

Pemex Transformación Industrial**Servicios de Transporte de Gas**

Auditoría Financiera y de Cumplimiento: 15-6-90T9M-02-0534

534-DE

Criterios de Selección

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios cuantitativos y cualitativos establecidos en la Normativa para la Fiscalización Superior de la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2015 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF 2011-2017.

Objetivo

Fiscalizar la gestión financiera de las erogaciones relacionadas con el transporte y distribución de gas, a fin de constatar que los servicios cumplieron con las condiciones contractuales, que las cantidades entregadas para su transporte se correspondieron con las recibidas en el lugar de destino; que los pagos fueron por servicios devengados, contaron con la documentación justificativa y comprobatoria, y que se registraron contable y presupuestalmente, conforme a las disposiciones legales y normativas.

Alcance

	EGRESOS
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	5,027,525.3
Muestra Auditada	1,648,443.4
Representatividad de la Muestra	32.8%

En el ejercicio 2015, la entonces PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB), por el periodo enero a octubre, y las empresas productivas subsidiarias (EPS), PEMEX Transformación Industrial (TRI) y PEMEX Logística (LOG), por noviembre y diciembre, realizaron pagos por servicios de "Fletes" por un total de 5,027,525.3 miles de pesos, reportados en la Cuenta Pública.

Al respecto, se seleccionó para su revisión un importe por 1,648,443.4 miles de pesos, de servicios de transporte de gas natural, gas licuado de petróleo y pagos por un acuerdo de inversión para el incremento de la capacidad operativa del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), equivalente al 32.8% del universo, el cual se reportó en la posición presupuestal 212365100 "Pago de transportación por ducto, almacenamiento y trasiego de gas", como se muestra a continuación:

PAGOS DE TRANSPORTACIÓN POR DUCTO, ALMACENAMIENTO Y TRASIEGO DE GAS EN 2015
(Miles de pesos)

Entidad	Periodo	Universo	Muestra	%
PGPB	enero-octubre	3,524,687.3	1,488,819.2	29.6
TRI	noviembre- diciembre	843,391.2	103,810.6	2.1
LOG	noviembre- diciembre	659,446.8	55,813.6	1.1
Total		5,027,525.3	1,648,443.4	32.8

FUENTE: Pagos por organismo y posición financiera 212365100 "Pago de transportación por ducto, almacenamiento y trasiego de gas".

La muestra por 1,648,443.4 miles de pesos, se integró por cinco contratos como se indica en el cuadro siguiente:

INTEGRACIÓN DE LA MUESTRA
(Miles de pesos)

No.	Tipo de Contrato	Título de Permiso	Organismo Subsidiario	Ene-Oct PGPB	Empresa Productiva Subsidiaria	Nov-Dic LOG-TRI	Total
1	Acuerdo de inversión	G/061/TRA/99	PGPB	383,828.2	LOG	42,125.3	425,953.5
2	Servicio de transporte de gas natural	G/045/TRA/98	PGPB	136,223.7	LOG	13,688.3	149,912.0
3	Servicio de transporte de gas natural	G/322/TRA/2013	PGPB	34,402.1	-	-	34,402.1
4	Servicio de transporte de gas natural	G/020/TRA/97	PGPB	153,667.3	TRI	56,810.3	210,477.6
5	Servicio de transporte de gas licuado de petróleo	G/177/LPT/2005	PGPB	780,697.9	TRI	47,000.3	827,698.2
Total				1,488,819.2		159,624.2	1,648,443.4

FUENTE: Pagos por organismo, prestador de servicios y posición financiera 212365100 "Pago de transportación por ducto, almacenamiento y trasiego de gas".

Adicionalmente, por su relación directa con la autorización de los permisos de transporte de gas natural, de gas licuado de petróleo y del acuerdo de inversión, se determinó revisar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los títulos de permiso seleccionados como muestra, en la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Antecedentes

Como resultado de la Reforma Energética, publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 20 de diciembre de 2013, se reformaron y adicionaron diversas disposiciones de la

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; en este contexto, el 11 de agosto del 2014 se publicó la legislación secundaria en materia de energía, que incluyó la Ley de Petróleos Mexicanos, en la cual se estableció que Petróleos Mexicanos (PEMEX) se transformaría de un organismo público descentralizado, a una empresa productiva del Estado con personalidad jurídica y patrimonio propios, y sus organismos subsidiarios en empresas productivas subsidiarias.

Adicionalmente, el 18 de noviembre de 2014, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la propuesta de reorganización corporativa presentada por el Director General de Petróleos Mexicanos, en la que PEMEX Exploración y Producción (PEP) se transformó en la “Empresa Productiva Subsidiaria de Exploración y Producción” y PEMEX Refinación (PR), PGPB y PEMEX Petroquímica (PPQ) en la empresa productiva subsidiaria, denominada PEMEX Transformación Industrial (PEMEX TRI). Además, se crearon otras empresas para realizar las actividades de perforación, logística, cogeneración y servicios, fertilizantes y etileno.

Respecto de las operaciones revisadas, en el objetivo de la entonces PGPB estaba el procesamiento de gas natural y de líquidos del gas natural (etano, propano, butano, isobutano y gasolina natural), así como el almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de dichos hidrocarburos; para ello, formalizó contratos de servicios de transporte de gas con empresas privadas, las cuales deben contar con un Título de Permiso autorizado por la CRE, que es el órgano encargado de regular y promover el desarrollo eficiente de actividades de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción (proceso utilizado para convertir un gas en estado líquido) y regasificación; asimismo, con motivo de la reestructura de PEMEX, en noviembre y diciembre de 2015, la administración de estos contratos estuvo a cargo de PEMEX TRI y de PEMEX Logística.

Por otra parte, mediante el Decreto publicado en el DOF el 28 de agosto de 2014, se estableció la constitución del “Centro Nacional de Control de Gas Natural” (CENAGAS), como un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, con personalidad y patrimonio propios, el cual estaría encargado de la gestión, administración y operación del SISTRANGAS. Por esta razón, se impuso la obligación de que PEMEX y sus organismos subsidiarios transfirieran al CENAGAS los activos relativos al transporte de gas natural (Sistema Nacional de Gasoductos, contratos formalizados con terceros y títulos de permiso de transporte, entre otros) y, a su vez, el CENAGAS debe celebrar los contratos necesarios para contar con los servicios de operación y mantenimiento por parte de PEMEX, por lo que se formalizó un Convenio Marco y un Testimonio Notarial, ambos del 28 de octubre de 2015, en los que se asentó que la transmisión de la infraestructura surtiría efecto a partir del 1º de enero de 2016.

