

**Pemex-Gas y Petroquímica Básica****Medición de Gas Natural por Terceros**

Auditoría Financiera y de Cumplimiento: 14-6-47T4N-02-0304

DE-196

***Criterios de Selección***

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios cuantitativos y cualitativos establecidos en la normativa institucional de la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2014, considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF 2011-2017.

***Objetivo***

Fiscalizar la gestión financiera para comprobar que la determinación de la cantidad y calidad del gas natural comercializado, proveniente de mediciones efectuadas por particulares, su registro en la contabilidad y presentación en la Cuenta Pública, así como la intervención de la entidad fiscalizada en las actividades relacionadas con los equipos empleados en dichas mediciones, se efectuaron de conformidad con las disposiciones legales y normativas.

***Alcance***

	INGRESOS
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	23,258,816.7
Muestra Auditada	3,202,311.1
Representatividad de la Muestra	13.8%

En 2014, Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) reportó 77,813,358.9 miles de pesos de ventas en el país de gas natural, de los cuales el volumen de las ventas por 54,554,542.2 miles de pesos fue distribuido por la Subdirección de Ductos y el correspondiente a los 23,258,816.7 miles de pesos restantes, por 20 permisionarios de gas natural, de los cuales se seleccionaron para revisión las cantidades comercializadas correspondientes a los tres que distribuyeron los mayores volúmenes en los estados de México, Querétaro y San Luis Potosí por un total de 3,202,311.1 miles de pesos, el 13.8%.

***Antecedentes***

Con motivo de la Reforma Energética de diciembre de 2013 Petróleos Mexicanos (PEMEX) se transformó conforme a lo acordado por su Consejo de Administración y de acuerdo al régimen previsto en los transitorios Cuarto, Quinto, Sexto, Octavo y Noveno de la Ley de Petróleos Mexicanos.

Conforme a lo anterior y a lo establecido en los artículos 70, párrafo primero, de la Ley de Petróleos Mexicanos y 9 del Estatuto Orgánico de PEMEX, se desprende que el Director General de PEMEX cuenta con facultades para coordinar las actividades de las Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales, directamente o a través de sus direcciones o áreas, por tal motivo, se estima que cuenta con atribuciones para proponer al

Consejo de Administración de PEMEX, que empresas deben atender los asuntos pendientes con las autoridades fiscalizadoras o con los resultados de las auditorías a las anteriores empresas subsidiarias, considerando que las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales deben alinear sus actividades al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, conducir sus operaciones con base en la planeación y visión estratégica y mejores prácticas de gobierno corporativo.

Asimismo, de lo establecido en los artículos 90 de la Ley de Petróleos Mexicanos, 48, fracción I, inciso a) de su Reglamento y 279 del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, la Unidad de Responsabilidades en PEMEX es competente para recibir y dar atención a quejas y denuncias y realizar investigaciones con motivo de las mismas, así como tramitar los procedimientos de responsabilidad administrativa e imponer sanciones.

### **Resultados**

#### **1. Determinación de la cantidad de gas natural comercializado y calibración y mantenimiento de los equipos de medición de terceros**

Se analizó el procedimiento utilizado por Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) para determinar la cantidad de gas natural comercializado proveniente de las mediciones efectuadas por particulares, y su normativa.

El objetivo de PGPB en 2014 consistió en procesar el gas natural, los líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenar, transportar, distribuir y comercializar estos hidrocarburos, así como los derivados susceptibles de servir como materias primas industriales básicas.

De acuerdo con la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, el transporte, almacenamiento y distribución de gas podrán ser realizados, previo permiso, por los sectores social y privado.

De conformidad con el artículo 14, párrafo primero, del Reglamento de Gas Natural, un permisionario es el titular de un permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para la prestación de servicios de transporte, almacenamiento o distribución de gas.

La CRE aprobó y expidió a cada permisionario las “Condiciones Generales para la Prestación de Servicio”, las cuales incluyeron las tarifas, los derechos y las obligaciones del permisionario frente a los usuarios y viceversa; además, en las condiciones se establece que el permisionario es responsable de medir el gas natural entregado al usuario como parte de la prestación del servicio y que dicha medición se utiliza para efectos de la facturación.

Al respecto, PGPB informó que carece de los elementos para determinar las cantidades medidas, por lo que el permisionario realiza esta actividad; una vez que el permisionario proporciona la cantidad medida, la Subdirección de Gas Natural (SGN) prefectura las cantidades comercializadas.

A fin de constatar el cumplimiento de los programas de calibración y mantenimiento de los equipos de medición, mediante los cuales los permisionarios determinaron las cantidades que facturó PGPB a sus clientes, se seleccionaron 3 de 20 permisionarios que distribuyeron gas natural a 12 de los clientes con los que la entidad tiene relación contractual para la compra venta de gas natural, con los resultados siguientes:

a) Permisionario con título de permiso núm. G/042/DIS/98.

Se seleccionaron cuatro de 73 clientes; las casetas comerciales asignadas a cada cliente se identificaron como: ERM 15100-01, ERM 15137-01, ERM 15172-01 y ERM 15185-01.

Se verificaron los certificados de calibración de los instrumentos de medición de flujo instalados en las ERM 15100-01, ERM 15137-01 y ERM 15172-01 y se constató que fueron emitidos por laboratorios acreditados, en cumplimiento del artículo 53 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. En agosto de 2015, se visitaron las 3 Estaciones de Regulación y Medición (ERM) ubicadas en el Estado de México y se constató que los números de serie indicados en los certificados de calibración coincidieron con los marcados físicamente en los medidores.

El permisionario no contó con los reportes de mantenimiento de los instrumentos instalados en las casetas de medición.

b) Permisionario con título de permiso núm. G/081/DIS/2000.

Se seleccionaron cuatro de 16 clientes; las casetas comerciales asignadas a cada cliente se identificaron como: ERM 24004-01, ERM 24011-01, ERM 24023-01 y ERM M24024-01.

Se verificó el certificado de calibración del medidor de flujo instalado en la ERM 24004-01 y se constató que fue emitido por un laboratorio acreditado, y que el número de serie indicado en el certificado de calibración coincidió con el marcado físicamente en el medidor. En agosto de 2015, se visitaron las ERM 24004-01, ERM 24011-01 y ERM 24023-01 ubicadas en San Luis Potosí.

El permisionario no contó con los reportes de mantenimiento de las ERM 24004-01, ERM 24011-01 y ERM 24023-01, ni con los certificados de calibración de los medidores instalados en las ERM 24011-01 y ERM 24023-01.

c) Permisionario con título de permiso núm. G/050/DIS/98.

Se seleccionaron cuatro de 24 clientes; las casetas comerciales asignadas a cada cliente se identificaron como: ERM 22016-01, ERM 22022-01, ERM 22048-01 y ERM 22007-01. En los reportes de mantenimiento de las ERM 22016-01, ERM 22022-01 y ERM 22048-01 semanales, mensuales, trimestrales y anuales, proporcionados por los permisionarios, se constató que se verificaron las condiciones generales de cada estación (pintura, luz, candados, puertas, herrería, acceso, carteles, etc.), registradores de presión, filtros y separadores de sólidos, válvulas, señalización, entre otras, por lo que dichas ERM recibieron mantenimiento en 2014. Además, se verificaron los certificados de calibración de los instrumentos de medición de flujo instalados en las ERM 22016-01, ERM 22022-01 y ERM 22048-01 y se comprobó que fueron emitidos por laboratorios acreditados. En agosto de 2015, se visitaron a las 3 ERM ubicadas en Querétaro y se constató que los números de serie indicados en los certificados de calibración coincidieron con los marcados físicamente en los medidores.

Cabe aclarar que los clientes de las casetas de medición ERM 15185-01, ERM M24024-01 y ERM 22007-01, son los propios permisionarios, quienes también realizaron la compraventa de gas natural y de los cuales la entidad informó que la cantidad que se factura corresponde a la sumatoria de los consumos de los clientes de los permisionarios, y por ello, las casetas de medición no existen físicamente. La medición es el resultado de la agrupación numérica de los medidores, en el caso de la ERM 15185-01 de aproximadamente 175,000 clientes de compraventa, para la ERM24024-01 de aproximadamente 119 clientes, y para la ERM 22007-01 de aproximadamente 146 clientes de gas natural que tienen contrato directo con los permisionarios.

