capacidad de transporte por ducto que las empresas productivas del Estado, sus organismos subsidiarios y las empresas en las que los primeros cuenten con participación directa o indirecta pueden reservar en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (Sistrangas) para sus operaciones de generación eléctrica y transformación industrial de hidrocarburos (Ronda EPE), según sea el caso, de conformidad con lo establecido en el artículo transitorio Décimo Segundo de la LH.

DECIMOTERCERO. Que mediante oficio SE/CGGN/36459/2016 del 21 de septiembre de 2016, la Comisión requirió a Pemex Transformación Industrial (Pemex TRI) para que presentara la capacidad que tiene contratada en cada uno de los ductos de internación que se interconectan al Sistrangas. Dicho requerimiento fue contestado por Pemex TRI mediante escrito DGTRI-DC-1-243-2016, de fecha 10 de octubre de 2016.

DECIMOCUARTO. Que mediante la resolución RES/1037/2016 del 28 de septiembre de 2016, la Comisión aprobó al Centro Nacional de Control del Gas Natural (Cenagas) el procedimiento de temporada abierta para el Sistrangas, el cual fue modificado a través de las resoluciones RES/1381/2016 del 20 de octubre de 2016, RES/1632/2016 del 17 de noviembre de 2016, RES/1958/2016 del 20 de diciembre de 2016 y RES/115/2017 del 2 de febrero de 2017.

DECIMOQUINTO. Que el 26 de octubre de 2016, la Sener anunció el Mecanismo para implementar la gestión y administración de la capacidad disponible en los ductos de internación por parte del Cenagas a través de un tablero electrónico (el mecanismo para ductos de internación).

DECIMOSEXTO. Que mediante la resolución RES/1700/2016 del 24 de noviembre de 2016, la Comisión aclaró diversos criterios sobre la reserva de capacidad en el Sistrangas de la Ronda EPE a que hace referencia la resolución RES/968/2016.

DECIMOSÉPTIMO. Que mediante la resolución RES/101/2017 del 2 de febrero de 2017, la Comisión aprobó a Pemex TRI diversas modificaciones a los Términos y Condiciones referidos en el resultando décimo.

DECIMOCTAVO. Que mediante la resolución RES/102/2017 del 2 de febrero de 2017, la Comisión aprobó a Pemex TRI el modelo de contrato de comercialización de gas natural a que hace referencia el resolutivo sexto de la resolución RES/997/2015. Dicho modelo de contrato fue modificado a solicitud de Pemex TRI mediante la resolución RES/1090/2017 del 1 de junio de 2017.

DECIMONOVENO. Que el 17 de febrero de 2017, el Cenagas condujo la primera subasta anual de capacidad en ductos de internación, de conformidad con lo establecido en el mecanismo para ductos de internación.

VIGÉSIMO. Que mediante la resolución RES/320/2017 del 2 de marzo de 2017, la Comisión aprobó a MGC México, S. A. de C. V. (MGC) el modelo de contrato de comercialización de gas natural a que hace referencia el resolutivo sexto de la resolución RES/997/2015. Dicho modelo de contrato fue modificado a solicitud de MGC mediante la resolución RES/1089/2017 del 1 de junio de 2017.

VIGÉSIMO PRIMERO. Que mediante los oficios DGTRI-SPCE-GCR-809-2016, DGTRI-SPCE-GCR-842-2016, DGTRI-SAE-GCR-026-2017, DGTRI-SAE-GCR-127-2017 y DGTRI-SAE-GCR-284-2017, recibidos en la Comisión el 23 de noviembre y el 14 de diciembre de 2016, el 13 de enero, el 21 de febrero y el 24 de abril de 2017, respectivamente, Pemex TRI informó a la Comisión sus estimaciones sobre costos de la importación de gas natural realizada desde el sur de Texas, a partir de la entrada en vigor de la resolución RES/998/2015.

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que de conformidad con el artículo 42 de la LORCME, la 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.

SEGUNDO. Que en términos del artículo 4, fracción XX de la LH, el petróleo, el gas natural, los condensados, los líquidos del gas natural y los hidratos de metano son considerados Hidrocarburos para efectos de dicha ley.