Con objeto de garantizar el abasto confiable, eficiente y seguro de gas natural en el territorio nacional, existe en el país una red de gasoductos que, hasta antes de la reforma energética, se denominaba “Sistema de Transporte Nacional Integrado (STNI)”, y estaba compuesto por gasoductos a cargo de empresas privadas y por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), con una longitud aproximada de 8,704 kilómetros de ductos, y administrado por la entonces PGPB. La gestión del SNTI (administración y pagos) estaba a cargo de PGPB, quien se encargaba de cobrar las tarifas autorizadas por la CRE, a los usuarios del SNTI y las destinaba

a pagar la operación y el mantenimiento del SNG, así como los servicios de los gasoductos de empresas privadas.

Con la Reforma Energética, el SNTI se convirtió en el SISTRANGAS, conformado por el SNG, que pasó a ser administrado por el CENAGAS, y 6 sistemas integrados (Gasoductos de Tamaulipas, Gasoductos del Bajío, Gasoductos de Zacatecas, Los Ramones Fase I, Los Ramones Fase II Norte y Los Ramones Fase II Sur). Actualmente, el CENAGAS es el encargado de la gestión, administración y operación del SISTRANGAS.

Resultados

1. Marco normativo de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, PEMEX Transformación Industrial y PEMEX Logística

Se constató que para el periodo de enero a octubre de 2015, se aplicó el Decreto publicado en el DOF el 21 de marzo de 2012, en el que se establecieron la estructura, el funcionamiento y el control de los entonces organismos subsidiarios de PEMEX, dentro de los que se encontraba PGPB, y mediante acuerdos de creación, publicados en el DOF el 28 de abril de 2015, se definieron los objetos, la organización, el funcionamiento y control de las nuevas EPS: PEMEX TRI y PEMEX Logística, sujetos de esta auditoría, cuya declaratoria de vigencia entró en vigor a partir del 1 de noviembre y 1 de octubre de 2015, respectivamente; sus estatutos orgánicos se publicaron en el DOF el 13 de noviembre y 29 de octubre de 2015.

Asimismo, para llevar a cabo sus actividades, PEMEX contó con los manuales de organización siguientes:

MANUALES DE ORGANIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Nombre del Manual	Clave	Vigencia 2015
1. Manual de Organización de Estructura Básica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.	MOEB-800-73100-10	enero a marzo
	MOEB-800-73100-11	abril a julio
	MOEB-800-73100-12	agosto a septiembre
2. Manual de Organización de Estructura Básica de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas del Estado Subsidiarias y Organismos Subsidiarios.	MOEB-800-73100-13	octubre
	MOEB-800-73100-14	noviembre y diciembre
3. Manual de Organización de Estructura Básica de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas del Estado Subsidiarias.	MOEB-800-73100-15	diciembre

FUENTE: Manuales proporcionados por PEMEX.

En relación con las operaciones de servicio de transporte de gas, se identificó que en 2015 estuvieron reguladas por la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, publicados en el DOF el 11 de agosto y el 31 de octubre de 2014, respectivamente, los cuales abrogaron la Ley Reglamentaria del

Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y los reglamentos de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo.

Asimismo, se identificó que los derechos y obligaciones de los transportistas y del usuario (PGPB) están regulados por los contratos de transporte y los títulos de permiso autorizados por la CRE.

2. Marco normativo de la Comisión Reguladora de Energía

Como consecuencia de la publicación en el DOF el 20 de diciembre de 2013, del “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía”, el 28 de noviembre de 2014, se publicó en el DOF el nuevo Reglamento Interno de la CRE, en el que se ampliaron sus facultades y obligaciones, por lo que, a partir de esa fecha, quedó sin aplicación su Manual de Organización General, autorizado en octubre de 2012.

Al respecto, la CRE evidenció que en el primer trimestre de 2016, se elaboró un proyecto de Manual de Organización General; sin embargo, en la segunda sesión del Comité de Control y Desempeño Institucional (COCODI), del 30 de junio de 2016, el Comisario Delegado Propietario de la Secretaría de la Función Pública recomendó revisar su estructura orgánica, a fin de realizar los ajustes necesarios en el Reglamento Interno vigente y, posteriormente, en el proyecto del Manual de Organización General.

Aunado a lo anterior, se observó que la CRE no contó con manuales de procedimientos operativos de las áreas sustantivas, por lo que cada unidad administrativa se rigió con las atribuciones establecidas en el Reglamento Interno de 2014, y por medio de su Sistema de Gestión Institucional.

Después de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares, mediante dos oficios, la entidad fiscalizada informó que en razón de la designación del Comisionado Presidente en abril de 2016, la CRE presentó una nueva visión para la atención de los retos de la dependencia, que afectan los procesos y la estructura actual, por lo que se diseñará un anteproyecto para reformar el Reglamento Interno y posteriormente, un “Anteproyecto del Manual de Organización” y una vez publicado, cada unidad administrativa deberá elaborar los procedimientos correspondientes; sin embargo, la CRE no acreditó las acciones realizadas por las áreas responsables para la actualización y autorización de la normativa interna que regule sus operaciones.

15-0-45C00-02-0534-01-001 Recomendación

Para que la Comisión Reguladora de Energía actualice y obtenga la autorización de su estructura orgánica ante las secretarías de Hacienda y Crédito Público y de la Función Pública, a fin de que cuente con una estructura vigente y autorizada, acorde con el marco de las nuevas reglamentaciones en materia energética.

15-0-45C00-02-0534-01-002 Recomendación

Para que la Comisión Reguladora de Energía actualice y obtenga la autorización de su Manual de Organización y elabore los manuales de procedimientos necesarios en las áreas sustantivas, a fin de que cuente con normativa vigente y autorizada que garantice

confiabilidad y seguridad en el suministro y en la prestación de los servicios, en el marco de las nuevas reglamentaciones en materia energética.