Al respecto, la normativa no limita a que un permisionario sea también cliente de PGPB al realizar la compraventa de gas natural.

Finalmente, se verificaron los reportes de medición de gas natural de las casetas comerciales identificadas como ERM 15100-01, ERM 15137-01, ERM 15172-01, ERM 24004-01, ERM 24011-01, ERM 24023-01, ERM 22016-01, ERM 22022-01 y ERM 22048-01, proporcionados por los permisionarios responsables de la medición y se constató que los volúmenes entregados a esos clientes se correspondieron con los facturados por PGPB.

Además, se comprobó que en los reportes de medición de gas natural de las casetas comerciales ERM 15185-01, ERM M24024-01 y ERM 22007-01, proporcionados por los permisionarios, se indicaron volúmenes diferentes a los facturados, en el caso de la caseta de medición ERM M24024-01, se presentaron en febrero, agosto y septiembre, y en las casetas comerciales ERM 15185-01 y ERM 22007-01 en 2014, por lo que la entidad procedió a realizar los ajustes por mediciones, en junio, julio, agosto, octubre y diciembre de 2014 y de enero a abril de 2015, y se constató que en 2014, los volúmenes entregados a los permisionarios quienes actúan también como clientes, fueron facturados por PGPB.

Conforme a lo expuesto, se constató que el permisionario con título de permiso núm. G/042/DIS/98 no contó con los reportes de mantenimiento de los instrumentos instalados en las casetas de medición ERM 15100-01, ERM 15137-01 y ERM 15172-01; además, el permisionario con título de permiso núm. G/050/DIS/98 no contó con los reportes de mantenimiento de las ERM 24004-01, ERM 24011-01 y ERM 24023-01, ni con los certificados de calibración de los medidores instalados en las ERM 24011-01 y ERM 24023-01, lo que restó confiabilidad a las mediciones de los volúmenes comercializados por PGPB correspondientes a esas estaciones.

Con motivo de la presentación de resultados y observaciones preliminares, el 29 de octubre de 2015 la Gerencia Comercial de Transporte de la Subdirección de Ductos de PGPB informó que no tiene la facultad de supervisar y verificar el proceso de medición, así como validar los programas de mantenimiento y calibración de los instrumentos de medición en las ERM operadas por terceros. Asimismo, informó que es responsabilidad de las distribuidoras responder por el mantenimiento de sus equipos y contar con el dictamen de una unidad de verificación acreditada, así como responder por la cantidad de gas entregado a los clientes al interior de la zona geográfica de distribución.

Además, la SGN de PGPB informó entre otros aspectos, que Petróleos Mexicanos (PEMEX) y sus organismos subsidiarios no tienen funciones de vigilancia sobre las actividades de otras personas involucradas en la industria, tales como permisionarios.

Con motivo de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, el 17 de noviembre de 2015 la SGN de Pemex Transformación Industrial<sup>1</sup> informó, entre otros aspectos, que tal como se establece en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, la disposición específica en materia de distribución prevé la participación de los sectores social

---

<sup>1</sup> El Consejo de Administración de PEMEX aprobó la reorganización de los organismos subsidiarios Pemex Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica y Pemex Petroquímica, en la empresa productiva subsidiaria denominada Pemex Transformación Industrial, la cual entró en vigor para todos los efectos legales y administrativos a que haya lugar, a partir del 1° de noviembre de 2015.

y privado en materia de distribución de gas natural, por lo que el organismo no tiene injerencia en esa actividad, y que la función de verificación de la actividad desarrollada por los distribuidores se encuentra a cargo de la CRE. Asimismo, que en el artículo 15 de esa ley se establece que las personas que realicen alguna de las actividades a que se refiere la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, deberán cumplir con las disposiciones administrativas y normas de carácter general que expidan en el ámbito de sus competencias, la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la CRE, en términos de la normatividad aplicable, así como entregar la información o reportes que les sean requeridos por aquellas.

De manera específica, se señalan, entre otras, las obligaciones siguientes:

III. Los permisionarios deberán:

- Prestar los servicios de forma eficiente, uniforme, homogénea, regular, segura y continua, así como cumplir los términos y condiciones contenidos en los permisos;
- Presentar anualmente, en los términos de las normas oficiales mexicanas aplicables, el programa de mantenimiento del sistema y comprobar su cumplimiento con el dictamen de una unidad de verificación debidamente acreditada;
- Llevar un libro de bitácora para la operación, supervisión y mantenimiento de obras e instalaciones, así como capacitar a su personal en materias de prevención y atención de siniestros;
- Entregar la cantidad y calidad de gas, conforme se establezca en las disposiciones aplicables, [...]

Además, mencionó que la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, vigente hasta 2014, establecía como objeto de la CRE, entre otros, el desarrollo eficiente de los sistemas de distribución de gas natural. En ese sentido citó los artículos siguientes:

Artículo 2.- La CRE tendrá por objeto promover el desarrollo eficiente de las actividades siguientes:

El transporte y distribución de gas, de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo y de los petroquímicos básicos, que se realice por medio de ductos, así como los sistemas de almacenamiento que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, o que forman parte integral de las terminales de importación o distribución, de dichos productos; distribución por ducto, o que forman parte integral de las terminales de importación o distribución, de dichos productos; [...]

A su vez, el último párrafo del artículo citado, establece lo siguiente:

En el cumplimiento de su objeto, la Comisión contribuirá a salvaguardar la prestación de los servicios públicos, fomentará una sana competencia, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

Artículo 3.- Para el cumplimiento de su objeto, la Comisión tendrá las atribuciones siguientes:

XIV. Expedir y vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter general, aplicables a las personas que realicen actividades reguladas;

XIX. Ordenar visitas de verificación, requerir la presentación de información y citar a comparecer a las personas que realicen actividades reguladas, a fin de supervisar y vigilar, en el ámbito de su competencia, el cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables a las actividades reguladas; [...]

Señaló que la Ley de la Comisión Reguladora de Energía fue abrogada por la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, a partir de su entrada en vigor, el 12 de agosto de 2014, y que la ley vigente aún continúa estableciendo facultades regulatorias y de verificación de la CRE:

Artículo 22.- Los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética tendrán las siguientes atribuciones:

II. Expedir, a través de su Órgano de Gobierno, supervisar y vigilar el cumplimiento de la regulación y de las disposiciones administrativas de carácter general o de carácter interno, así como las normas oficiales mexicanas aplicables a quienes realicen actividades reguladas en el ámbito de su competencia;

Por lo anterior, la SGN advierte que es la CRE, por sí misma o a través de las Unidades de Verificación, quien verifica el cumplimiento de lo establecido en el permiso otorgado a los distribuidores en materia técnica, relativos a la operación, seguridad y mantenimiento del sistema de distribución, así como requerir la presentación de información para supervisar y vigilar el cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables a la distribución de gas natural, como lo es el proceso en que se lleva a cabo la facturación por los distribuidores y la calibración de sus equipos, por lo que se puede concluir fehacientemente que la verificación de los equipos al interior de la zonas geográficas de distribución, es competencia de la CRE y no de PEMEX.

Asimismo, la SGN indicó que se identifica la facultad de la CRE para llevar a cabo visitas dentro de las zonas geográficas de distribución, a efecto de verificar el cumplimiento de las disposiciones jurídicas de las actividades reguladas, así como salvaguardar la prestación del servicio de distribución, bajo condiciones de confiabilidad y seguridad, como es el caso de la medición de gas natural por los permisionarios.

Finalmente, la SGN informó que conforme a su ámbito de funciones vigente durante el ejercicio 2014, contenido en el Estatuto Orgánico de PGPB, se enfocan en la comercialización de gas natural y a los servicios asociados, por lo que no tienen funciones de verificación de las actividades realizadas por otros permisionarios, en tanto que la verificación del cumplimiento de los términos de los permisos corresponde a las autoridades del sector, y que las relaciones jurídicas celebradas entre PEMEX y sus clientes tienen naturaleza eminentemente contractual y de derecho privado, por ende, no actúa (y no podría actuar) en carácter de autoridad verificadora. Además, que PEMEX celebra contratos con clientes, dentro de su objeto y manteniendo, hasta donde se realiza la transferencia de dominio, la exclusiva propiedad de los hidrocarburos y el control sobre estos.