TERCERO. Que a partir del Decreto de Reforma Energética, y específicamente de la publicación de la LH, la regulación de las ventas de primera mano (VPM) de los Hidrocarburos está sujeta a un régimen temporal, toda vez que el artículo Décimo Tercero Transitorio de la LH establece, en su párrafo primero, que la Comisión continuará sujetando las VPM a principios de regulación asimétrica con objeto de limitar el poder dominante de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios o divisiones, en tanto se logra una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados.

CUARTO. Que por su parte, el párrafo segundo del artículo Décimo Tercero Transitorio de la LH, 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, 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.

QUINTO. Que, de conformidad con el párrafo cuarto del referido artículo Décimo Tercero Transitorio de la LH, la regulación de las VPM incluirá la aprobación y expedición de los términos y condiciones generales, así como la expedición de la metodología para el cálculo de sus precios, instrumentos en los cuales se deberá observar la práctica común en mercados desarrollados de hidrocarburos 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.

SEXTO. Que, entre la regulación asimétrica que en materia de VPM de gas natural que la Comisión ha emitido a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios o divisiones, en cumplimiento del artículo Décimo Tercero Transitorio de la LH, se encuentra:

- I. La expedición de los Términos y Condiciones de VPM (RES/996/2015), en los que, para la realización de las VPM, la Comisión incorporó diversos elementos de regulación asimétrica, tales como:
 - a. Prohibición de suscribir contratos de VPM con una vigencia superior a un año.
 - b. Obligación de publicar en su Sistema de Información la relación de los contratos que tenga celebrados, así como todas las transacciones que lleve a cabo con sus partes relacionadas, en particular la información correspondiente a los precios, cantidades y términos de la compra-venta.
 - c. Obligación de utilizar únicamente los formatos aprobados por la Comisión para la solicitud del Acuerdo Base y el Contrato de VPM.
 - d. Obligación de ordenar en el último lugar los pedidos de los adquirentes relacionados con Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios o divisiones para la asignación de la molécula disponible.
 - e. Inaplicabilidad de la cláusula de renovación automática de los Acuerdos Base.
 - f. Prohibición de aplicar penas convencionales cuando el adquirente le notifique la terminación anticipada del Contrato de VPM con al menos 30 días de anticipación.
- II. La expedición de la Metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de VPM (RES/998/2015).
- III. La modificación de los Términos y Condiciones de VPM (RES/101/2017). Esta determinación fue adoptada exclusivamente para Pemex TRI, en el entendido que a Petróleos Mexicanos y al resto de sus organismos subsidiarios o divisiones que lleven a cabo VPM de gas natural, les es aplicable la RES/996/2015. Las modificaciones aprobadas a Pemex TRI tuvieron por objeto hacer más flexible la contratación de las VPM y las condiciones financieras asociadas. Sin embargo, se preservan las condiciones de regulación asimétrica previamente aprobadas, considerando únicamente los siguientes cambios:
 - a. Pemex TRI podrá firmar contratos de VPM con vigencia mayor a un año cuando, para la asignación del gas natural, se haya llevado a cabo un proceso competitivo de subasta para comprometer incrementos en la producción de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.
 - b. Se modifica el mecanismo de asignación de gas natural, y se establece que dicha asignación se realizará considerando la oferta de gas natural disponible al momento de la recepción de pedidos de VPM por punto de entrega, descontando el gas natural utilizado en las actividades de transformación industrial de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, entendidas como las actividades de bombeo neumático, compresión y bombeo por parte de Pemex Exploración y Producción y Pemex Logística, la refinación de petróleo crudo en las refinerías de Pemex TRI y la operación de centros procesadores de gas, así como los compromisos firmados al amparo de las resoluciones RES/100/2001 y RES/110/2002. Cuando la disponibilidad de gas

natural sea inferior a la demanda, se asignará prorrateando de forma proporcional entre los adquirentes no relacionados con Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios o divisiones. Las actividades de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios o divisiones diferentes a las de transformación industrial tendrán la última prioridad en la asignación de gas natural.

- c. Se sustituye la forma de contratación mediante un Acuerdo Base por un Contrato de VPM, para simplificar el procedimiento al que deben someterse los adquirentes.
- d. Se establece en qué casos puede aplicar la terminación anticipada sin penalización, eliminando la notificación con 30 días de anticipación como condición suficiente.