3. Títulos de permiso de gas natural y de gas licuado de petróleo

Se comprobó que los cinco transportistas de los contratos revisados contaron con los títulos de permiso autorizados por la CRE para el transporte de gas natural, gas licuado de petróleo y para llevar a cabo un acuerdo de inversión para la construcción de un gasoducto; dichos permisos fueron expedidos en 1997, 1998, 1999, 2005 y 2013, con una vigencia de 30 años, con fundamento en el artículo 4, segundo párrafo, de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (abrogada el 11 de agosto 2014), que indica: "...el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas podían ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podían construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan...". Los permisos otorgados se muestran en el cuadro siguiente:

PERMISOS OTORGADOS POR LA CRE

Tipo de Contrato	Permiso	Fecha de expedición
Acuerdo de Inversión.	G/061/TRA/99	02-jun-99
	G/020/TRA/97	10-oct-97
Servicio de Transporte de Gas Natural.	G/045/TRA/98	07-oct-98
	G/322/TRA/2013	19-dic-13
Servicio de Transporte de Gas Licuado de Petróleo.	G/177/LPT/2005	11-nov-05

FUENTE: Títulos de Permiso otorgados por la CRE.

Se verificó que los títulos de permiso contienen, entre otros datos, la razón social o denominación y el domicilio del permisionario en el territorio nacional, la vigencia y el objetivo del permiso, la descripción y las características del proyecto, las condiciones generales para la prestación del servicio, los seguros que deberá contratar el permisionario, el trayecto y la capacidad de conducción del proyecto, las modalidades del servicio de transporte (base firme y base interrumpible), las tarifas, los lineamientos para la contratación del servicio de transporte con los usuarios, las mediciones, las condiciones operativas, las reglas para la facturación y el pago, las alertas críticas del sistema, las obligaciones del transportista, los pedidos, la calidad del gas (cantidad de agua y minerales en el gas), la información técnica del sistema y el mantenimiento del equipo de medición; asimismo, se constató que los títulos de permiso otorgados a los transportistas se publicaron en la página electrónica de la CRE, conforme a la normativa.

4. Formalización de contratos de servicio de transporte

Con el análisis de los cuatro contratos de servicio de transporte, considerados en la muestra, se constató que contaron con cláusulas relativas al objetivo del contrato, fecha, vigencia, ubicación del sistema, capacidad reservada, mecánica de pago, facturación, mantenimiento,

garantías financieras, penas convencionales, tarifas aplicables, procedimiento de resolución de controversias, confidencialidad y normativa, como se muestra en el cuadro siguiente:

CONTRATOS DE SERVICIO DE TRANSPORTE

Título de permiso	Fecha de formalización del contrato	Objeto	Vigencia	Ubicación del sistema	Capacidad reservada
G/045/TRA/98	18/12/2014	Servicio de Transporte en Base Firme de Gas Natural.	01/01/2015 al 01/01/2016	Salamanca, Guanajuato hasta Aguascalientes, Aguascalientes.	89,960.0 gigajoules ¹ /día
G/322/TRA/2013	31/12/2014	Servicio de Transporte en Base Firme de Gas Natural.	01/01/2015 al 31/12/2015	Aguascalientes hasta el municipio de Calera de Víctor Rosales, Zacatecas.	8,536.3 gigajoules/día
G/177/LPT/2005	27/10/2008	Servicio de Transporte en Base Firme de Gas Licuado de Petróleo.	15 años	Santiago Hidalgo hasta el Centro Procesador de Gas Poza Rica.	1,717.0 toneladas/día
G/020/TRA/97	31/12/2012	Servicio de Transporte en Base Firme de Gas Natural. (en el tramo de extensión)	20 años	CPG Nuevo PEMEX, que interconecta en el municipio de Macuspana, Tabasco, con el tramo que va de Cd. Pemex, Tabasco a Valladolid, Yucatán.	300.0 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd)

FUENTE: Contratos proporcionados por PEMEX Transformación Industrial y PEMEX Logística.

NOTA¹: Gigajoules. Unidad de energía, trabajo y cantidad de calor.

Los contratos mencionados se celebraron bajo la modalidad de base firme, que significa que los usuarios deben reservar la capacidad necesaria para cubrir sus requerimientos, y PGPB se compromete a no realizar interrupciones en la conducción del gas.

Asimismo, se verificó que los transportistas eximieron a PGPB de otorgar garantías financieras, por tratarse, en su momento, de un organismo público descentralizado que contaba con capacidad financiera; además, se comprobó que los contratos se suscribieron por servidores públicos facultados, en cumplimiento de la normativa.

El contrato de servicio de transporte a que alude el acuerdo de inversión, se especifica de manera particular en el resultado siguiente.

5. Acuerdo de inversión y falta de formalización del contrato de servicio de transporte

Se constató que el 4 de marzo de 2003, un usuario inversionista presentó a la entonces PGPB (transportista), una solicitud de reserva de capacidad de transporte de gas por 16.5 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD), en el gasoducto de 16", que corre de Huimilpan, Querétaro a San Luis Potosí; sin embargo, debido a la falta de capacidad de este gasoducto, con el fin de atender la solicitud del usuario, y para cumplir la obligación de extender o ampliar sus sistemas dentro de su zona geográfica, por solicitud de cualquier interesado que no sea permisionario, el 19 de abril de 2005, PGPB celebró un "Acuerdo de Inversión" con el propio usuario inversionista para que construyera un gasoducto de 24" (libramiento), de aproximadamente 65 km. de longitud, cuyo trayecto iría del Km. 936 del gasoducto de 36"

que va de Palmillas, Querétaro, hasta encontrarse con el Km 47 + 824 del Gasoducto de 16" de PGPB; además, de una nueva estación de compresión y la reubicación de otra, propiedad de un tercero, a fin de lograr la ampliación y extensión del SNG, con un monto total de la inversión por 101,374.0 miles de dólares, equivalentes a 1,128,191.3 miles de pesos, al tipo de cambio de 11.1290 pesos por dólar, que recuperaría con el pago de PGPB por concepto de "cargo por uso del libramiento" cuyo mecanismo para su determinación aprobaría la CRE.

El acuerdo de inversión se pactó con una vigencia a 20 años, contados a partir de la fecha de operación comercial (10 de septiembre de 2007), con opción a que en cualquier momento PGPB pueda adquirir el libramiento, con preferencia sobre cualquier oferta, o que a la fecha de expiración de los 20 años, las partes negocien los términos para su ampliación. Es de señalar que de conformidad con el acuerdo de inversión "el Sitio, los demás predios que adquiera el Usuario para la realización de la Expansión, así como la Nueva Estación y el Gasoducto 24" serán propiedad del Usuario".