Por otra parte, se verificaron las Actas Circunstanciadas emitidas como resultado de las visitas de verificación que la CRE realizó a los tres permisionarios antes mencionados, en 2014. Se constató que en esas verificaciones no se incluyó revisar el cumplimiento de los programas de calibración y mantenimiento de los equipos de medición, mediante los cuales los permisionarios determinaron las cantidades que facturó PGPB a sus clientes.

Por lo expuesto, se concluye que existe el riesgo de que Pemex Transformación Industrial facture cantidades inferiores a las suministradas a los clientes, por lo que en el ámbito de sus atribuciones, la CRE deberá instrumentar acciones para verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento y calibración de los instrumentos de medición operados por los permisionarios, y Pemex Transformación Industrial deberá coordinarse con esa Comisión a efecto de obtener los resultados de esas verificaciones en los casos en que se presenten incumplimientos, tratándose de sus clientes, a efecto de que esté en posibilidad de suspender el suministro de gas natural para la comercialización y que los volúmenes facturados sean objetivos.

**14-0-18C00-02-0304-01-001 Recomendación**

Para que la Comisión Reguladora de Energía incluya en los programas de visitas de verificación correspondientes a los permisionarios en materia de gas natural, la revisión del cumplimiento de los programas de calibración y mantenimiento de los equipos de medición, mediante los cuales determinan las cantidades que Pemex Transformación Industrial factura a sus clientes, a fin de mitigar el riesgo de una posible afectación al patrimonio de esa empresa productiva por omisiones en las cantidades medidas consideradas para la facturación.

**14-0-18C00-02-0304-01-002 Recomendación**

Para que la Comisión Reguladora de Energía establezca los mecanismos de coordinación conducentes a efecto de que comunique a Pemex Transformación Industrial los resultados de las visitas de verificación a los permisionarios en materia de gas natural, en los casos en que no cumplan con las obligaciones relacionadas con la calibración y mantenimiento de los equipos de medición, a fin de que Pemex Transformación Industrial esté en posibilidad de suspender el suministro de gas natural a dichos permisionarios y de facturar volúmenes objetivos.

**14-6-47T4N-02-0304-01-001 Recomendación**

Para que Pemex Gas y Petroquímica Básica establezca los mecanismos de coordinación conducentes a efecto de obtener de la Comisión Reguladora de Energía los resultados de las visitas de verificación a los permisionarios en materia de gas natural, en los casos en que no cumplan con las obligaciones relacionadas con la calibración y mantenimiento de los equipos de medición, a fin de que esa empresa productiva este en posibilidad de suspender el suministro de gas natural a los permisionarios y de facturar volúmenes objetivos.

**2. Conciliación de mediciones de gas natural entre los City Gate y clientes de Pemex Gas y Petroquímica Básica por zona geográfica de distribución**

Los City Gate son estaciones de regulación y medición donde se establece el punto de transferencia y custodia de la entrega del gas natural de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) al distribuidor responsable de la Zona Geográfica. El responsable de la operación,

medición y mantenimiento de la estación es el dueño de la instalación, que puede ser PGPB o el distribuidor. Es importante mencionar que las mediciones de los City Gate son responsabilidad en su mayoría de los distribuidores, así como las mediciones del gas natural que PGPB facturó a sus clientes.

PGPB realiza mensualmente la conciliación de mediciones entre los City Gate y sus clientes por zona geográfica de distribución (balances de gas natural). Se analizaron los balances de gas natural correspondientes a las zonas de distribución de Querétaro, San Luis Potosí y Distrito Federal-Valle Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo.

De acuerdo con la “Instrucción Operativa para la Elaboración de Balances de Zonas Geográficas de Distribución”, emitida por la Gerencia de Evaluación y Soporte Comercial de la Subdirección de Gas Natural de PGPB, para elaborar los balances de gas natural la entidad integra la información de las mediciones comerciales de las zonas de distribución que le envían los distribuidores vía portal electrónico, y las mediciones de los City Gate enviadas por la Subdirección de Ductos de PGPB.

Asimismo, se señala que PGPB compara la información del gas natural medido en los City Gate y los consumos de los clientes nacionales de PGPB ubicados en las zonas de distribución informadas a esa entidad por los distribuidores, se obtienen las diferencias y se analiza si se encuentran dentro de la tolerancia determinada por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), que es del 2.0%.

Al respecto, a continuación se presentan los resultados de los balances de gas natural correspondientes a las tres zonas de distribución mencionadas para 2014:

## BALANCES DE ZONAS GEOGRÁFICAS DE DISTRIBUCIÓN, 2014

(Gigajoules<sup>2</sup>)

	Zonas de distribución		
	Querétaro	San Luis Potosí	Distrito Federal-Valle Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo
City Gate (GJ)	22,744,039.6	14,048,742.8	48,606,283.9
Clientes (GJ)	22,807,573.2	14,586,086.7	49,838,538.3
Diferencia (GJ)	-63,533.6	-537,343.9	-1,232,254.4
Diferencia (%)	-0.3	-3.8	-2.5

FUENTE: Conciliación de mediciones entre los City Gate y los clientes de PGPB por zona de distribución.

Se constató que las diferencias entre las mediciones de gas natural para las zonas de distribución de San Luis Potosí y Distrito Federal- Valle Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo, excedieron el 2.0% autorizado por la CRE, en incumplimiento de la “Instrucción Operativa para la Elaboración de Balances de Zonas Geográficas de Distribución” y del Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía establece los lineamientos para resolver la controversia suscitada respecto de las mediciones de gas natural realizadas en los puntos de recepción del sistema de distribución de gas natural, a su vez puntos de entrega del Sistema

<sup>2</sup> Unidad de calor que se obtiene al multiplicar el volumen del gas natural por su poder calorífico, que es la cantidad de energía térmica producida por la combustión completa a presión constante de una unidad de volumen medido.



Nacional de Gasoductos de Pemex Gas y Petroquímica Básica, y la medición agregada que ha realizado un cliente de compraventa de gas natural en el interior de la Zona Geográfica de Distribución de Bajío Norte, en San Luis Potosí, del 14 de julio de 2005 (Acuerdo).

En la tabla anterior se observa que la cantidad medida en los City Gate es menor que la comercializada por PGPB, lo cual no se considera correcto toda vez que en los City Gate se suministra el gas a los distribuidores para su posterior comercialización por PGPB.

En 2014, en las zonas geográficas seleccionadas se ubicaron 10 City Gate, de los cuales 6 fueron operados por los distribuidores y 4 por PGPB, por lo que en los casos operados por los primeros, PGPB comparó datos proporcionados por los mismos distribuidores, lo que impide obtener cifras objetivas.

Asimismo, se observa que PGPB no realizó acción alguna respecto al porcentaje que fue superado de las dos zonas geográficas mencionadas.

Cabe señalar que en el considerando decimosexto del Acuerdo, se establece que “Debido a las anteriores consideraciones, los presentes Lineamientos deberán comprender de manera acumulada el periodo que va desde el otorgamiento del permiso hasta el 31 de julio de 2005 y, por separado, un período transitorio que abarque desde el 1° de agosto de 2005 hasta la celebración de un convenio de medición entre las partes, lo que permitirá poner fin de manera definitiva a los problemas de medición que originaron la presente intervención de la Comisión”.

Además, en el acuerdo segundo, inciso d, numeral IV, del mismo documento se establece que “Si el medidor del punto de recepción del sistema de distribución presenta desviaciones en las mediciones fuera del rango de tolerancia del  $\pm 2\%$  (más/menos dos por ciento), se considera que las diferencias son atribuibles a PGPB, por lo que PGPB deberá realizar los ajustes necesarios de calibración y mantenimiento”.

En 2014 PGPB notificó a los distribuidores mediante oficios mensuales, las diferencias entre las mediciones de los clientes por zona de distribución y las mediciones de los City Gate, en cumplimiento de la “Instrucción Operativa para la Elaboración de Balances de Zonas Geográficas de Distribución”.