SÉPTIMO. Que, en materia de comercialización de gas natural, el párrafo tercero del artículo Décimo Tercero Transitorio de la LH establece que la Comisión también podrá sujetar a regulación asimétrica las actividades de comercialización que realicen las personas controladas por Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios, con objeto de limitar su poder dominante en tanto se logra una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados.

OCTAVO. Que, derivado de lo anterior, la Comisión ha emitido la siguiente regulación asimétrica en materia de comercialización de gas natural:

- I. La instrumentación del Programa de Cesión de Contratos (RES/997/2015) conforme al cual, Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, sus filiales o divisiones y cualquier otra persona controlada por dichas personas que a la fecha de la expedición de la citada Resolución realicen actividades de comercialización de gas natural, quedaron obligados a ceder parte de su cartera de contratos de comercialización de gas natural en un plazo máximo de 4 años. Dicha cesión deberá ser equivalente al 70 por ciento del volumen de comercialización que actualmente realizan en el mercado nacional.
- II. La determinación de las características del procedimiento para la implementación del Programa de Cesión de Contratos (RES/048/2017).
- III. La aprobación del modelo de contrato de comercialización para Pemex TRI (RES/102/2017) y su modificación (RES/1090/2017). El modelo de contrato aprobado busca evitar la implementación de prácticas comerciales que puedan resultar poco competitivas por parte de Pemex TRI.
- IV. La aprobación del modelo de contrato de comercialización para MGC (RES/102/2017) y su modificación (RES/1089/2017). El modelo de contrato aprobado busca evitar la implementación de prácticas comerciales que puedan resultar poco competitivas por parte de MGC.

NOVENO. Que el artículo 70 de la LH establece que los permisionarios de transporte y distribución por ducto, así como de almacenamiento de hidrocarburos, tienen la obligación de dar acceso abierto no indebidamente discriminatorio a sus instalaciones y servicios, sujeto a disponibilidad de capacidad en sus sistemas. Además, dicho artículo faculta a la Comisión para expedir las disposiciones de carácter general a las que deberá sujetarse la prestación de los servicios bajo el principio de acceso abierto.

DÉCIMO. Que en la Sección Tercera. Del acceso abierto, del Capítulo X del Reglamento, se precisan y detallan los alcances de la obligación de acceso abierto en los sistemas de transporte por ducto y almacenamiento. En particular, los artículos 74 y 75 de dicho ordenamiento prevén, entre otras cosas, la obligación de celebrar temporadas abiertas para la asignación de capacidad disponible, de permitir la interconexión de usuarios y otros permisionarios a sus sistemas, así como de ampliar o extender los mismos, siempre que los proyectos sean técnica y económicamente viables.

UNDÉCIMO. Que las DACG de acceso abierto expedidas mediante la resolución RES/900/2015 desarrollan los conceptos, criterios y lineamientos a los que, conforme a la LH y el Reglamento, deberá sujetarse la prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural, en condiciones de acceso abierto efectivo y no indebidamente discriminatorio para el aprovechamiento de la capacidad de los sistemas respectivos, y con ello promover un desarrollo eficiente de los mercados y de la industria, proteger los intereses de los usuarios y propiciar una adecuada cobertura nacional de tales servicios.

DUODÉCIMO. Que el artículo 71 de la LH prevé la desintegración vertical de las actividades de transporte por ducto, almacenamiento y comercialización, al establecer que los permisionarios de transporte por ductos y almacenamiento que se encuentren sujetos a la obligación de acceso abierto no podrán enajenar o comercializar hidrocarburos que hayan sido transportados o almacenados en sus sistemas permisionados,

salvo cuando ello sea necesario para resolver una situación de emergencia operativa, caso fortuito o fuerza mayor, y que éstos sólo podrán transportar productos de su propiedad siempre y cuando sea necesario para la operación de sus sistemas.

DECIMOTERCERO. Que las obligaciones de acceso abierto previstas en la LH, en el Reglamento y en las DACG de acceso abierto, así como la desintegración vertical de las actividades de transporte, almacenamiento y comercialización constituyen un marco regulatorio sólido que facilita la participación de diversos actores, incentiva la libre concurrencia y propicia el desarrollo eficiente y competitivo del mercado de gas natural.