Adicionalmente, se constató que en el acuerdo de inversión se especificó el nombre del transportista y usuario, las penas convencionales, la ubicación del sistema y su capacidad, la mecánica de pago, la facturación, el mantenimiento, las garantías de cumplimiento, la rescisión del contrato, los seguros de responsabilidad civil y de propiedad, el procedimiento de resolución de controversias, una cláusula de confidencialidad y la normativa; además, en uno de sus anexos se establecieron los parámetros y requisitos técnicos para el diseño y construcción de la expansión (diámetro, longitud, presión, temperatura y protección mecánica, entre otras), conforme a lo dispuesto por PGPB para garantizar la seguridad en la operación del SNG.

Asimismo, se identificó que se celebraron siete convenios modificatorios al Acuerdo de Inversión, del 18 de mayo, 17 de junio, 29 de julio y 28 de octubre de 2005, 31 de marzo de 2006, 31 de diciembre de 2013 y 14 de agosto de 2014, para ampliar el periodo para la firma del contrato de libramiento, modificar fechas de inicio de pruebas o de operación y precisar condiciones.

En el análisis de los convenios señalados en el párrafo anterior, se identificó que en el "Tercer Convenio Modificadorio al Acuerdo de Inversión" del 29 de julio de 2005, se modificaron y "reexpresaron" (actualizaron) los términos del citado acuerdo a fin de lograr su cumplimiento, entre lo que destacó la cláusula 5 "Recuperación de la Inversión; integración de cargos", en la que se definió el mecanismo de retorno de la inversión realizada por el usuario inversionista, que consiste en el pago principal de la deuda, intereses, recuperación de capital, impuestos, reservas para mantenimiento mayor, costos por operación y mantenimiento de la nueva estación de compresión, costos administrativos y seguros, así como el rendimiento del principal (contribuciones realizadas por el usuario inversionista para realizar el proyecto).

Al respecto, se comprobó que mediante la Resolución núm. RES/057/2006 del 9 de marzo de 2006, la CRE aprobó el requerimiento de ingresos del usuario inversionista a 20 años, el cual consideró para la determinación de las tarifas de transporte para los usuarios del SNG.

Por otra parte, se constató que en la cláusula 3.11 del Tercer Convenio Modificadorio al Acuerdo de Inversión, se estableció el compromiso de celebrar un contrato de transporte de gas natural en base firme (reservación de capacidad necesaria para que el usuario cubra sus requerimientos y PGPB se compromete a no realizar interrupciones hasta por la cantidad

reservada) entre PGPB y el usuario inversionista; sin embargo, al cierre de la auditoría, PEMEX Logística no evidenció la formalización del contrato de servicios de transporte. Al respecto, la Auditoría Interna de PEMEX proporcionó el oficio DGPL-CA-301-2016 del 24 de mayo de 2016, en el cual indicó que “...no ha sido posible celebrar el mismo toda vez que las condiciones regulatorias para la reservación de capacidad en firme (entrada en vigor del régimen permanente) impuestas por la CRE dentro del SNG, a la fecha no lo ha permitido...”, toda vez que la CRE no ha emitido los lineamientos que permitan asegurar las reserva de capacidad a todos los usuarios.

Después de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares, la CRE indicó que el 25 de julio de 2016, la Secretaría de Energía (SENER) dio a conocer el documento denominado “Política Pública para la implementación del mercado de gas natural”, el cual incluye como retos de corto y mediano plazos la reserva de capacidad por parte del CENAGAS, a fin de que para inicios de 2017, los usuarios del SISTRANGAS puedan reservar capacidad y se dé por terminado el Régimen Transitorio (que comenzó en 2000), por lo cual la CRE colabora con la SENER y el CENAGAS para emitir los lineamientos que permitan la transición; sin embargo, tomando en cuenta que para estar en condiciones de firmar el contrato de servicios de transporte de gas, es necesario que se emitan los lineamientos que permitan la transición al Régimen Permanente de Ventas de Primera Mano, la observación persiste.

15-0-45C00-02-0534-01-003 **Recomendación**

Para que la Comisión Reguladora de Energía promueva e impulse las acciones necesarias, en el ámbito de su competencia, a fin de que se establezcan las condiciones regulatorias para la definición e implementación del Régimen Permanente de Ventas de Primera Mano, que facilite la administración y comercialización del gas natural, en concordancia con las nuevas reglamentaciones en materia energética.

6. Incumplimiento en la fecha de inicio de operaciones

Se constató que el 31 de diciembre de 2012, PGPB formalizó un contrato para la prestación del servicio de transporte en base firme con el transportista propietario del Título de Permiso G/020/TRA/97, para la construcción de un tramo de extensión de un sistema de gasoductos de gas natural, cuyo trayecto corre del Centro de Procesamiento de Gas Nuevo PEMEX y se interconecta en el municipio de Macuspana, Tabasco, con una fecha de inicio de operaciones a partir del 1 de abril de 2014.

Asimismo, se identificó que el 24 de mayo de 2013, se celebró el “Primer Convenio Modificadorio al Contrato para la Prestación del Servicios de Transporte en Base Firme”, en el que se cambió el inicio de operaciones para el 15 de junio de 2014; sin embargo, se constató que la fecha real fue el 1° de abril de 2015, por lo que se determinó un retraso de 290 días, sin que PEMEX TRI proporcionara la documentación soporte que sustente la prórroga para la prestación del servicio, o en su caso, la evidencia de la aplicación de la penalización que establece la cláusula 8.2 del “Primer Convenio Modificadorio al Contrato para la Prestación del Servicios de Transporte en Base Firme”, que para el caso, ascendería a un total de 12,600.0 miles de dólares, equivalentes a 192,058.0 miles de pesos, al tipo de cambio de 15.2427 pesos por dólar, ya que se consideró el monto máximo establecido como se muestra en el cuadro siguiente:

PENALIZACIÓN POR ATRASO EN LA FECHA DE INICIO

(Miles de dólares)

Monto diario	Días transcurridos	del	al	Monto
20.0	90	1	90	1,800.0
20.0	30	91	120	600.0
30.0	40	121	160	1,200.0
60.0	70	161	230	4,200.0
90.0	60	231	290	5,400.0
Total				13,200.0

FUENTE: "Primer Convenio Modificatorio al Contrato para la Prestación del Servicios de Transporte en Base Firme".

MONTO DE PENALIZACIONES

(Miles de pesos)

	Monto en dólares	T.C.	Fecha T.C. ⁽²⁾	Monto en Pesos
Tabla	13,200.0	15.2427	31/03/2015	201,203.6
Máximo ⁽¹⁾	12,600.0	15.2427	31/03/2015	192,058.0

FUENTE: "Primer Convenio Modificatorio al Contrato para la Prestación del Servicios de Transporte en Base Firme".