Con motivo de la presentación de resultados y observaciones preliminares, el 29 de octubre de 2015 la Subdirección de Gas Natural de PGPB informó, entre otros aspectos, lo siguiente:

1. Que ha generado los balances como documentos de control interno que le permiten conocer las tendencias de entregas y ventas en el punto de entrega y recepción del gas en las diferentes zonas geográficas, y que tomó acciones para solicitar a los permisionarios la ratificación o rectificación de las mediciones enviadas mes a mes.
2. Los porcentajes reflejados al corte de diciembre reportados por la Auditoría Superior de la Federación no representaron ningún daño patrimonial al organismo, toda vez que fueron a su favor y que las acciones realizadas por PGPB son congruentes con el acuerdo.
3. Por lo indicado en los lineamientos del Acuerdo emitido por la CRE para las diferentes zonas geográficas existentes en el año 2005, las mediciones proporcionadas por las partes (PGPB-Permisionario) provienen de equipos diferentes y con diferentes características y son realizadas en puntos independientes, lo que permite que existan diferentes factores que influyan en la medición de la energía.

4. Que la CRE instruyó que a partir de agosto del 2005 y hasta la celebración de un convenio de medición entre las partes, se deberá llevar un control de manera acumulada de las cantidades registradas entre PGPB y los permisionarios (balances), y que la Subdirección de Gas Natural ya no estaría obligada a continuar llevando el control por medio de este reporte, no obstante el control interno adoptado e implementado mediante la realización de reportes de balances en las zonas geográficas de distribución, basado en los términos del Acuerdo, es eficaz, simplificado y apropiado para su rol de comercializador.

Con motivo de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, el 17 de noviembre de 2015 la Subdirección de Gas Natural de Pemex Transformación Industrial informó, entre otros aspectos, que considera que es aplicable efectuar el acumulado desde el 1° de agosto de 2005 entre PGPB y los permisionarios para determinar el rango de tolerancia porque presenta ventajas como son:

a. Los lineamientos del Acuerdo al ser un acto de autoridad, generan obligatoriedad, complementan y en su caso tienen carácter rector (es decir, mayor jerarquía) sobre las condiciones expresadas en los contratos de distribución simple y en los contratos de compraventa de gas natural.

b. Evitan que PGPB exceda sus facultades en la verificación de los equipos al interior de las zonas geográficas de distribución, por ser competencia de la CRE y no de Petróleos Mexicanos, por lo que PGPB se encuentra impedido para definir estructuras de personal (con el consecuente costo) para efectuar la verificación al interior de zonas de distribución, toda vez que es una actividad que no es de su competencia.

c. Garantizar un control adecuado, toda vez que en la acumulación realizada cumple con la mejor práctica establecida por la CRE, aplicando la tolerancia del 2.0%.

d. Permite un mecanismo de control para vigilar las tolerancias de medición autorizadas por la CRE, con base en la problemática por imprecisiones en las mediciones y tecnología de los equipos referida en los acuerdos de mediación.

e. Mitigar las variaciones debidas a temas operativos no relacionados a mediciones, tales como variaciones en el nivel de "empaquetado" del permisionario. Este concepto es un inventario dentro del sistema del Permisionario (por ende, en el cual no participa PGPB) que impacta las desviaciones entre los puntos de inyección y extracción del Permisionario de Distribución y que le permite tener flexibilidad dentro de su propio sistema para amortiguar diferencias entre el producto que recibe en los City Gate versus lo que se entrega en los distintos puntos de consumo de los clientes abastecidos dentro de su sistema. Relacionado con lo anterior, cabe señalar que, de acuerdo con el artículo 61, fracción II, del Reglamento de Gas Natural, el servicio de distribución comprende la recepción de gas en el punto o los puntos de recepción del sistema de distribución y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema.

f. La aplicación por parte de la Subdirección de Gas Natural de los lineamientos de análisis acumulado y las acciones de notificación aplicadas a los permisionarios, han demostrado que han permitido que el desbalance regrese a la banda del +/- 2.0%, además, los desbalances de San Luis Potosí y Distrito Federal-Valle Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo, se ubicaron en septiembre de 2015 en 0.76% y 1.66%, respectivamente, tras haber estado en un porcentaje superior al 2.0% al cierre de diciembre de 2014.

g. El balance es un control continuo. Los flujos de gas son ininterrumpidos y tienden a compensarse, por lo que no se podría hacer un corte anual, trimestral, semestral, o de

cualquier otro periodo distinto a lo establecido en el Acuerdo para el seguimiento de las mediciones de los City Gate y de los clientes finales de PGPB.

h. Permite considerar por plazos acumulados cualquier ajuste realizado por el permisionario. La acumulación de desbalances dictada por la CRE a realizarse a partir de agosto de 2005 es necesaria adicionalmente porque los permisionarios tienen el derecho, en la mayoría de los casos, de efectuar ajustes de medición sin plazo que les restrinja para su notificación, lo que obliga a mantener un control de desbalances acumulados desde agosto de 2005 a fin de poder verificar que cuando se registre cualquier ajuste se mantenga el desbalance acumulado dentro del rango del +/- 2.0% pactado en los convenios de medición. Finalmente, la Subdirección de Gas Natural comunicó que la conciliación de mediciones de gas natural entre los City Gate y los clientes por zona geográfica de distribución se efectúa en correcta aplicación de la Instrucción Operativa para la Elaboración de Balances de Zonas Geográficas de Distribución y los Lineamientos vigentes del Acuerdo.

De lo informado por la entidad fiscalizada, es importante mencionar que el que tenga cantidades de gas natural a su favor no garantiza que mantenga un control adecuado, toda vez que el 2.0% de tolerancia de medición autorizado por la CRE ya considera la problemática por imprecisiones en las mediciones y tecnología de los equipos, entre otros aspectos, de acuerdo con las prácticas internacionales en la industria del gas natural, como lo establece el Acuerdo del 14 de julio de 2005 mencionado.

Además, para 2014 PGPB ya contaba con los convenios de medición celebrados con los permisionarios, por lo que ya no fue aplicable el acumulado de 5 años de las cantidades registradas entre PGPB y los permisionarios, para determinar el rango de tolerancia.

Asimismo, aun cuando los porcentajes reflejados fueron a favor de PGPB, en la mayoría de los casos comparó datos proporcionados por los mismos permisionarios, lo que impidió tener cifras objetivas.

#### **14-6-47T4N-02-0304-01-002 Recomendación**

Para que Pemex Gas y Petroquímica Básica establezca mecanismos de control para no exceder el porcentaje máximo de 2.0% autorizado por la Comisión Reguladora de Energía, y de excederlo solicite las justificaciones y aclaraciones pertinentes a dichos distribuidores, lo anterior como resultado de las diferencias entre las mediciones realizadas en los City Gate y lo facturado a los clientes.

#### **14-6-47T4N-02-0304-01-003 Recomendación**

Para que Pemex Gas y Petroquímica Básica instrumente los mecanismos de control conducentes a fin de que la medición de las cantidades de gas natural en los City Gate, entregada a los distribuidores, así como los volúmenes informados por éstos para la facturación por esa entidad, sean confiables, ya que en dos zonas de distribución revisadas se determinó que fueron menores los volúmenes comercializados por Pemex Gas y Petroquímica Básica a los entregados a los distribuidores en los City Gate, no obstante que en los City Gate se suministra el gas a los distribuidores para su posterior comercialización.

#### 14-9-47T4I-02-0304-08-001 **Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria**

Ante la Unidad de Responsabilidades en Petróleos Mexicanos, para que realice las investigaciones pertinentes y, en su caso, inicie el procedimiento administrativo correspondiente, por los actos u omisiones de los servidores públicos que en su gestión no realizaron acciones ante los permisionarios, respecto al porcentaje de 2.0% rebasado entre la información del gas natural medido en los City Gate y los consumos de los clientes nacionales de Pemex Gas y Petroquímica Básica, ubicados en las zonas de distribución San Luis Potosí y Estado de México, volúmenes informados a esa entidad por los distribuidores.

### **3. Determinación de la calidad del gas natural comercializado**

La Norma Oficial Mexicana núm. NOM-001-RES-2010 tiene como finalidad establecer las especificaciones que debe cumplir el gas natural que se maneja en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución para preservar la seguridad de las personas, medio ambiente e instalaciones de los permisionarios y usuarios, como son metano, oxígeno, bióxido de carbono, nitrógeno, etano y poder calorífico, entre otras.

Además, en dicha norma se dispone que el permisionario deberá contar con un dictamen anual de una Unidad de Verificación que compruebe el cumplimiento de esa disposición, por lo que deberá basarse en los informes de resultados de la determinación de las especificaciones del gas natural emitidos por un laboratorio de prueba acreditado en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

Cabe señalar que la calidad del gas natural se determina con la finalidad, entre otros aspectos, de calcular la energía, que es la unidad de medida considerada para efectos de facturación.