DECIMOCUARTO. Que, conforme a lo planteado en la resolución RES/061/2002 en la que se definen dos referencias para el precio de VPM, y en la resolución RES/998/2015 en la que se modifica el punto de arbitraje, la Comisión identifica, a nivel nacional, dos mercados de influencia del precio de VPM, a decir:

- (a) Referencia Reynosa, con influencia en las zonas de transporte Norte, Centro, Golfo y Occidente. Los usuarios en este mercado consumen, en su mayoría, gas natural importado por ducto, pudiendo también satisfacer demanda con gas de producción nacional y gas natural licuado (GNL) inyectado al Sistrangas a través de las terminales de almacenamiento de Manzanillo y Altamira.
- (b) Referencia Ciudad Pemex, con influencia en las zonas de transporte Sur e Istmo. Los usuarios en este mercado consumen mayoritariamente gas natural de producción nacional.

DECIMOQUINTO. Que la Política pública sienta las bases para la conformación de un mercado de gas natural eficiente y competitivo que promueva las inversiones y la entrada de nuevos participantes en este mercado. Dicha Política pública está alineada con el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 para cumplir los objetivos de:

- (a) Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.
- (b) Garantizar reglas claras que incentiven el desarrollo de un mercado interno competitivo.

DECIMOSEXTO. Que la Política pública establece que en el mediano plazo (2017), la Comisión podrá eliminar la fórmula del precio de VPM y autorizar a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios o divisiones la venta de gas natural al precio que se determina en el mercado, con excepción de la zona Sur en tanto se logra una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de la zona. Adicionalmente, establece que en el largo plazo (2018), la Comisión podrá eliminar la fórmula del precio de VPM en todo el país.

DECIMOSÉPTIMO. Que como resultado de la Ronda EPE, del procedimiento de Temporada Abierta que llevó a cabo el Cenagas, y de respetar los contratos preexistentes, se asignó el 97 por ciento de la capacidad del Sistrangas. Del total de la capacidad asignada en el Sistrangas, a Pemex TRI se le asignó el 19 por ciento para sus actividades de comercialización; mientras que el 42.2 por ciento se asignó a usuarios privados, es decir, a otros comercializadores, productores independientes de energía y usuarios finales, lo que implica que agentes económicos distintos a Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios, filiales o divisiones pueden utilizar la capacidad de transporte del Sistrangas para buscar alternativas de suministro de gas natural.

DECIMOCTAVO. Que de la capacidad total de importación por ducto de gas natural vinculada al Sistrangas, 35 por ciento se encuentra reservada por Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios, filiales o divisiones. El 65 por ciento restante está reservado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), por usuarios privados o está disponible para contratación en base firme, de conformidad con los datos presentados por Pemex TRI mediante oficio DGTRI-DC-1-243-2016. Ello implica que agentes económicos distintos a Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios, filiales o divisiones tienen la posibilidad de importar gas natural por ducto desde los Estados Unidos de América.

DECIMONOVENO. Que, en la primera subasta anual de capacidad en ductos de internación, conducida por Cenagas en apego al Mecanismo para ductos de internación, se subastaron 753,722 millones de unidades térmicas británicas por día (MBtu/d), cantidad equivalente a lo seleccionado en la Fase I del Programa de Cesión de Contratos. De la cantidad puesta a disposición, se asignó capacidad por 220,741 MBtu/d a tres empresas que participaron en dicha subasta.

VIGÉSIMO. Que la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos de la Sener informó a la Comisión, mediante oficio 531.DGGNP.065.2017 del 12 de junio de 2017, que se están llevando a cabo las acciones necesarias para conducir una segunda subasta anual de capacidad en ductos de internación, para el periodo de julio de 2017 a junio de 2018. En dicha subasta, que será conducida por el Cenagas en apego al Mecanismo para ductos de internación, se ofrecerá capacidad actualmente reservada por CFE en ductos de internación. Lo anterior implica que en el corto plazo se ampliarán las alternativas disponibles para todos los participantes del mercado para importar gas natural desde los Estados Unidos de América.