NOTAS⁽¹⁾ En la cláusula primera, último párrafo, del "Primer convenio Modificatorio al Contrato para la Prestación del servicios de transporte en base firme del 24 de mayo de 2013", se indica que la penalización máxima está limitada al:

- i) 10.0% del valor total del Contrato para Ingeniería, Proceso y Construcción (Contrato EPC).
- ii) 12,600.0 miles de dólares americanos.

⁽²⁾ Se consideró el tipo de cambio al último día de incumplimiento (31 de marzo de 2015).

Después de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares, PEMEX TRI remitió dos notas informativas en las que indicó y evidenció, con cuatro escritos, que el transportista presentó solicitudes de prórroga para la fecha de inicio de operaciones e informó de los eventos que impidieron cumplir en tiempo, como son condiciones climatológicas adversas, oposición de las comunidades vecinales, retrasos relacionados con la solicitud por parte de la SENER de realizar un estudio antropológico y el rescate arqueológico del Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH), y que el transportista calificó como "casos fortuitos o de fuerza mayor", sin responsabilidad para él; asimismo, PEMEX TRI evidenció que solicitó la opinión sobre la prórroga a la Gerencia Jurídica el 30 de junio de 2014 y que mediante el oficio DGTRI-DC-SPCI-GSI-170-2016 notificó al transportista que con el análisis de la información proporcionada, se determinó que el número total de días de retraso fue de 313, de los cuales 238 días fueron justificados como caso fortuito o fuerza mayor y 75 días no fueron acreditados, por lo que se hizo acreedor a un adeudo por

penalización por 1,500.0 miles de dólares (27,972.2 miles de pesos al tipo de cambio 18.6481 pesos por dólar de la fecha de notificación).

Al respecto, por intervención de la ASF, con el oficio AISADC-1648/2016 del 30 de noviembre de 2016, la entidad fiscalizada proporcionó copia de la orden de pago del 25 de noviembre de 2016, del transportista en favor de PEMEX TRI por 1,500.0 miles de dólares, equivalentes a 31,057.7 miles de pesos al tipo de cambio de 20.7051 pesos por dólar de la fecha de la operación.

15-6-90T9M-02-0534-01-001 **Recomendación**

Para que PEMEX Transformación Industrial establezca mecanismos de supervisión y control que permitan realizar, con antelación al vencimiento de las fechas pactadas en los contratos, las gestiones administrativas y jurídicas para la formalización de los convenios modificatorios o cualquier otro instrumento jurídico en tiempo y forma, a fin de dar certeza jurídica a los derechos y obligaciones establecidos en los contratos.

7. Presentación de dictamen de la unidad verificadora

En el análisis de los Títulos de Permiso de Transporte de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo, se identificó que una de las obligaciones de los permisionarios es la presentación ante la CRE de un Dictamen emitido por una “unidad de verificación”, avalada por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C. (EMA) y autorizada por la CRE, como agente competente. Este dictamen se debe presentar dentro de los primeros tres meses siguientes de cada año operativo, y debe incluir la verificación de la operación y mantenimiento, de los procedimientos, de la seguridad, la calidad del gas y sus especificaciones, la odorización (operación que consiste en mezclar el gas natural con compuestos químicos con olor característico para permitir su detección, como una medida de seguridad para su distribución), el control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y sumergidas, el monitoreo, la detección, la clasificación, el control y la reparación de fugas, entre otros.

En relación con los Títulos de Permiso G/322/TRA/2013, G/020/TRA/97 y G/045/TRA/98, se comprobó que la CRE recibió en tiempo y forma los Dictámenes Aprobatorios números UVCRE-001-TRA-021-2015, UVCRE-001-TRA-011-2016 y UVCRE-001-TRA-005/2016, todos emitidos por una unidad de verificación autorizada.

Respecto de los títulos de permiso G/177/LPT/2005 y G/061/TRA/99, se observó que los permisionarios no presentaron el dictamen de la unidad verificadora correspondiente al ejercicio 2015, el cual debió entregarse en marzo de 2016; al respecto, la CRE evidenció que, en el transcurso de la auditoría, requirió su cumplimiento al transportista y al CENAGAS, pero en ninguno de los dos casos se evidenció la aplicación de sanciones por el incumplimiento en la entrega de los citados dictámenes.

Adicionalmente, después de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares y, con motivo de la intervención de la ASF, la CRE evidenció mediante oficios que a fin de determinar la viabilidad de iniciar el proceso de sanción correspondiente, el 1 y 15 de julio de 2016, las coordinaciones generales de Actividades Permisionarias en Materia de Gas Licuado de Petróleo y Gas Natural, respectivamente, presentaron a la Unidad de Asuntos Jurídicos de la CRE los reportes siguientes:

- “Reporte de incumplimiento por parte del transportista, en relación a las obligaciones del permiso de transporte de gas licuado de petróleo por medio de ductos G/177/LPT/2005”.
- “Reporte de incumplimiento del Centro Nacional del Control de Gas Natural derivado de la no presentación del Dictamen de Verificación de Operación y Mantenimiento de conformidad con la Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010 Transporte de Gas Natural para el permiso G/061/TRA/99”.

Al respecto, la CRE proporcionó evidencia de que el transportista con título de permiso G/177/LPT/2005 presentó el dictamen 9558, emitido por una unidad de verificación autorizada por la CRE. Del título de permiso G/061/TRA/99, indicó que PEMEX Logística le comunicó que la certificación se obtendrá en octubre de 2016, debido a que el contrato con la unidad de verificación se encuentra en revisión por su área jurídica. No obstante, la CRE no evidenció la aplicación de sanciones por el incumplimiento en la entrega de los dictámenes en los plazos establecidos por la normativa, por 1,095.6 miles de pesos, de conformidad con el artículo 86, fracción II, inciso c, de la Ley de Hidrocarburos, que señala: “el incumplimiento de los términos y condiciones que se establezcan en los permisos que haya otorgado, con multa entre quince mil a ciento cincuenta mil...” veces la unidad de medida y actualización o, en su caso, la dictaminación del ejercicio de la facultad discrecional o potestativa de hacer o no efectiva la atribución de determinar e imponer sanciones administrativas, de conformidad con el considerando quinto del “Acuerdo por el cual la Comisión Reguladora de Energía establece criterios aplicables al inicio de procedimientos administrativos de sanción, la sustanciación de los mismos y define las conductas u omisiones que no deban ser objeto de sanción administrativa en términos de lo previsto en la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, el Reglamento de Gas Natural, el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, y el Reglamento del Servicio Público de Energía Eléctrica”, del 20 de enero de 2005, en relación con el artículo Quinto Transitorio de la Ley de Hidrocarburos publicada el 11 de agosto de 2014. Por estos hechos y toda vez que corresponden a un ejercicio diferente al de revisión, se emitió el oficio DGAFF“C”/“C3”/991/2016 del 26 de octubre de 2016, con el que se dio vista al Órgano Interno de Control en la Comisión Reguladora de Energía para que investigue en el ámbito de su competencia.