En la Resolución Núm. RES/199/2014 del 15 de mayo de 2014, la Comisión Reguladora de Energía publicó la lista de los puntos oficiales donde se requiere determinar las especificaciones del gas natural, de los cuales 68 correspondieron a PGPB y 138 a los permisionarios.

Con el fin de verificar el procedimiento utilizado por Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) para determinar la calidad del gas natural comercializado proveniente de las mediciones efectuadas por particulares, se seleccionaron dos permisionarios correspondientes a los sistemas de distribución de gas natural en las zonas geográficas Estado de México (City Gate Venta de Carpio), con título de permiso núm. G/042/DIS/98, y estado de Querétaro (City Gate La Lira), con título de permiso núm. G/050/DIS/1998. Se constató que los permisionarios contaron con los dictámenes de verificación de enero a diciembre de 2014, en cumplimiento de la norma oficial mencionada.

Asimismo, respecto a los puntos donde el responsable de los análisis fue PGPB, se analizaron los valores promedio mensuales reportados en los informes sobre las especificaciones del gas natural emitidos cada mes por el organismo, en el punto de medición identificado como Valtierrilla, que es el punto en el cual se transfiere el gas natural a los City Gate San Juan del Río, Huimilpan, Arancia, La Pila, Celaya, San Juan Iturbide y Salamanca, de los cuales los primeros cuatro City Gate fueron seleccionados para revisión. Se constató que el gas natural analizado en ese punto cumplió con las especificaciones previstas en la norma oficial mencionada.

#### 4. Facturación de las ventas de gas natural

En el Estado de Resultados de los estados financieros dictaminados de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) de 2014, se reportaron los ingresos por ventas en el país por 157,715,607.0 miles de pesos, los cuales se integraron como sigue:

##### VENTAS EN EL PAÍS POR TIPO DE PRODUCTO, 2014

(Miles de pesos)

Material	Descripción	Importe
10000	Gas natural	77,813,358.9
10001	Gas licuado	78,084,308.8
10002	Etano	312,549.0
10003	Propano	91,238.1
10004	Butano	273,691.4
10005	Nafta pesada	15,665.3
10006	Nafta ligera	2,821.7
10009	Azufre líquido	703,977.4
10011	Azufre para fertilizantes	110,473.9
10013	Residuo de azufre	221.2
10021	Solvente L	33,522.8
150000632	Hexano	311,882.7
150000633	Mezcla de pentano	209,190.5
150000700	Heptano	39,120.6
	Subtotal	158,002,022.3
	Servicios y otros conceptos	-286,415.3
	Total	157,715,607.0

FUENTE: Integración de las ventas en el país reportadas en el Estado de Resultados de los estados financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2014, proporcionada por la Subdirección de Administración y Finanzas de PGPB.

Se constató que las ventas en el país de gas natural por 77,813,358.9 miles de pesos se integraron por 54,554,542.2 miles de pesos de volúmenes distribuidos por la Subdirección de Ductos y 23,258,816.7 miles de pesos por volúmenes distribuidos por 20 particulares (permisionarios). Para verificar el proceso de facturación de gas natural comercializado por PGPB y distribuido por particulares se seleccionaron tres de los permisionarios que distribuyeron el mayor volumen comercializado en 2014 en la República Mexicana, correspondientes a tres entidades federativas, y cuatro clientes por permisionario, a quienes les distribuyeron el gas natural, como sigue:

## CLIENTES DE GAS NATURAL SELECCIONADOS, 2014

(Miles de pesos)

Cliente	Importe
Distribuidor con permiso núm. G/042/DIS/98, en el Estado de México	
001	1,170,484.5
002	134,061.2
003	152,831.5
004	__ 98,630.2
Subtotal	1,556,007.4
Distribuidor con permiso núm. G/081/DIS/2000, en San Luis Potosí	
005	43,533.7
006	622,696.5
007	62,364.5
008	43,996.9
Subtotal	772,591.6
Distribuidor con permiso núm. G/050/DIS/98, en Querétaro	
009	279,321.3
010	176,408.8
011	239,420.5
012	178,561.5
Subtotal	873,712.1
Total	3,202,311.1

FUENTE: Listado de clientes de gas natural vigentes en 2014, proporcionado por las subdirecciones de Gas Natural y Administración y Finanzas de PGPB.

La actividad de distribución consiste en recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas natural por medio de ductos dentro de la zona geográfica asignada.

PGPB expidió 288 facturas a los 12 clientes, que totalizaron los 3,202,311.1 miles de pesos, con base en las mediciones de consumo de gas natural que le proporcionó cada distribuidor.

En julio y agosto de 2015 se realizó visita en las instalaciones de los distribuidores con permisos núms. G/042/DIS/98, en el Estado de México, G/081/DIS/2000, en San Luis Potosí, y G/050/DIS/98, en Querétaro, se identificó que para recibir las mediciones por transferencia electrónica de datos, la Subdirección de Gas Natural de PGPB dispuso de un portal donde el distribuidor, previa validación de usuario y password, captura la información que llega al SAP (System Application and Products) del consumo de gas natural del periodo; el portal genera un comprobante para el distribuidor, mientras que el SAP genera un correo electrónico para dicha subdirección, en donde le informa el número de caseta y el consumo en Gigajoules. Una vez cargada la información, PGPB verifica en el SAP que las mediciones se correspondan con los datos proporcionados por el distribuidor y genera la medición comercial.

En forma posterior, la Subdirección de Gas Natural inicia el proceso de “allocation”, el cual consiste en la asignación de la medición comercial a las nominaciones (programación de los consumos de gas natural para un periodo establecido); concluido este proceso se genera el reporte de medición versus “allocation” y se revisa que las cantidades de energía sean las mismas que las contenidas en el reporte de medición, para solicitar la facturación a la Subdirección de Administración y Finanzas. La Coordinación de Facturación genera los documentos fiscales y envía un correo electrónico a la Subdirección de Gas Natural mediante

el cual le informa los números de documentos que se generaron de conformidad con la solicitud recibida.

De los 12 clientes que suscribieron con PGPB contratos de compra-venta o suministro de gas natural, 3 no programaron para 2014 el gas natural que consumen debido a que no están obligados, en cumplimiento de la cláusula 3.2 “Opción a renegociación del contrato” que establece que si el comprador incrementa su volumen de consumo podrá solicitar al vendedor la renegociación de las condiciones del contrato bajo el esquema de diferencial por costo de servicio, lo que repercutirá en un precio menor, y de acuerdo con los numerales 8.1 y 8.3 de la Directiva sobre la venta de primera mano de gas natural DIR-GAS-004-2000 y en su factura sólo se incluyó el concepto “Cliente sin nominar”, los 9 restantes incluyeron en sus facturas el consumo de gas natural con los conceptos siguientes:

- a) Base firme anual.- Cantidad diaria fijada en la nominación anual, que el distribuidor está obligado a consumir, y el vendedor a entregar.
- b) Base firme mensual.- Cantidad diaria adicional a la prevista en el inciso a) que el distribuidor puede incluir en su nominación mensual, la cual, en su caso, deberá ser entregada por el vendedor y consumida por el distribuidor en los días indicados en la nominación mensual correspondiente.
- c) Base variable.- Cantidad adicional a las cantidades previstas en los incisos a) y b) incluida por el distribuidor en la nominación mensual, la cual deberá ser consumida por el distribuidor y entregada por el vendedor.
- d) Cantidad adicional notificada.- Cantidad diaria adicional a las cantidades previstas en los incisos a), b) y c) que solicite y nombre el distribuidor con 48 horas de anticipación a la entrega y que, una vez que el vendedor acepte suministrar, debe ser entregada por éste y consumida por el distribuidor.
- e) Cantidad adicional no notificada.- Cantidad adicional a las cantidades previstas en los incisos a), b) y c) que el distribuidor consume sin haberla solicitado al vendedor.