VIGÉSIMO PRIMERO. Que de conformidad con la Segunda Revisión Anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistrangas 2015-2019 aprobada por la Sener, y con la finalidad de verificar la vigencia del plan ante la evolución del mercado de gas natural y realizar los ajustes necesarios para garantizar el desarrollo eficiente del Sistrangas, dicha Secretaría consideró pertinente continuar con la evaluación de la viabilidad técnica, económica y contractual de las posibles interconexiones, propuestas por el Cenagas, con otros sistemas de transporte, tales como el:

- Gasoducto Nueva Era (capacidad de 510 millones de pies cúbicos diarios - Mpcd).
- Gasoducto Ojinaga-El Encino (capacidad de 1,356 Mpcd).
- Gasoducto Sur de Texas Tuxpan (capacidad de 2,600 Mpcd).

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que lo dispuesto en el considerando inmediato anterior constituye una alternativa para incrementar las fuentes de suministro del Sistrangas, que contribuye a la continuidad operativa del sistema, sin detonar el desarrollo de nueva infraestructura, y así, diversificar la capacidad de suministro de gas de importación hacia el país.

VIGÉSIMO TERCERO. Que las dos terminales de regasificación de GNL interconectadas al Sistrangas, una en Manzanillo, Colima, y la otra en Altamira, Tamaulipas, que cuentan con una capacidad máxima diaria de hasta 540,000 y 650,000 Gigajoules/Día (GJ/Día), respectivamente, lo que equivale a una capacidad total de 1,190,000 GJ/Día que puede ser utilizada para complementar la oferta de gas natural en tanto se concluyen los proyectos de infraestructura de gas natural de importación y los proyectos de producción nacional derivados de las rondas licitadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

VIGÉSIMO CUARTO. Que considerando la capacidad que se asignó en el Sistrangas a los agentes económicos distintos de Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios, así como la posibilidad que tienen dichos agentes de importar gas natural tanto a través de los ductos de internación como de las terminales de GNL, y las obligaciones de acceso abierto y de desintegración vertical que impone la LH a los transportistas y almacenistas, la Comisión advierte que existen condiciones donde es posible la participación de los aludidos variados agentes económicos en el mercado de influencia correspondiente a la referencia Reynosa. Lo anterior, aunado a la disponibilidad de suministro de gas natural de fuentes alternativas, genera condiciones que pueden propiciar de manera más efectiva el desarrollo eficiente y competitivo del mercado, lo cual difícilmente sucedería de continuar con una regulación al precio máximo de gas natural objeto de VPM.

VIGÉSIMO QUINTO. Que la eliminación del precio máximo de gas natural objeto de VPM en el mercado con referencia Reynosa permitirá, por un lado, a Petróleos Mexicanos y a sus organismos subsidiarios o divisiones reflejar sus costos de importación de gas natural y por el otro, a los comercializadores distintos de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios o divisiones que cuentan con capacidad de importación de gas natural y/o con capacidad reservada en el Sistrangas, ya sea directamente o a través de usuarios finales con quienes tengan firmados contratos de comercialización, ofrecer alternativas de suministro de gas natural a precios competitivos frente a las que ofrece Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, divisiones o filiales, tanto en VPM como en comercialización.

VIGÉSIMO SEXTO. Que, de conformidad con datos de Sener, la producción nacional de gas natural por parte de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios ha caído alrededor del 37 por ciento de enero de 2015 a marzo de 2017.

VIGÉSIMO SÉPTIMO. Que dada la configuración actual del Sistrangas, en donde se envía gas de producción nacional del Sur hacia el Centro, la producción del Sur-Sureste resulta insuficiente para satisfacer la demanda de la zona y cubrir los volúmenes de envío de gas hacia el Centro, generando una condición deficitaria para los usuarios de dicha zona.

VIGÉSIMO OCTAVO. Que la región Sur-Sureste tiene acceso a otros combustibles, que resultan sustitutos del gas natural, tales como: el gas licuado de petróleo, el combustóleo y el diésel, por lo que los consumidores no están limitados a un solo insumo para llevar a cabo sus actividades, sino que pueden utilizar

una canasta de energéticos suministrada por diversos agentes distintos a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios y divisiones. Sin embargo, estos combustibles sustitutos resultan menos eficientes que el gas natural.