15-0-45C00-02-0534-01-004 Recomendación

Para que la Comisión Reguladora de Energía implemente los mecanismos de control que garanticen la eficaz, eficiente y oportuna supervisión del cumplimiento de las obligaciones establecidas en los títulos de permiso de transporte de gas natural y de gas licuado de petróleo, a fin de constatar su cumplimiento en tiempo y forma y, en caso de incumplimiento, promover la evaluación y sustanciación para el inicio de posibles procedimientos administrativos de sanciones.

15-6-90T9K-02-0534-01-001 Recomendación

Para que PEMEX Logística agilice las gestiones, a fin de cumplir en tiempo y forma con las obligaciones establecidas en el Título de Permiso de Transporte de Gas Natural G/061/TRA/99 y entregue el dictamen de la unidad verificadora al Centro Nacional de Control del Gas Natural para su presentación ante la Comisión Reguladora de Energía.

8. Seguros

Se constató que para cumplir con las obligaciones establecidas en los títulos de permiso de gas natural y de gas licuado de petróleo, en el ejercicio 2015, los transportistas propietarios de los títulos G/020/TRA/97, G/045/TRA/98, G/061/TRA/99, G/177/LPT/2005 y G/322/TRA/2013 presentaron ante la CRE las pólizas de seguros vigentes, por la responsabilidad civil para hacer frente a cualquier incidente en que pudieran incurrir, por la prestación del servicio para la transportación de gas natural y de gas licuado de petróleo.

Respecto del Acuerdo de Inversión, se conoció que en su tercer convenio modificatorio del 29 de julio de 2005, se estableció la obligatoriedad del usuario inversionista de contratar un seguro de propiedad para cubrir el gasoducto y la estación de compresión, con aseguradoras reconocidas, de lo que se comprobó que el usuario inversionista contrató las pólizas correspondientes, con una cobertura por pérdida o daños materiales, las cuales estuvieron vigentes en el ejercicio 2015, de acuerdo con en el acuerdo de inversión.

9. Mediciones y registros

El Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) tiene como puntos de origen las inyecciones de gas de los nueve complejos procesadores de gas (Área Coatzacoalcos, Arenque, Burgos, Cactus, La Venta, Matapioche, Nuevo Pemex, Poza Rica y Reynosa), las importaciones y el gas natural seco entregado por PEP; estas entradas de gas se realizan en distintas ubicaciones geográficas y se mezclan de acuerdo con las condiciones operativas de los gasoductos, por donde fluye para entregarse en los puntos de destino, de acuerdo con la demanda del producto. En los puntos de destino se realiza la transferencia del gas, que puede ser entre permisionarios de transporte, de distribución, o bien, para usuarios finales que se encuentran interconectados al SNG. De acuerdo con las características del sistema, el gas se puede comprimir, almacenarse dentro del ducto y mezclarse en el trayecto, debido a variaciones de presión y temperatura; por lo que las mediciones se realizan en los puntos de origen (entrada al SNG) y de destino (usuario).

Asimismo, como resultado del análisis del cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Contratos de Servicio de Transporte de Gas y los Títulos de Permiso G/020/TRA/97, G/045/TRA/98, G/061/TRA/99, G/177/LPT/2005 y G/322/TRA/2013, así como en el anexo denominado condiciones generales para la prestación del servicio de transporte de gas natural y condiciones generales para la prestación del servicio de transporte de gas licuado de petróleo, se constató que los permisionarios de transporte entregaron trimestralmente a la CRE, las mediciones de flujos mediante los reportes de origen y destino de la energía conducida (gas natural y gas licuado de petróleo), para efectos de la elaboración del documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural, a cargo de la SENER, y de conformidad con los plazos de entrega establecidos (30 de abril, 31 de julio, 31 de octubre y 30 de enero del año siguiente al reportado), con excepción del transportista con título de permiso G/177/LPT/2005, que a la fecha de la Reunión de Resultados y Observaciones Preliminares no presentó el reporte del último trimestre de 2015, sin que la CRE acreditara gestión alguna para su cumplimiento.

Después de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares, y con motivo de la intervención de la Auditoría Superior de la Federación (ASF), la CRE evidenció con un oficio, que el 21 de julio de 2016 se requirió al transportista la

documentación que avale el volumen de GLP manejado, correspondiente al cuarto trimestre de 2015 y primero y segundo de 2016, con un plazo de 10 días hábiles para su atención; asimismo, acreditó la respuesta del transportista con la que presentó el volumen de gas manejado al cuarto trimestre de 2015, por lo que se considera solventada la observación.

10. Tarifas establecidas por la Comisión Reguladora de Energía

Se conoció que las disposiciones y las metodologías para determinar las tarifas máximas aplicables al transporte, el almacenamiento y la distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por medio de ductos, se establecen mediante las “Directivas sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007” y las “Directivas sobre la determinación de tarifas de transporte y distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos DIR-GLP-002-2009”; en ellas se define que los permisionarios deben someter a la aprobación de la CRE, cada cinco años, su propuesta de tarifas máximas iniciales aplicables, con base en el “Requerimiento de Ingresos”, que constituye la proyección de los ingresos que el permisionario estima necesario para cubrir los costos, los impuestos, la depreciación y la rentabilidad razonable, entre otros, lo que está contenido en el plan de negocios de cada transportista.