En las facturas también se incluyeron los servicios de distribución de gas natural que el distribuidor cobró por prestar dichos servicios como sigue:

- ✓ Fijo de distribución.- Cargo por servicio que se aplica para recuperar los costos relacionados con actividades inherentes a la prestación del servicio, pero que son independientes de la cantidad de gas natural conducido, como la lectura y el mantenimiento de medidores, en su caso, el mantenimiento de conexiones y otros. Dicho cargo es un monto fijo que se aplicará en cada periodo de facturación.
- ✓ Uso de distribución.- Cargo por uso que se refiere a la porción de la tarifa definida en pesos por unidad, que se aplica al uso del sistema de acuerdo con el volumen de gas natural conducido para el usuario.
- ✓ Capacidad de distribución.- Cargo por capacidad que se refiere a la porción de la tarifa denominada en pesos por unidad, que se aplica a la capacidad reservada por el usuario para satisfacer su demanda en un periodo determinado.
- ✓ Descuento BFM.- Descuento por volumen en base firme mensual por 0.002 USD/MPC (Miles de pies cúbicos) en consumos mayores o iguales a los 5 MMPCD (Millones de pies cúbicos diarios).

La cláusula 9.1 “Procedimiento de facturación”, de los contratos de compra venta de gas natural de los clientes (excepto de un cliente, que le aplica la cláusula 7.1 “Forma de pago”

del contrato de suministro de gas natural para uso industrial y su anexo 3 Facturación y pagos) señala que PGPB emitirá dos facturas por mes: la primera correspondiente al periodo de consumo del día primero al día catorce del mes de que se trate, y la segunda del día quince al día último de cada mes. Se constató que las facturas correspondieron a los periodos previstos en los contratos.

Se comprobó que el “valor unitario” de la facturas de los clientes se obtiene de una lista de precios del gas natural para los servicios de base firme anual, base firme mensual y base variable, servicio adicional notificado y no notificado, autorizada por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), todos ellos expresados en pesos por Gijajoules, en cumplimiento de la resolución núm. RES/267/2006 del 7 de septiembre de 2006 emitida por esa comisión.

Se comprobó que PGPB publica en su portal institucional los precios aplicables a la venta de gas natural, en cumplimiento de la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano (DIR-GAS-001-2009); a los 12 clientes seleccionados se les aplicó correctamente los precios de la lista publicada en el portal institucional de PGPB.

Se constató que los montos facturados por la venta de gas natural y los servicios de distribución provienen de los volúmenes informados a PGPB por los distribuidores, de los cuales esa entidad no verifica su veracidad. Las acciones emitidas para esta observación se presentaron en el resultado núm. 1 de este informe.

También se comprobó que cada permisionario cuenta con un permiso de distribución de gas natural para la zona geográfica de distribución; el anexo 6 del permiso contiene las Condiciones Generales para la Prestación de Servicio (CGPS) aprobadas por la CRE, en las cuales se menciona que las modalidades de servicio que el permisionario proporcionará se basan en los grupos tarifarios siguientes:

- a) Residencial.- Los usuarios que reciben gas natural para uso en instalaciones de aprovechamiento domésticas mediante un solo medidor que sirva a una sola casa, ya sea en edificio, apartamento, condominio, multifamiliar o sitio donde residan una o más personas.
  - b) Pequeño Consumidor de Gas (PCG).- Son los usuarios que reciben el gas natural para propósitos que no sean residenciales, y cuyo consumo anual sea menor o igual a 1,507 unidades, independientemente del uso que se dé al gas natural.
  - c) Gran Consumidor de Gas (GCG) o servicio industrial.- Los usuarios cuyo consumo anual sea superior a 1,507 unidades independientemente del uso que se dé al gas natural.
- En las dos últimas modalidades, el permisionario está obligado a colocar a cada uno de los usuarios en el grupo tarifario correspondiente, de acuerdo con su consumo histórico facturado en los últimos doce meses.

Se comprobó que los tres permisionarios aplicaron las tarifas de grandes consumidores de gas para el servicio de distribución de conformidad con las CGPS; además, se constató que tres distribuidores no cobraron servicios de distribución a un total de 6 clientes, toda vez que tuvieron la posibilidad de pactar, con base en el volumen de sus consumos de gas natural, las condiciones de los servicios de distribución con cada uno de sus clientes de conformidad con los numerales 8.1 y 8.3 de la Directiva sobre la venta de primera mano de gas natural DIR-GAS-004-2000.



Por último, se constató que en 2014 PGPB expidió a 6 clientes facturas, notas de crédito y débito por concepto de ajustes en precio por calidad de gas vendido en el ejercicio 2011 por 49.8 miles de pesos; por ajustes del volumen de medición comercializado en 2013 y 2014 propuestos por el distribuidor por 6,401.7 y 9,647.3 miles de pesos; así como por ajustes al volumen de medición propuestos por PGPB del ejercicio 2014 por 115.3 miles de pesos, como sigue:

## AJUSTES APLICADOS EN LAS FACTURAS DE LOS DISTRIBUIDORES Y CLIENTES

(Miles de pesos)

Cliente	Calidad 20112/	Propuesto por el distribuidor		Propuesto por
		Medición 2013	Medición 2014	PGPB
				Medición 2014
001	26.7	5,560.8	8,151.9	1/ 0.0
002	9.9	0.0	0.0	0.0
003	4.4	0.0	0.0	0.0
004	4.3	0.0	0.0	0.0
006	0.2	0.0	0.0	115.3
011	4.3	840.9	1,495.4	0.0
Total	49.8	6,401.7	9,647.3	115.3

FUENTE: Facturas, notas de débito y crédito del ejercicio 2014, proporcionadas por la Subdirección de Gas Natural de PGPB.

NOTA 1/: Este importe incluye la nota de débito núm. JN012816 por 44.1 miles de pesos expedida el 9 de diciembre de 2014 por concepto de ajuste de nominación.

NOTA 2/: Estos ajustes derivan de la fórmula de precios autorizada por la CRE y no existió limitación normativa en el plazo de su emisión.

Respecto al plazo para que los distribuidores efectúen cualquier reclamación relacionada con la cantidad y calidad del gas natural vendido, el 19 de noviembre de 2015 la Subdirección de Gas Natural informó que los distribuidores tienen un doble rol en la relación comercial con PGPB, como clientes de gas natural firmaron un Contrato para el Suministro o Contrato de Compra Venta de Gas Natural y como permisionarios firmaron un Contrato de Distribución Simple o Contrato de Uso de Red de Distribución, el cual está vinculado con las Condiciones Generales para la Prestación de Servicio de distribución de gas natural en la zona geográfica aprobadas por la CRE.

Además, señaló que las condiciones generales para algunos permisionarios precisan plazos para corregir errores de medición y en otros no, tal fue el caso de los distribuidores con permisos núms. G/042/DIS/98 y G/050/DIS/98 cuyas condiciones no establecieron plazos para realizar ajustes, los cuales correspondieron, entre otros, a los clientes identificados como 001 y 011, mientras que el distribuidor con permiso G/081/DIS/2000 tiene un plazo de seis meses para corregir errores en la medición.

Por lo anterior, se concluye que no hay consistencia en las cláusulas de las Condiciones Generales para la Prestación de Servicio que autorizó la CRE para los permisos de distribución revisados núms. G/042/DIS/98, G/050/DIS/98 y G/081/DIS/2000, en incumplimiento del

artículo 2, último párrafo, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, vigente hasta el 11 de agosto de 2014.

14-0-18C00-02-0304-01-003 **Recomendación**

Para que la Comisión Reguladora de Energía revise los permisos de distribución y sus Condiciones Generales para la Prestación de Servicio, a fin de establecer de forma consistente un plazo para que los permisionarios notifiquen a Pemex Transformación Industrial los errores en la medición de gas natural y normar las reclamaciones por calidad y cantidad en la entrega de gas natural.

**5. Especificaciones técnicas y normativas de los equipos de medición de volumen y energía del gas natural**

A fin de verificar que los equipos de medición de volumen y energía del gas natural cumplieron las especificaciones técnicas y normativas, se analizaron tres convenios de medición suscritos entre Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y los permisionarios, en los cuales se establecen las bases técnicas para la medición que determina la cantidad de gas natural que el organismo entrega a los permisionarios en las Estaciones de Regulación y Medición (ERM), que están interconectadas al Sistema Nacional de Gasoductos de PGPB.

1. Convenio de medición celebrado el 11 de noviembre de 2002 entre PGPB y el permisionario con título de permiso núm. G/081/DIS/2000.