VIGÉSIMO NOVENO. Que, debido a las condiciones actuales de déficit de suministro de gas natural en la zona Sur-Sureste del país, los usuarios se ven obligados a utilizar otros combustibles menos eficientes para sus actividades. Específicamente, las centrales eléctricas del Sur-Sureste del país están utilizando diésel en sustitución al gas natural, lo que representa un sobre costo aproximado de \$7.90 dólares de los Estados Unidos de América por MBtu, tomando en cuenta el diferencial promedio en 2016 del precio del diésel con respecto al precio del gas natural.

TRIGÉSIMO. Que la sustitución de gas natural por combustibles más caros ha tenido un impacto en el precio marginal local (PML) del Mercado Eléctrico Mayorista, en donde para 2016 el PML promedio asociado a la península de Yucatán resultó 12 por ciento mayor al PML promedio del resto del país para el mismo periodo.

TRIGÉSIMO PRIMERO. Que, para mitigar los efectos del déficit de gas natural en la zona Sur-Sureste del país, la Comisión identifica que existen las siguientes alternativas potencialmente disponibles en el corto plazo para los usuarios de la zona:

- I. Intercambio comercial (Swap).- Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios o divisiones pueden reducir las inyecciones de gas de producción en el Sur-Sureste hacia el Centro del país, incrementando así la disponibilidad de gas para usuarios del Sur-Sureste y compensando las inyecciones hacia el Centro con mayores inyecciones de GNL proveniente de las terminales de almacenamiento de Altamira y Manzanillo;
- II. Producción de empresas distintas a Petróleos Mexicanos y a sus organismos subsidiarios o divisiones.- Como resultado de las rondas 1.1, 1.2 y 1.3 de licitación de la CNH, existen a la fecha 16 potenciales productores de gas natural distintos a Petróleos Mexicanos y a sus organismos subsidiarios o divisiones, 9 ubicados en la región Sur, cuyos proyectos de producción de gas natural se prevé incrementen la oferta de gas natural nacional en el corto plazo, lo cual resulta en la participación de nuevos agentes en un segmento del mercado de gas natural. Con datos de CNH se estiman reservas de gas por 1,797 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Mbpce) en la zona. De hecho, usuarios de gas natural han expresado que han recibido propuestas para el suministro de gas natural a partir de agosto de 2017 por parte de productores privados ganadores de las rondas de CNH.

TRIGÉSIMO SEGUNDO. Que adicionalmente a lo dispuesto en el considerando anterior, existen al menos las siguientes alternativas potencialmente disponibles en el mediano plazo para los usuarios de la zona Sur-Sureste del país:

- I. Disponibilidad de gas de importación.- Si el mercado así lo justifica, se pueden hacer ajustes técnicos al Sistrangas para que el gas natural importado llegue hasta la región Sur-Sureste. De ser así, podría hablarse de la existencia de un solo mercado a nivel nacional en donde, a través de la disponibilidad de gas natural de importación, los agentes económicos podrán llevar a cabo sus actividades de manera indistinta con respecto a la ubicación en donde éstas se desarrollan;
- II. Disponibilidad de gas natural comprimido.- Se ha identificado el interés de particulares por desarrollar proyectos de gas natural comprimido con la finalidad de diversificar las opciones de suministro de la zona. A la fecha la Comisión ha recibido dos solicitudes de permiso específicas en esta materia: (i) una solicitud de permiso de compresión de gas natural; y (ii) una solicitud de permiso de estación de servicio de gas natural vehicular, los cuales contarán con una capacidad de 2.2 millones de pies cúbicos día e inversiones aproximadamente de 110 millones de pesos; y
- III. Producción nacional adicional como resultado de las Rondas 2.1, 2.2 y 2.3 que la CNH licitará en lo que resta del 2017, las cuales tienen los siguientes recursos:
 - i. La Ronda 2.1 para contratos de producción compartida en aguas Someras considera 1,586 Mbpce de recursos Prospectivos, de los cuales 249 Mbpce corresponden a gas húmedo en el Sur

- ii. La Ronda 2.2 para contratos de licencia Terrestres considera 643 Mbpce de recursos Prospectivos, de los cuales 47 Mbpce corresponden a aceite y gas asociado en el Sur
- iii. La Ronda 2.3 para contratos de licencia Terrestres considera 251 Mbpce de recursos Prospectivos, de los cuales 185 Mbpce corresponden a aceite y gas asociado en el Sur.