Al respecto, se constató que en 2015 las tarifas autorizadas por la CRE para los servicios de transporte de gas, se ajustaron considerando el índice de inflación y los costos trasladables a los usuarios (costos derivados de los cambios en el régimen fiscal, local o federal que resulten aplicables al permisionario, y no se incluyeron en el proceso de determinación de tarifas máximas iniciales, las cuales se determinan al momento de otorgar el permiso o cada 5 años, mediante el proceso de revisión quinquenal). Se verificó que las tarifas aplicadas y vigentes en el ejercicio 2015, de conformidad con la normativa, fueron notificadas por la CRE, como se muestra en el cuadro siguiente:

TARIFAS AUTORIZADAS POR LA CRE PARA EL EJERCICIO 2015

(Miles de pesos)

Permisionario	Título de Permiso	Usuario	Resolución / DOF	Fecha	Monto Autorizado 2015	Monto pagado en 2015
Servicio de Transporte de Gas Natural ¹	G/020/TRA/97	PGPB	DOF	20/03/2015	2.9756 \$/Gj ²	210,477.6
Servicio de Transporte de Gas Natural	G/045/TRA/98	PGPB	RES/626/2014	18/12/2014	164,259.8	149,912.0
Acuerdo de Inversión	G/061/TRA/99	Usuario / Inversionista	RES/057/2006	09/03/2006	481,559.6	425,953.5
Servicio de Transporte de Gas Licuado de Petróleo ¹	G/177/LPT/2005	PGPB	DOF	12/05/2014	25.86890 \$/Ton ³	440,187.8
		PGPB	DOF	12/05/2014	52.28402 \$/Ton	203,663.1
		PGPB	DOF	28/07/2015	26.05736 \$/Ton	45,321.8
		PGPB	DOF	28/07/2015	52.67469 \$/Ton	138,525.5
Servicio de Transporte de Gas Natural	G/322/TRA/2013	PGPB	RES/626/2014	18/12/2014	42,098.7	34,402.1

FUENTE: Tarifas publicadas por la Comisión Reguladora de Energía mediante resoluciones y publicaciones en el DOF.

NOTAS:¹ En virtud de que los gasoductos con títulos G/020/TRA/97 y G/177/LPT/2005 están integrados al Sistema Nacional de Gasoductos, no se les asigna un monto máximo de ingresos anuales.² Pesos por gigajoules.³ Pesos por toneladas.**11. Pagos por los servicios de transporte de gas y de un acuerdo de inversión**

Se constató que de enero a octubre de 2015, PGPB realizó pagos por el servicio de transporte de gas natural y de gas licuado de petróleo, por 1,488,819.2 miles de pesos. Asimismo, se comprobó que con motivo de la extinción de dicho organismo subsidiario, las erogaciones de noviembre y diciembre se cubrieron por las EPS, PEMEX Transformación Industrial y PEMEX Logística, por un total de 159,624.2 miles de pesos (103,810.6 y 55,813.6 miles de pesos, respectivamente), como se muestra en el cuadro siguiente:

PAGOS REALIZADOS POR LOS SERVICIOS DE TRANSPORTE DE GAS EN 2015
(Miles de pesos)

No.	Tipo de Contrato	Título de Permiso	Organismo Subsidiario	Ene-Oct PGPB	Empresa Productiva Subsidiaria	Nov-Dic LOG-TRI	Total
1	Acuerdo de inversión	G/061/TRA/99	PGPB	383,828.2	LOG	42,125.3	425,953.5
2	Servicio de transporte de gas natural	G/045/TRA/98	PGPB	136,223.7	LOG	13,688.3	149,912.0
3	Servicio de transporte de gas natural	G/322/TRA/2013	PGPB	34,402.1	-	-	34,402.1
4	Servicio de transporte de gas natural	G/020/TRA/97	PGPB	153,667.3	TRI	56,810.3	210,477.6
5	Servicio de transporte de gas licuado de petróleo	G/177/LPT/2005	PGPB	780,697.9	TRI	47,000.3	827,698.2
Total				1,488,819.2		159,624.2	1,648,443.4

FUENTE: Pagos por organismo, prestador de servicios y posición financiera 212365100 "Pago de transportación por ducto, almacenamiento y trasiego de gas".

También se comprobó que dichos pagos se realizaron de conformidad con las tarifas autorizadas por la CRE, que contaron con la documentación soporte con los requisitos fiscales y administrativos, consistente en facturas, certificados de aceptación de bienes y servicios (CABYS) o codificación de pagos y descuentos (COPADE), documentos contables internos, pantallas del sistema SAP y transferencias de pago.

En relación con las erogaciones derivadas del Acuerdo de Inversión, por 425,953.5 miles de pesos, se constató que en las facturas por el pago del libramiento de enero a agosto y octubre de 2015, se aplicó una compensación por los servicios de asesoría (para trámites en la obtención de permisos, técnica, económica y jurídica del diseño del gasoducto y de la estación, la ingeniería básica programa de ejecución y presupuesto para las obras, entre otros) brindados por PGPB, por 150.0 miles de dólares mensuales, un total de 1,350.0 miles de dólares, equivalentes a 21,069.5 miles de pesos, al tipo de cambio del día hábil anterior a la fecha de cobro de cada operación; asimismo, por los servicios de septiembre, noviembre y diciembre de 2015, se comprobó que se cobraron al usuario inversionista 450.0 miles de dólares equivalentes a 9,325.6 miles de pesos, al tipo de cambio del día hábil anterior a la fecha de cobro de cada operación, lo que se evidenció con las facturas y con los estados de cuenta.

12. Registro contable y presupuestal de los servicios por transporte de gas

Con el análisis de las pantallas del sistema SAP, se constató que en el ejercicio 2015, PEMEX Gas y Petroquímica Básica, PEMEX Transformación Industrial y PEMEX Logística registraron presupuestalmente las erogaciones por los servicios de transporte de gas, de los contratos revisados, por 1,648,443.4 miles de pesos, con cargo en la posición financiera 212365100 "Pago de transportación por ducto, almacenamiento y trasiego de gas" y se reportaron en el

rubro de "Fletes", del formato "Egresos de Flujo de Efectivo" para efectos de la Cuenta Pública 2015, de conformidad con la normativa.

Asimismo, se verificó que el registro contable de las operaciones por la provisión, pago, utilidad o pérdida cambiaria por los servicios de transporte de gas a los transportistas se realizó como sigue: la provisión, con cargo en las cuentas 2401000000 "Materiales y servicios recibidos a precio estimado", 1212000100 "IVA acreditable 16% devengado", con abono en las cuentas de cada uno de los transportistas; y por el pago, se realizaron los cargos en las cuentas de los transportistas y en la 6306050000 "Pérdida Cambiaria", con abono en las cuentas 1101000042 "BOFA" (Bank of America), 1106010000 "Fondos PEF MX" y 5206050002 "Utilidad cambiaria".