Se establecen las bases para la medición que determinará la cantidad de gas natural entregado por PGPB al permisionario en el City Gate de San Luis Potosí. En la cláusula 3 "Medición y Calibración" se establece que PGPB y el permisionario reconocen como válida la medición que se realiza de acuerdo con el Anexo 1 "Procedimiento de Medición", del 11 de noviembre de 2002. En dicho anexo se especificó que los medidores de gas natural serían dos, del tipo placa de orificio, por lo que en agosto de 2015, se visitó dicha instalación y se comprobó la existencia de esos medidores, en cumplimiento del numeral 5.1, del apartado 5 "Revisiones y Calibraciones", del Anexo 1 "Procedimiento de Medición", del Convenio de medición celebrado el 11 de noviembre de 2002 entre PGPB y el permisionario con título de permiso núm. G/081/DIS/2000.

2. Convenio de medición suscrito el 30 de abril de 2013 entre PGPB y el permisionario con título de permiso núm. G/050/DIS/98.

En la cláusula tercera "Medición y Verificación" se dispone que PGPB y el permisionario reconocen como válida la medición realizada en cada una de las ERM, relacionadas en el Anexo 1 "Relación de Estaciones de Regulación y Medición DGQ", y que forma parte del convenio. Las ERM son los City Gate Huimilpan, Arancia, San Juan del Río, La Lira, Givaudan, y Peco II.

En ese convenio las partes acordaron celebrar el Anexo 2 "Procedimiento de Medición", que formaría parte del convenio, el cual se aplicaría a todas las ERM relacionadas en el Anexo 1, así como a los nuevos puntos de interconexión al Sistema Nacional de Gasoductos que solicitara el permisionario y autorizara PGPB. También, acordaron que los procedimientos de medición establecidos en forma individual seguirían vigentes hasta la firma del

"Procedimiento de Medición", el cual cancelaría y sustituiría los procedimientos de medición individuales existentes.

Como parte del convenio de medición la entidad proporcionó los procedimientos de medición para los City Gate, Arancia y San Juan del Río, suscritos el 27 de agosto de 2003, La Lira, celebrado el 13 de mayo de 2004, Givaudan y Peco II, celebrados el 28 de junio de 2013, y Huimilpan, suscrito el 20 de diciembre de 2013. Se determinó que el procedimiento de medición para el City Gate La Lira, establecido el 13 de mayo de 2004 no se actualizó para formar parte del convenio como Anexo 2.

En el Anexo A "Lista de Equipo" del procedimiento de medición del City Gate Huimilpan se describen los equipos de medición y números de serie. En agosto de 2015, se visitó dicha instalación y se comprobó que los números de serie de los medidores se correspondieron con los indicados en el Anexo A, en cumplimiento de dicho anexo.

3. Convenio de medición celebrado el 20 de mayo de 2013 entre PGPB y el permisionario con título de permiso núm. G/042/DIS/98.

De acuerdo con la cláusula tercera "Medición y Verificación", PGPB y el permisionario reconocen como válida la medición realizada en cada una de las ERM, relacionadas en el Anexo 1 "Relación de Estaciones de Regulación y Medición CMG", la cual forma parte del convenio. Las ERM son los City Gate Coyotepec, Villa de las Flores, Huehuetoca y Venta de Carpio.

En el convenio las partes acordaron celebrar el Anexo 2 "Procedimiento de Medición", que formaría parte del mismo, el cual se aplicaría a todas las ERM relacionadas en el Anexo 1, así como a los nuevos puntos de interconexión al Sistema Nacional de Gasoductos que solicitara el permisionario y autorizara PGPB. Las partes acordaron también que los procedimientos de medición establecidos de forma individual seguirían vigentes hasta la firma del "Procedimiento de Medición", el cual cancelaría y sustituiría los existentes.

Como parte del convenio de medición la entidad proporcionó los Anexos 1 "Procedimiento de Medición", para los City Gate Coyotepec, celebrado el 25 de octubre de 2006, para Villa de las Flores, del 18 de octubre de 2006, para Huehuetoca, del 14 de febrero de 2014 y Venta de Carpio del 13 de enero de 2003. Se determinó que dichos anexos no se actualizaron para formar parte del convenio como Anexo 2.

En los Anexos 1A "Lista de Equipo" de los procedimientos de medición de los City Gate Coyotepec y Villa de las Flores, se describen los equipos de medición y números de serie. En julio de 2015, se visitaron ambas instalaciones y se comprobó que los números de serie de los medidores no coincidieron con los indicados en los Anexos 1A.

Con motivo de la presentación de resultados y observaciones preliminares, la entidad proporcionó copia de las minutas de campo celebradas por el cambio de las turbinas de medición, en agosto de 2014 y febrero de 2015, con lo que aclaró lo observado.

Con motivo de la presentación de resultados y observaciones preliminares, la Gerencia de Operación de Ductos de PGPB informó que respecto a los procedimientos de medición que no se actualizaron fue debido a que en los mismos no se estableció temporalidad alguna para

llevar a cabo su actualización, por lo que su vigencia es indefinida y continuarán vigentes hasta la firma de otro procedimiento de medición.

## **6. Registro contable y presentación en Cuenta Pública**

Se revisaron 288 facturas por 3,202,311.1 miles de pesos, 24 facturas por cada cliente (12 clientes) y se constató que se registraron en la cuenta núm. 5101970086 “Ventas en el País de Gas Natural” de la balanza de comprobación del ejercicio 2014.

Las ventas de gas natural registradas en la balanza de comprobación fueron por 82,065,841.5 miles de pesos. Para llegar al importe de 77,813,358.9 miles de pesos incluidos en el rubro “Ventas en el país” por 157,715,607.0 miles de pesos presentado en el Estado de Resultados dictaminado de 2014 de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), se disminuyó el importe de 4,252,482.6 miles de pesos, conformado de los importes de facturas, notas de crédito y débito correspondientes al ejercicio 2014, expedidas en 2015 por 1,710,175.3 miles de pesos, menos los ingresos por servicios asociados con las ventas de gas natural por 2,966,903.5 miles de pesos, menos los importes de facturas, notas de crédito y débito expedidas en 2014 por complemento de facturación o ajustes de ingresos de ejercicios anteriores por 2,995,754.4 miles de pesos.

Los 157,715,607.0 miles de pesos se generaron por ventas en el país de 14 productos, entre ellos el gas natural, al que le correspondieron 77,813,358.9 miles de pesos. Las ventas de gas natural representaron el 49.3% del total de las ventas en el país.

Cabe señalar que los conceptos de ingresos por servicios de distribución de gas natural (fijo, uso y capacidad de distribución) se registraron en la cuenta núm. 5113911900 “Ingresos varios”.

Con respecto a la presentación de las ventas de gas natural en la Cuenta Pública, la Gerencia de Presupuesto de PGPB comunicó que la información utilizada para los reportes presupuestales oficiales reside en el sistema institucional ERP (Enterprise Resource Planning), el cual es alimentado en línea por los usuarios de PGPB de las distintas líneas de negocio. La cifra del valor de las ventas de gas natural es obtenida mediante reportes existentes en dicho sistema a nivel de posición financiera. Su valor está comprendido en el apartado de ingresos por ventas de bienes y servicios por 179,830,152.1 miles de pesos en el formato de Cuenta Pública “Estado Analítico de Ingresos”, conforme a la carátula presupuestal definida por Petróleos Mexicanos (PEMEX). Dicho monto se integró por los rubros de venta de bienes internas por 176,387,410.2 miles de pesos e ingresos diversos por 3,442,741.9 miles de pesos.

La Gerencia de Presupuesto proporcionó la conciliación contable presupuestal (flujo de efectivo) de los ingresos por venta de bienes de gas natural por 77,813,358.9 y 81,000,257.3 miles de pesos (presupuestal), y las bases de datos de la integración de las partidas en conciliación, con lo anterior se validó su adecuado registro contable.

Además, se determinó que en la integración de los ingresos en flujo de efectivo por 176,387,410.2 miles de pesos se incluyeron 27,826,369.2 miles de pesos de ingresos por venta de productos en el extranjero, los cuales fueron reportados en la Cuenta Pública como venta de bienes internas, debiendo ser como venta de bienes externas.