TRIGÉSIMO TERCERO. Que, adicional a lo anterior y de conformidad con datos de la CNH, existen proyectos de producción de gas natural técnicamente factibles por parte de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios o divisiones que no son económicamente factibles al precio máximo de VPM actual y que, bajo un escenario de liberalización del precio de VPM, podrían volverse económicamente factibles de no existir proyectos alternativos de menor costo.

TRIGÉSIMO CUARTO. Que los Términos y Condiciones a que hace referencia la resolución RES/101/2017 establecen que Pemex TRI podrá firmar contratos con vigencia mayor a un año cuando para la asignación del gas se haya llevado a cabo un proceso competitivo de subasta para comprometer incrementos en la producción de Petróleos Mexicanos, sus subsidiarias y divisiones. Lo anterior implica que, Pemex TRI podría llevar a cabo subastas para comprometer volúmenes de producción adicional en contratos de largo plazo. Este esquema se ha implementado con éxito en otros países y permite, por una parte, dar al productor certeza sobre la compra del gas en el tiempo, lo cual justifica la realización de inversiones requeridas para incrementar la producción. Por otra parte, estos esquemas otorgan certidumbre a los posibles contratantes sobre el suministro del gas en el largo plazo. Para que un esquema de esta naturaleza pueda implementarse, se requiere que el precio de venta del gas sea el que resulte del proceso competitivo, es decir, el que iguala la oferta y la demanda.

TRIGÉSIMO QUINTO. Que de conformidad con el artículo 48, fracción II de la LH, la Comisión ha otorgado a la fecha 70 permisos de comercialización que contemplan al gas natural como producto a comercializar en territorio nacional, lo que muestra el interés en participar en dicho mercado. Los titulares de dichos permisos representan nuevos agentes económicos distintos a Petróleos Mexicanos, capaces de ofrecer alternativas de suministro de gas natural a los usuarios o usuarios finales y de propiciar el desarrollo eficiente y competitivo del mercado.

TRIGÉSIMO SEXTO. Que, debido a las condiciones mencionadas en los Considerandos anteriores, se observa una mayor participación de agentes económicos en el Sur-Sureste del país. Sin embargo, para garantizar que estos agentes económicos propicien el desarrollo eficiente y competitivo del mercado, se requieren señales de precio de mercado que reflejen, por una parte, la escasez de gas natural en la región, y por otra, los costos reales de incrementar la disponibilidad de gas natural. La metodología para la determinación de precios máximos de gas natural objeto de VPM no ha logrado transmitir estas señales de precio. Modificar la metodología para determinar un precio máximo de VPM en Ciudad Pemex mayor al actual podría no arrojar una solución sostenible en el mediano plazo ya que, al eliminar el precio máximo de gas natural objeto de venta de primera mano en el mercado de Reynosa, se modificarán las condiciones de mercado a nivel nacional y la nueva metodología quedará rezagada de las condiciones reales del mercado.

TRIGÉSIMO SÉPTIMO. Que tomando en cuenta que la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de VPM forma parte de la regulación asimétrica de VPM impuesta a Petróleos Mexicanos y a sus organismos subsidiarios o divisiones en términos del artículo Décimo Tercero Transitorio de la LH, y que la Política pública de la Sener prevé que la liberalización del precio de VPM en el Sur, y en consecuencia en todo el país, se puede dar cuando la Comisión considere que existe una mayor participación de agentes económicos, esta dependencia estima oportuno emitir el presente Acuerdo, con el propósito de dejar sin efectos la aplicación de la referida metodología, y por consiguiente, permitir que el precio de VPM de gas natural a nivel nacional se determine bajo condiciones de mercado.

TRIGÉSIMO OCTAVO. Que la liberalización del precio de VPM, se encuentra motivada por el hecho de que las condiciones descritas y las alternativas de suministro mencionadas en los considerandos que anteceden, constituyen elementos que permiten identificar que, actualmente, existen agentes económicos distintos a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, filiales o divisiones, que pueden participar a lo largo de toda la cadena de valor del gas natural en las diversas regiones del país, siempre que exista una liberalización del precio de VPM y se mantengan en vigor los demás elementos de la regulación asimétrica aplicada a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, filiales o divisiones.