De lo anterior, se constató que los registros contaron con los documentos contables internos (pólizas), facturas, certificados de aceptación de bienes y servicios (CAByS) o codificación de pagos y descuentos (COPADEF), pantallas del sistema SAP y transferencias de pago, los cuales cumplieron con los requisitos fiscales y administrativos vigentes.

Recuperaciones Operadas

En el transcurso de la revisión se recuperaron recursos por 31,057.7 miles de pesos, con motivo de la intervención de la ASF.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinó(aron) 5 observación(es), de la(s) cual(es) 1 fue(ron) solventada(s) por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe. La(s) 4 restante(s) generó(aron): 6 Recomendación(es).

Adicionalmente, en el transcurso de la auditoría se emitió(eron) oficio(s) para solicitar o promover la intervención de la(s) instancia(s) de control competente con motivo de 1 irregularidad(es) detectada(s).

Dictamen

El presente se emite el 27 de octubre de 2016, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, la cual se practicó sobre la información proporcionada por las entidades fiscalizadas y de cuya veracidad son responsables. Con base en los resultados obtenidos en la auditoría practicada, cuyo objetivo fue fiscalizar la gestión financiera de las erogaciones relacionadas con el transporte y distribución de gas, a fin de constatar que los servicios cumplieron con las condiciones contractuales, que las cantidades entregadas para su transporte se correspondieron con las recibidas en el lugar de destino; que los pagos fueron por servicios devengados, contaron con la documentación justificativa y comprobatoria, y que se registraron contable y presupuestalmente, conforme a las disposiciones legales y normativas, y específicamente respecto de la muestra revisada que se establece en el apartado relativo al alcance, se concluye que, en términos generales, PEMEX Transformación Industrial, PEMEX Logística y la Comisión Reguladora de Energía cumplieron con las disposiciones legales y normativas que son aplicables en la materia, excepto por el aspecto siguiente:

- Se determinó un retraso en el inicio en la prestación del servicio de transporte relacionado con el Título de Permiso G/020/TRA/97, al respecto, por intervención de la ASF, PEMEX TRI notificó al transportista que se determinó una penalización por 1,500.0

miles de dólares (31,057.7 miles de pesos al tipo de cambio de 20.7051 pesos por dólar), de la que se acreditó su cobro mediante una orden de pago del 25 de noviembre de 2016, del transportista en favor de PEMEX TRI.

- PEMEX Logística indicó que no ha sido posible celebrar el contrato de transporte de gas natural en base firme, establecido en el acuerdo de inversión celebrado entre PGPB y un usuario inversionista, debido a que las condiciones regulatorias para la reservación de capacidad en firme, impuestas por la CRE dentro del SNG, a la fecha no lo han permitido.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Comprobar que las entidades fiscalizadas contaron con manuales de organización y de procedimientos, vigentes, autorizados y difundidos, para regular los servicios de transporte de gas.
2. Constatar que los transportistas contaron con un título de permiso de transporte de gas autorizado por la CRE, vigente en 2015, y con un contrato para regular sus operaciones.
3. Verificar que los transportistas cumplieron con las obligaciones establecidas en los títulos de permiso, los contratos de servicio de transporte de gas y el acuerdo de inversión.
4. Verificar que la entidad contó con mecanismos de control para realizar las mediciones y registros del gas natural y del gas licuado de petróleo, transportado por ducto.
5. Constatar que los pagos por los servicios de transporte de gas natural, de gas licuado de petróleo por ducto y por el acuerdo de inversión, se realizaron conforme a las tarifas autorizadas por la CRE, correspondieron a conceptos efectivamente devengados y contaron con la documentación justificativa y comprobatoria.
6. Constatar que el registro contable y presupuestal de las operaciones cumplió con la normativa, y se sustentó en los documentos justificativos y comprobatorios correspondientes.

Áreas Revisadas

La Dirección de Comercialización de PEMEX Transformación Industrial y la Dirección de Operaciones de PEMEX Logística; además, las coordinaciones generales de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo, y la Dirección General Adjunta de Transparencia y Programas Transversales de la Comisión Reguladora de Energía.

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

Durante el desarrollo de la auditoría practicada, se determinaron incumplimientos de las leyes, reglamentos y disposiciones normativas que a continuación se mencionan:

1. Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: artículo 8, fracción II.

2. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley de Hidrocarburos, artículos 73, último párrafo, 84, fracción II, y 86, fracción II, inciso c.

Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, artículo 14.

Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía, artículos 24, fracción XXII; 38, fracción X; 39, fracciones IV y X, y 42, fracción XI.

"Primer Convenio Modificatorio al Contrato para la Prestación del Servicio de Transporte en Base firme" del 24 de mayo de 2013, cláusulas 1.1 "Iniciación del Servicio" y 8.2 de las penas convencionales.

Tercer Convenio Modificatorio del Acuerdo de Inversión, del 29 de julio de 2005, cláusula 3.11.

Título de Permiso G/177/LPT/2005, numeral 5.4 "Obligaciones del Permisionario para la prestación del Servicio de Transporte", fracción XIII.

Título de permiso G/061/TRA/99, numeral 9.1 "Obligaciones en materia de seguridad", fracción III.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones

Las facultades de la Auditoría Superior de la Federación para promover las acciones derivadas de la auditoría practicada encuentran su sustento jurídico en las disposiciones siguientes:

Artículo 79, fracción II, párrafos tercero y quinto, y fracción IV, párrafos primero y penúltimo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 6, 12, fracción IV; 13, fracciones I y II; 15, fracciones XIV, XV y XVI; 29, fracción X; 32; 39; 49, fracciones I, II, III y IV; 55; 56, y 88, fracciones VIII y XII, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación publicado en el Diario Oficial de la Federación el 29 de mayo de 2009, en relación con los Transitorios PRIMERO y CUARTO del Decreto por el que se expide la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación; y se reforman el artículo 49 de la Ley de Coordinación Fiscal, y el artículo 70 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 18 de julio de 2016.

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

Es importante señalar que la documentación proporcionada por la entidad fiscalizada para aclarar o justificar los resultados y las observaciones presentadas en las reuniones fue analizada con el fin de determinar la procedencia de eliminar, rectificar o ratificar los resultados y las observaciones preliminares determinadas por la Auditoría Superior de la Federación, y que se presentó a esta entidad fiscalizadora para los efectos de la elaboración definitiva del Informe del Resultado.