El 30 de octubre de 2015 la Gerencia de Presupuesto informó que las actividades presupuestales y contables son coordinadas por PEMEX, a través de la Dirección Corporativa de Finanzas, que es el área rectora en la materia, por lo que la integración de las cifras reportadas en el formato denominado "Ingresos de Flujo de Efectivo", se realizó de conformidad con el archivo remitido por dicha dirección. Asimismo, proporcionó evidencia de que el 30 de enero de 2015 la Gerencia de Control Presupuestal y la Subgerencia de Consolidación Presupuestal de PEMEX remitieron a PGPB el archivo con el presupuesto adecuado contra el cual se compararían las cifras a presentar en la Cuenta Pública 2014; así como, de que el 16 febrero del 2015 la Gerencia de Presupuesto de PGPB envió a PEMEX los formatos de la Base única, Operaciones Ajenas y Otros Ingresos y Egresos en Devengado del ejercicio 2014, con lo que se constató que el monto de 27,826,369.2 miles de pesos se incluyó en el renglón de ventas externas.

El 19 de noviembre de 2015 la Subgerencia de Consolidación Presupuestal de Pemex Transformación Industrial informó que la integración de las carátulas presupuestales, así como de los formatos que forman parte de la Cuenta Pública 2014 fueron elaborados y transmitidos a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) en estricto apego a la "Guía Operativa del Sistema para la Integración de la Cuenta Pública (SICP)", así como a los Anexos 8 y 9 del Manual de Programación y Presupuesto 2014.

También señaló que en el apartado 4.4 "Restricciones-recomendaciones", se indicó que el SICP cuenta con un mecanismo de validación que impide modificar los montos de los presupuestos, por lo que la presentación de la información en la Cuenta Pública no es discrecional, sino que se ajusta a lo determinado por la SHCP.

No obstante lo informado por la Subgerencia de Consolidación Presupuestal de Pemex Transformación Industrial, se constató que en los Anexos 8 "Flujos de efectivo" y 9 "Reportes que se presentan a la H. Cámara de Diputados, Ramos", apartado "Reportes para el Proyecto de Presupuesto, Entidades" del Manual de Programación y Presupuesto 2014 los formatos contienen campos habilitados para la captura del monto correspondiente a las ventas de bienes externas, por lo que PEMEX no las reportó bajo ese rubro en la Cuenta Pública, en incumplimiento de los artículos 52 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental y 299 del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

#### 14-6-47T4I-02-0304-01-001 **Recomendación**

Para que Petróleos Mexicanos implemente los mecanismos de control conducentes a efecto de asegurar que las cifras de ingresos por venta de bienes presentadas en la Cuenta Pública sean reportadas en los conceptos que les correspondan, ya que se determinó que en los ingresos por venta de bienes internas de Pemex Gas y Petroquímica Básica por 176,387,410.2 miles de pesos presentados en la Cuenta Pública, incluyó 27,826,369.2 miles de pesos de venta de bienes externas.

#### 14-9-47T4I-02-0304-08-002 **Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria**

Ante la Unidad de Responsabilidades en Petróleos Mexicanos, para que realice las investigaciones pertinentes y, en su caso, inicie el procedimiento administrativo correspondiente, por los actos u omisiones de los servidores públicos que en su gestión

presentaron en la Cuenta Pública 27,826,369.2 miles de pesos de ingresos por venta de bienes externas de Pemex Gas y Petroquímica Básica en el concepto venta de bienes internas.

### **Resumen de Observaciones y Acciones**

Se determinó(aron) 4 observación(es) la(s) cual(es) generó(aron): 7 Recomendación(es) y 2 Promoción(es) de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria.

### **Dictamen**

El presente dictamen se emite el 20 de noviembre de 2015, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, la cual se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada y de cuya veracidad es responsable. Con base en los resultados obtenidos en la auditoría practicada, cuyo objetivo fue fiscalizar la gestión financiera para comprobar que la determinación de la cantidad y calidad del gas natural comercializado, proveniente de mediciones efectuadas por particulares, su registro en la contabilidad y presentación en la Cuenta Pública, así como la intervención de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) en las actividades relacionadas con los equipos empleados en dichas mediciones, se efectuaron de conformidad con 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, PGPB cumplió con las disposiciones legales y normativas que son aplicables en la materia, excepto por los aspectos observados siguientes:

- PGPB carece de los elementos para determinar las cantidades medidas de gas natural, por lo que el permisionario realiza esta actividad y le proporciona la cantidad entregada a los clientes de la entidad, para que facture las cantidades comercializadas. Existe el riesgo de que Pemex Transformación Industrial facture cantidades de gas natural inferiores a las suministradas a los clientes. Por lo que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) deberá instrumentar acciones para verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento y calibración de los instrumentos de medición, operados por los permisionarios, y Pemex Transformación Industrial deberá coordinarse con esa Comisión a efecto de obtener los resultados de esas verificaciones, en los casos en que se presenten incumplimientos, tratándose de sus clientes, a efecto de que esté en posibilidad de suspender el suministro de gas natural para la comercialización y que los volúmenes facturados sean objetivos.
- Un permisionario no contó con los reportes de mantenimiento de los instrumentos instalados en 3 Estaciones de Regulación y Medición (ERM); además, otro permisionario no contó con los reportes de mantenimiento de 3 ERM, ni con los certificados de calibración de los medidores instalados en 2 ERM, lo que restó confiabilidad a las mediciones de los volúmenes comercializados por PGPB correspondientes a esas estaciones.
- En las Actas Circunstanciadas emitidas como resultado de las Visitas de Verificación que la CRE realizó a tres permisionarios, en 2014. Se constató que en esas verificaciones no se incluyó el cumplimiento de los programas de calibración y mantenimiento de los equipos de medición, mediante los cuales los permisionarios determinaron las cantidades que PGPB facturó a sus clientes.
- Entre las mediciones de gas natural recibidas por PGPB de los distribuidores para las zonas de distribución de San Luis Potosí y Distrito Federal-Valle Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo, y las de los City Gate (estaciones de regulación y medición), se excedió el 2.0% autorizado por la CRE y la entidad no realizó acción alguna. Además, la cantidad de gas natural medida en los

City Gate es menor que la comercializada por PGPB, lo cual no se considera correcto toda vez que en los City Gate se suministra el gas a los distribuidores para su posterior comercialización por la entidad.

- Las Condiciones Generales para la Prestación de Servicio, expedidas por la CRE en 2 de 3 permisos revisados, no establecieron plazos para que los permisionarios realizaran ajustes del volumen de medición.
- Petróleos Mexicanos incluyó 27,826,369.2 miles de pesos de ventas en el exterior en el concepto de venta de bienes internas de PGPB por 176,387,410.2 miles de pesos en el documento “Ingresos de flujo de efectivo” de la Cuenta Pública 2014, cuando debió ser en el concepto de venta de bienes externas.

### **Apéndices**

#### *Procedimientos de Auditoría Aplicados*

1. Verificar el proceso para determinar la cantidad y calidad de gas natural comercializado proveniente de las mediciones efectuadas por particulares, así como la intervención de Pemex Gas y Petroquímica Básica en dicho proceso.
2. Constatar que la facturación de las operaciones de venta de gas natural se realizó de conformidad con la normativa.
3. Comprobar que los equipos de medición de volumen y energía del gas natural operados por particulares cumplieron con las especificaciones técnicas y normativas.
4. Constatar el cumplimiento de los programas de calibración y mantenimiento de los equipos de medición operados por particulares.
5. Verificar que el registro contable de los ingresos por las ventas de gas natural y su presentación en la Cuenta Pública 2014 se ajustaron a las disposiciones legales y normativas.

#### *Áreas Revisadas*

Las subdirecciones de Gas Natural, Ductos y Administración y Finanzas de Pemex Gas y Petroquímica Básica.

#### *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: Art. 299.
2. Ley General de Contabilidad Gubernamental: Art. 52.
3. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley de la Comisión Reguladora de Energía, Arts. 2 y 3; Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Art. 22; Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía establece los lineamientos para resolver la controversia suscitada respecto de las mediciones de gas natural realizadas en los puntos de recepción del sistema de distribución de gas natural, a su vez puntos de entrega del Sistema Nacional de Gasoductos de Pemex Gas y Petroquímica Básica, y la medición agregada que ha realizado un cliente de compraventa de gas natural en

el interior de la Zona Geográfica de Distribución de Bajío Norte, del 14 de julio de 2005; Instrucción Operativa para la Elaboración de Balances de Zonas Geográficas de Distribución, de octubre de 2013.

*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.

*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.