TRIGÉSIMO NOVENO. Que la decisión de permitir que el precio de VPM de gas natural a nivel nacional se determine bajo condiciones de mercado busca favorecer la libre competencia entre los distintos agentes económicos involucrados en el suministro energético de cada región; el desarrollo y optimización de

infraestructura asociada al suministro energético; la minimización de las distorsiones hacia otros mercados y entre los mercados de los combustibles de reemplazo; y la elección por parte de los usuarios del suministro energético más eficiente acorde con sus necesidades.

CUADRAGÉSIMO. Que el resto de la regulación asimétrica de VPM y de comercialización de gas natural impuesta a Petróleos Mexicanos y a sus organismos subsidiarios, divisiones y filiales, al amparo del artículo Décimo Tercero Transitorio de la LH, tal como es el caso de los Términos y Condiciones, seguirá aplicándose y podrá ser ajustada por la Comisión para responder a las condiciones prevalecientes en su momento y con ello garantizar el desarrollo de un mercado cada vez más maduro con mayor competencia.

CUADRAGÉSIMO PRIMERO. Que, en caso de que Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios o divisiones impidan el desarrollo eficiente y competitivo del mercado de gas natural en alguna zona del país, la Comisión podrá, si así lo juzga conveniente, ajustar la regulación asimétrica vigente y emitir una nueva metodología, con base en el artículo Décimo Tercero Transitorio de la LH.

Por lo expuesto, con fundamento en los artículos 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, primer párrafo, 5, 22, fracciones I, II, III, IV, VIII, 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, párrafo segundo, 48, fracción II, 49, 70, 71, 81, fracciones I, inciso e) y VI, 82, primer párrafo, 95, 131 y Décimo Tercero transitorio de la Ley de Hidrocarburos; 2, 4 y 16, fracciones VII y IX de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 3, 5, fracción V, 6, 7, 19, 74, 75 y Séptimo transitorio del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, y 1, 2, 4, 7, fracción I, 12, 13, 16 y 18, fracciones I y II del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, la Comisión Reguladora de Energía

ACUERDA

PRIMERO. Se deja sin efectos la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, aprobada mediante la resolución RES/998/2015.

SEGUNDO. Se elimina el precio máximo del gas natural objeto de ventas de primera mano en todo el país.

TERCERO. Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios y divisiones deberán determinar el precio del gas natural objeto de venta de primera mano bajo condiciones de libre mercado.

CUARTO. Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios y divisiones deberán aplicar el precio del gas natural objeto de venta de primera mano en condiciones no discriminatorias y bajo prácticas competitivas.

QUINTO. La regulación asimétrica de ventas de primera mano de gas natural diversa a la referida en el punto de acuerdo primero del presente Acuerdo, así como de comercialización de gas natural, emitida por la Comisión Reguladora de Energía al amparo del artículo Décimo Tercero Transitorio de la Ley de Hidrocarburos, seguirá aplicándose a Petróleos Mexicanos y a sus organismos subsidiarios, divisiones o empresas filiales, según corresponda. Derivado de lo anterior, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios o divisiones deberán sujetar las ventas de primera mano de gas natural a los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural aprobados mediante la resolución RES/996/2015, y modificados exclusivamente para Pemex Transformación Industrial mediante la resolución RES/101/2017 y sus modificaciones.

SEXTO. Publíquese el presente Acuerdo en el Diario Oficial de la Federación.

SÉPTIMO. El presente Acuerdo entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

OCTAVO. 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, y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de la Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en boulevard Adolfo López Mateos 172, colonia Merced Gómez, código postal 03930, Benito Juárez, Ciudad de México.

NOVENO. Inscríbese el presente Acuerdo bajo el número A/026/2017, 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 4 y 16 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 15 de junio de 2017.- Presidente, **Guillermo Ignacio García Alcocer**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez**, **Luis Guillermo Pineda Bernal**, **Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez**, **Jesús Serrano Landeros**, **Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbricas.